

Министерство образования и науки 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

Заведующий кафедрой

_____ Н.В. Савина

«_____» _____ 2025 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция подстанции напряжением 110 кВ Ивановка в Амурской области

Исполнитель

студент группы 142об-1

подпись, дата

И.М. Буднин

Руководитель

доцент

подпись, дата

А.Г. Ротачева

Консультант по

безопасности и

экологичности,

доцент, канд.техн.наук

подпись, дата

А.Б.Булгаков

Нормоконтроль

ст. преподаватель

подпись, дата

Л.А.Мясоедова

Благовещенск 2025

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав.кафедрой

_____ Н.В. Савина
«_____» _____ 2025г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента Буднина Ильи Максимовича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция подстанции
напряжением 110 кВ Ивановка в Амурской области

(утверждена приказом от 10.04.2025 № 950-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы(проекта) 25.06.2025

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: материалы производст-
венной практики (Амурское РДУ) и преддипломной практики (ФГБОУ ВО «АмГУ»)

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих
разработке вопросов): 1. Характеристика реконструируемой подстанции 2. Расчет
электрических нагрузок. 3. Разработка варианта реконструкции подстанции 4.
Расчёт токов короткого замыкания. 5. Замена и проверка оборудования 6.
Молниезащита и заземление 7. Релейная защита и автоматика 8. Технико-экономи-
ческое обоснование принятого варианта реконструкции подстанции 9.
Безопасность и экологичность

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем,
программных продуктов, иллюстрационного материала и т.п.) 6 листов графических
чертежей формата А1

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к
ним разделов) А.Б.Булгаков, доцент, канд.техн.наук, Безопасность и экологичность

7. Дата выдачи задания 10.04.2025

Руководитель выпускной квалификационной работы: Ротачева Алла Георгиевна,
доцент

(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): 10.04.2025

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 134 страниц, 16 рисунков, 46 таблиц, 263 формулы, 31 источник.

ЭНЕРГОСИСТЕМА, ПОДСТАНЦИЯ, ТРАНСФОРМАТОР, ОШИНОВКА, ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СЕТЬ, ТОКИ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА, МОЛНИЕЗАЩИТА, БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ, ДИСТАНЦИОННАЯ ЗАЩИТА, ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНАЯ ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРА.

В данной выпускной квалификационной работе разработана реконструкция подстанции 110/35/10 кВ Ивановка.

Актуальность работы заключается в необходимости увеличения мощности трансформатора в связи с прогнозируемым повышением нагрузки на подстанции Ивановка, относящейся к Ивановской области.

Цель работы – создание оптимального варианта реконструкции подстанции, который будет удовлетворять всем требованиям технической документации, и, в перспективе, использоваться в дальнейшем на практике.

В работе будут рассматриваться следующие вопросы: прогнозирование электрической нагрузки на подстанции; компенсация поступающей реактивной мощности; замена трансформатора и проверка сечений марок проводов линий; расчет защит на трансформаторе и на линиях 110 кВ; проверка сопротивлений на заземлении подстанции и проектирование молниезащиты; расчет маслоприемника для нового трансформатора.

Результаты, полученные в ходе выполнения выпускной квалификационной работы, могут использоваться в дальнейших исследованиях изучаемой темы или при написании диссертаций.

СОДЕРЖАНИЕ

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ	6
ВВЕДЕНИЕ	7
1. ХАРАКТЕРИСТИКА РЕКОНСТРУИРУЕМОЙ ПОДСТАНЦИИ	9
1.1. Климатическая и территориальная характеристика Ивановского района	9
1.2. Характеристика подстанции	10
1.3. Оборудование на подстанции	11
2. РАСЧЁТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК НА ПОДСТАНЦИИ	15
3. РАЗРАБОТКА ВАРИАНТА РЕКОНСТРУКЦИИ ПОДСТАНЦИИ ИВАНОВКА	17
3.1. Обоснование реконструкции подстанции	17
3.2. Компенсация реактивной мощности	18
3.3. Замена трансформатора ТДТН-10000/110/35/10 на подстанции	19
3.4. Проверка сечений проводов на ВЛ 110 и 35 кВ	21
3.5. Разработка однолинейной схемы подстанции	23
4. РАСЧЁТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ	27
4.1. Параметры и схема замещения подстанции	27
4.2. Расчет токов короткого замыкания	31
5. ЗАМЕНА И ПРОВЕРКА ОБОРУДОВАНИЯ НА ПОДСТАНЦИИ	36
5.1. Конструктивное исполнение распределительных устройств	38
5.2. Замена оборудования на ОРУ 110 кВ	40
5.4. Компоновка ОРУ 35 кВ оборудованием	53
5.5. Компоновка КРУ 10 кВ оборудованием	59
5.6. Замена ТСН на ОПУ подстанции Ивановка	63
6. МОЛНИЕЗАЩИТА И ЗАЗЕМЛЕНИЕ	65
6.1. Конструктивное исполнение заземления на подстанции	65
6.2. Расстановка молниеотводов и определение зон молниезащит.	70
6.3. Выбор ОПН и их расстановка	73
6.4. Оценочное суждение о надежности молниезащиты	76

7. РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА	79
7.1. Описание системы оперативных токов	80
7.2. Замена и расстановка комплектов РЗА	80
7.3. Расчёт уставок резервных защит ЛЭП	83
7.4. Расчёт уставок основных защит ЛЭП	96
7.5. Расчёт уставок резервных защит трансформатора	99
7.6. Расчёт уставок основных защит трансформатора	104
7.7. Противоаварийная сетевая автоматика	108
8. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ПРИНЯТОГО ВАРИАНТА РЕКОНСТРУКЦИИ ПОДСТАНЦИИ	113
8.1. Расчёт капитальных вложений в проект	113
8.2. Ежегодные издержки	114
8.3. Оценка экономической эффективности реконструкции ПС	115
9. БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ	117
9.1. Безопасность при работе персонала на ПС 110 кВ Ивановка	117
9.2. Экологичность	122
9.3. Чрезвычайные ситуации	128
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	131
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	132

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

АВР – автоматический ввод резерва;
АПВ – автоматическое повторное включение;
ВЛ – воздушная линия;
ДЗ – дистанционная защита;
ДЗЛ – дифференциальная защита линии;
ДЗТ – дифференциальная защита трансформатора;
ДЗО – дифференциальная защита ошиновки;
КЗ – короткое замыкание;
КЛ – кабельная линия;
КРУ – комплектное распределительное устройство;
МТЗ – максимальная токовая защита;
ОПН – ограничитель перенапряжения;
ОРУ – открытое распределительно устройство;
ПС – подстанция;
ПА – противоаварийная автоматика;
РЗА – релейная защита и автоматика
РУ – распределительное устройство;
ТН – трансформатор напряжения;
ТСН – трансформатор собственных нужд;
ТТ – трансформатор тока;
УРОВ – устройство резервирования отказа выключателя.

ВВЕДЕНИЕ

Темой данной выпускной квалификационной работы является разработка реконструкции подстанции 110/35/10 кВ Ивановка, расположенной в Ивановском районе Амурской области.

Актуальность исследования данной темы обусловлена потребностью повышения технически эксплуатационных показателей оборудования на подстанции в связи с планируемым подключением новых потребителей I категории и физическим и моральным устареванием оборудования на ней.

Целью написания проекта является создание и обоснование оптимального варианта реконструкции подстанции, удовлетворяющего всем условиям с учётом нормативных требований для энергосистемы региона и перспектив его развития.

Эффектом, ожидаемым от реализации данного проекта, можно считать успешную экономически и технически обоснованную реконструкцию подстанции, удовлетворяющую всем требованиям безопасности и энергетической эффективности для электроснабжения потребителей.

В процессе написания выпускной квалификационной работы главное внимание будет уделено разработке экономически и технически оптимального варианта реконструкции подстанции с учетом всех обоснований и корректной заменой электрооборудования с использованием расчетов токов короткого замыкания и рабочих токов. Будет поставлен вопрос о проверке действующего заземления и молниезащиты на подстанции, а также предоставлены варианты уставок защит для новых терминалов на трансформаторе и линиях 110 кВ.

Практической значимостью реализации данной выпускной квалификационной работы является получение технически обоснованного и экономически выгодного варианта реконструкции подстанции Ивановка с целью создания условий для дальнейшего развития энергосистемы в районе.

Для написания выпускной квалификационной работы использовались предоставленные образовательным учреждением ПО Microsoft Office 2016

Academic и MS Visual Studio Enterprise 2015 для создания чертежей. Использование программного обеспечения позволяет улучшить качество оформления текста работы и её визуальной составляющей.

1. ХАРАКТЕРИСТИКА РЕКОНСТРУИРУЕМОЙ ПОДСТАНЦИИ

1.1. Климатическая и территориальная характеристика Ивановского района

Подстанция 110 кВ Ивановка, территориально находящаяся в Ивановском муниципальном округе, расположена на юге Российского Дальнего Востока. Площадь Ивановского района составляет 2655 квадратных метров; климат в районе считается умеренно-континентальным с холодной многоснежной зимой и умеренно-жарким летом.

Температурные показатели зимой в среднем составляют минус 9°C, абсолютный минимум приходится на середину января и составляет минус 46°C. Самым теплым месяцем является июль, его средняя месячная температура составляет 17,4°C, а абсолютный максимум около 38°C.

Первые заморозки приходят с наступлением осени: в конце сентября – начале октября, где среднегодовое количество осадков около 600 мм. Максимальная высота снежного покрова за зиму может составлять от 30 до 50 см, притом почва промерзает глубиной на 25-45 см. Среднегодовая продолжительность гроз около 45 часов. Остальные показатели сводим в таблицу 1.1.1.

Таблица 1.1.1. Климатические характеристики подстанции Ивановка

Наименование	Показатель
1	2
Район по ветру	II
Нормативное ветровое давление, Па	500
Скорость ветра, м/с	29
Район по гололеду	II
Нормативная толщина стенки гололеда, мм	10-15

Продолжение таблицы 1.1.1.

1	2
Частота повторяемости и интенсивности пляски проводов	Умеренная (1 раз в 5 лет и менее)
Среднегодовая продолжительность гроз, в часах	От 40 до 60
Степень загрязнения атмосферы	I
Сейсмическая активность	3 балла
Температура воздуха	
Минимальная, °С	минус 46
Максимальная, °С	плюс 38
Среднегодовая, °С	минус 4,2

Для описанного района принимается оборудование с климатическим исполнением УХЛ1, означающее, что все оборудование предназначено для эксплуатации в умеренном и холодном климате, а цифра обозначает категорию размещения, которая подразумевает собой установку на открытом воздухе с вероятностным воздействием любых атмосферных факторов (дожди, ливни, снег) [2].

1.2. Характеристика подстанции

Подстанция Ивановка, находящаяся в эксплуатации и введении филиала АО «ДРСК» (Дальневосточная распределительная сетевая компания), предназначена для питания коммунально-бытовых потребителей и промышленных предприятий II и III категории со стороны 35 и 10 кВ, и со стороны 110 кВ является проходной для других подстанций.

Со стороны 110 кВ от подстанции Ивановка выходит две воздушные линии (ВЛ) до подстанций 110 кВ Полевая и Волково, которые так же обеспечивают

питание подстанции Ивановка.

Со стороны 35 кВ от подстанции Ивановка выходит три воздушные линии ВЛ 35 кВ до населенных пунктов Дмитриевка, Правовосточная и Алексеевка.

Со стороны 10 кВ от подстанции Ивановка выходит 12 присоединенных фидеров, которые служат питанием для потребителей.

Так же со стороны 10 кВ идет присоединение через два трансформатора собственных нужд (ТСН) на 260 кВА к общеподстанционному пункту управления (ОПУ), которое служит для отслеживания повреждений и аварийных процессов на ПС. Работа ОПУ необходима для бесперебойной передачи и распределения электроэнергии.

1.3. Оборудование на подстанции

Реконструируемая подстанция Ивановка 110/35/10 кВ имеет следующее оборудование, приведенное в таблицах 1.3.1 – 1.3.3:

Выключатели МКП-110, ВМ-35, ВМП-10, ВВ/TEL-10-20/1000;

Разъединители: РНДЗ-2(1)б-110/1000 УХЛ1, РНДЗ-2(1)б-35/1000 УХЛ1;

Трансформаторы: ТДТН-10000/110/35/10 и ТДТН-16000/110/35/10;

Трансформаторы напряжения: НАМИ-110УХЛ1, НАМИ-35 УХЛ1, НАМИ-10;

Трансформаторы тока: ТВЛМ-10, ТПОЛ-10, ТПЛ-10, ТЛМ-10, ТВ-110/18;

Ограничители перенапряжения: ОПН-110/77-10(II) УХЛ1, ОПН-35/40,5-10(II) УХЛ1, ОПН-10/12-10-(II) УХЛ1;

Высокочастотные заградители: ВЗ-600-0,5; ВЗ-600-0,25;

Предохранители: ПКН-10;

Конденсаторы связи: СМР-35; СМР-110;

Фильтры присоединения: ОФП-4.

Таблица 1.3.1. – Выключатели на ПС Ивановка

Ячейка	Сторона	Выключатель	Год ввода в эксплуатацию
1	2	3	4
В-Л110 Полевая	110	МКП-110	1970
В-Л110 Волково	110	МКП-110	1975
В110-Т1	110	МКП-110	1970
В110-Т2	110	МКП-110	1970
В35-Т1	35	ВМ-35	1970
В35-Т2	35	ВМ-35	1970
В-Л35 Дмитриевка	35	ВМ-35	1970
В-Л35 Правовосточное	35	ВМ-35	1970
В-Л35 Алексеевка	35	ВМ-35	1970
В яч. № 3	10	ВВ/TEL-10-20/1000	1970
В яч. № 4	10	ВВ/TEL-10-20/1000	1970
В яч. № 10	10	ВВ/TEL-10-20/1000	1970
В яч. № 11	10	ВВ/TEL-10-20/1000	1970
В яч. № 14	10	ВВ/TEL-10-20/1000	1970
В яч. № 16	10	ВВ/TEL-10-20/1000	1970
В яч. № 17	10	ВВ/TEL-10-20/1000	1970
В яч. № 20	10	ВВ/TEL-10-20/1000	1970
В яч. № 22	10	ВВ/TEL-10-20/1000	1970
В яч. № 24	10	ВВ/TEL-10-20/1000	1970
В яч. № 26	10	ВВ/TEL-10-20/1000	1970
В яч. № 2	10	ВМП-10	1970
В яч. № 6	10	ВМП-10	1970
В яч. № 8	10	ВМП-10	1970
В яч. № 12	10	ВМП-10	1970
В яч. № 13	10	ВМП-10	1970

Таблица 1.3.2. – Разъединители на ПС Ивановка

Ячейка	Сторона	Разъединитель	Год ввода в эксплуатацию
1	2	3	4
ЛР-Л110 Волково	110	РЛНД-2-110/1000У1	1971
ШР-Л110 Волково	110	РЛНД-16-110/1000У1	1971
ЛР-Л110 Полевая	110	РЛНД-2-110/1000У1	1971
ШР-Л110 Полевая	110	РЛНД-16-110/1000У1	1971
ШР-ТН-110	110	РЛНД-2-110/1000У1	1971
ШР110-Т1	110	РЛНД-16-110/1000У1	1971
ШР110-Т2	110	РЛНД-16-110/1000У1	1971
РТ110-Т1	110	РЛНД-2-110/1000У1	1971
РТ110-Т2	110	РЛНД-2-110/1000У1	1971
РТ35-Т1	35	РНДЗ-2-35/1000У1	1970
РТ-35Т2	35	РНДЗ-2-35/1000У1	1970
ШР35-Т1	35	РНДЗ-2-35/1000У1	1971
ШР35-Т2	35	РНДЗ-2-35/1000У1	1971
ШР-ТН-35	35	РНДЗ-2-35/1000У1	1971
ШР-Л35 Дмитриевка	35	РНДЗ-2-35/1000У1	1971
ШР-Л35 Правовосточное	35	РНДЗ-2-35/1000У1	1971
ШР-Л35 Алексеевка	35	РНДЗ-2-35/1000У1	1971
ЛР-Л35 Дмитриевка	35	РНДЗ-2-35/1000У1	1971
ЛР-Л35 Правовосточное	35	РНДЗ-2-35/1000У1	1971
ЛР-Л35 Алексеевка	35	РНДЗ-2-35/1000У1	1971

Таблица 1.3.3. – Трансформаторы тока (ТТ) и напряжения (ТН) на ПС Ивановка

Ячейка	Сторона	Оборудование	Год введения в эксплуатацию
1	2	3	4
СШ-110(ТН)	110	НАМИ-110 УХЛ1	2009
В-Л110 Полевая(ТТ)	110	ТВ-110/18	1970
В-Л 110 Волково(ТТ)	110	ТВ-110/18	1975
СШ-35(ТН)	35	НАМИ-35 УХЛ1	1970
1СШ-10(ТН)	10	НАМИ-10	1975
2СШ-10(ТН)	10	НАМИ-10	1975
1СР-10(ТТ)	10	ТВЛМ-10	1970
РТ-10-Т1(ТТ)	10	ТПОЛ-10	1975
РТ-10-Т2(ТТ)	10	ТПОЛ-10	1975
ТТ-10-Ф2(ТТ)	10	ТЛМ-10	1970
ТТ-10-Ф4(ТТ)	10	ТЛМ-10	1970
ТТ-10-Ф6(ТТ)	10	ТЛМ-10	1970
ТТ-10-Ф8(ТТ)	10	ТЛМ-10	1970
ТТ-10-Ф10(ТТ)	10	ТЛМ-10	1970
ТТ-10-Ф12(ТТ)	10	ТЛМ-10	1970
ТТ-10-Ф14(ТТ)	10	ТЛМ-10	1970
ТТ-10-Ф16(ТТ)	10	ТЛМ-10	1970
ТТ-10-Ф20(ТТ)	10	ТЛМ-10	1970
ТТ-10-Ф22(ТТ)	10	ТЛМ-10	1970
ТТ-10-Ф24(ТТ)	10	ТЛМ-10	1970
ТТ-10-Ф26(ТТ)	10	ТЛМ-10	1970

2. РАСЧЁТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК НА ПОДСТАНЦИИ

2.1. Существующая сеть подстанции Ивановка

Реконструируемая подстанция 110 кВ Ивановка питается по двум линиям 110 кВ от подстанций Волково и Полевая. На рисунке 2.1.1 представлена существующая прилегающая сеть реконструируемой Ивановки.

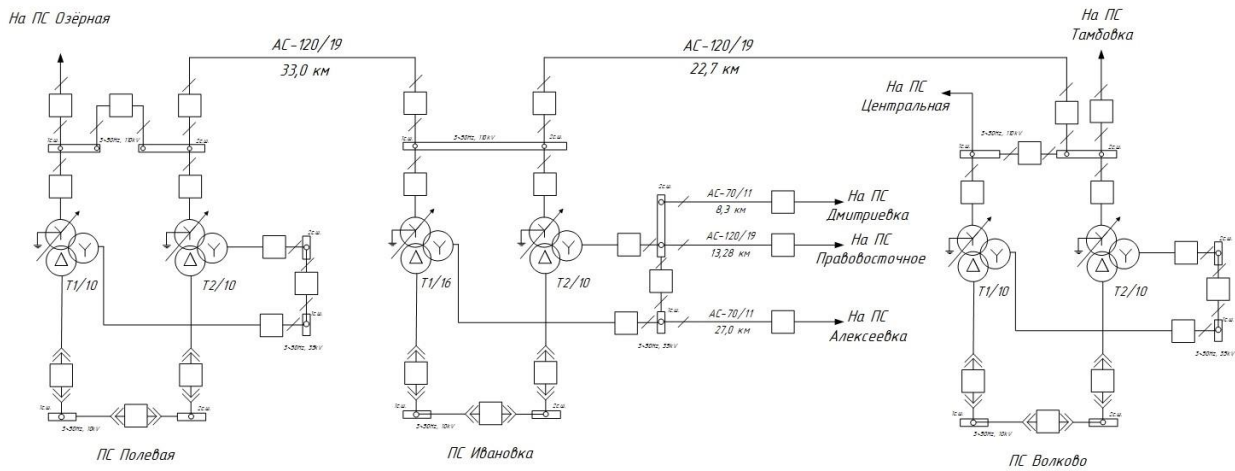


Рисунок 2.1.1 Существующая прилегающая сеть к подстанции Ивановка

Для расчёта прогнозируемой нагрузки на подстанцию необходимо использовать максимальные данные о контрольных замерах мощностей на реконструируемой подстанции на момент времени 2024 год в период зимы или лета. Данные о нагрузках сводятся в таблицу 2.1.1.

Таблица 2.1.1. Максимальные нагрузки на подстанции Ивановка

Наименование подстанции	Период	Активная мощность Р, МВт	Реактивная мощность Q, МВар
1	2	3	4
ПС 110 кВ Ивановка	Лето	4,6	1,4
	Зима	13,1	5,7

Для определения прогнозируемой нагрузки используем методические указания, описанные в соответствующей литературе [3]:

$$P_{баз}^{прог} = P_{баз} \cdot (1 + \varepsilon)^N, \quad (2.1.1)$$

где ε - относительный прирост электрической нагрузки для выбранного региона, находимый по отношению процента нагрузки действующего года к прогнозируемой. Данные о приросте берутся согласно СиПР ЭЭС РФ 2025-2030 года Ивановского региона. Принимается равным 0,08 [4];

N – период, на который составляется рассматриваемая реконструкция подстанции, ищется как отношение года, в который снимались мерки нагрузок, к году, к которому прогнозируется нагрузка, принимаем 5 лет;

$P_{баз}$ - базовая активная мощность, по которой имеются значения замеров. В случае с реконструируемой подстанции представлены замеры максимальных значений мощности.

$$P_{баз}^{прог} = 13,1 \cdot (1 + 0,08)^5 = 19,24 \text{ МВт}. \quad (2.1.2)$$

В соответствии с [10] при отсутствии исходных данных по реактивной составляющей нагрузки коэффициент реактивной составляющей нагрузки $\tan \varphi$ рекомендуется принимать не выше следующего значения: для расчёта компенсирующих устройств на класс напряжения 6-10 кВ - $\tan \varphi = 0,4$.

Тогда реактивная прогнозируемая мощность находится по формуле:

$$Q_{баз}^{прог} = 5,7 \cdot (1 + 0,08)^5 = 8,37 \text{ МВар}. \quad (2.1.3)$$

Для расчёта реконструкции нового трансформатора также нужно будет рассчитать среднюю активную мощность по формуле:

$$P_{ср}^{прог} = \frac{P_{баз}^{прог}}{K_{\max}} = \frac{19,24}{1,2} = 16,03 \text{ МВт}. \quad (2.1.4)$$

где $K_{\max}$ - коэффициент максимума, принимаемый 1,2.

3. РАЗРАБОТКА ВАРИАНТА РЕКОНСТРУКЦИИ ПОДСТАНЦИИ ИВАНОВКА

3.1. Обоснование реконструкции подстанции

Реконструкция подстанции 110 кВ Ивановка, проектируемая в данной выпускной квалификационной работе, подразумевает под собой несколько целей:

- замена трансформатора ТДТН-10000/110/35/10 на более мощный;
- проверка сечений проводов по линиям 110 кВ и 35 кВ;
- замена старого оборудования на новое по сторонам 110, 35, 10 кВ;
- проверка существующего заземления и молниезащиты на подстанции;
- замена терминалов защит с последующим расчётом уставок срабатывания на трансформаторах и на линиях 110 кВ;
- экономическое и техническое обоснование реконструкции подстанции.

Чтобы начать проектирование реконструкции подстанции, необходимо строгое обоснование этой реконструкции.

Первый аргумент в сторону реконструкции подстанции – замена устаревшего оборудования. Модернизация или замена позволяет повысить эффективность передачи и распределения электроэнергии. Современные подстанции должны обеспечивать бесперебойное и стабильное электроснабжение с минимальными потерями и возможными рисками возникновения аварий. Для этого на подстанции масляные выключатели будут заменены на элегазовые, а терминалы защит переведены с электромеханических на микропроцессорные.

Второй аргумент – увеличение энергопотребления. В выпускной квалификационной работе была посчитана прогнозируемая нагрузка на подстанции к 2030 году, однако так же известно и о скором подключении

производственных мощностей. Поскольку с растущими потребностями требуется и большая передача электроэнергии, то для подстанции необходимо увеличение трансформаторной мощности.

И последний аргумент в пользу реконструкции – требования безопасности и экологичности. Старое и уже не пригодное для эксплуатации оборудование становится нередкой причиной возникновения пожаров или аварийных ситуаций. Авария в маслонаполнителе трансформатора способна вызвать экологическое бедствие техногенного уровня.

3.2. Компенсация реактивной мощности

Надежное функционирование энергосистемы не может функционировать в настоящем времени без соблюдения баланса реактивной мощности в сетях. Поскольку большой объем потерь электроэнергии сказывается на качестве электроснабжения потребителей, необходимо непосредственное решение возникшей проблемы. Важнейшим инструментом можно считать УКРМ (устройства компенсации реактивной мощности) разных типов (БСК, СК, УШР), автоматически или вручную включающие эти устройства.

Для того, чтобы определиться, необходимо ли установка УКРМ на реконструируемой подстанции, нужно рассчитать количество требуемой мощности компенсирующих устройств на подстанции:

$$Q_{KV} = Q_{\max} - Q_{\text{э}} \quad (3.2.1)$$

где $Q_{\max}$ - максимальное значение реактивной мощности, рассчитанное во втором разделе, равное 8,37 МВар;

$Q_{\text{э}}$ - показатель реактивной мощности, определяемый формулой:

$$Q_{\text{э}} = P_{\text{баз}}^{\text{прог}} \cdot \text{tg} \varphi = 19,24 \cdot 0,4 = 7,69 \text{ МВар.} \quad (3.2.2)$$

Определяем требуемую компенсацию реактивной мощности на подстанции:

$$Q_{KV} = 8,37 - 7,69 = 0,68 \text{ МВар} \quad (3.2.3)$$

По полученной реактивной мощности определяем компенсацию на 1 секцию шин. Поскольку на стороне 10 кВ реконструируемой подстанции 2 секции шин, то реактивная мощность будет находиться по формуле:

$$Q_{KV1CШ} = \frac{Q_{KV}}{n_{CШ}} \cdot 1,1 = \frac{0,68}{2} \cdot 1,1 = 0,37 \text{ МВар}. \quad (3.2.4)$$

В качестве компенсирующих устройств принимаем продукт компании «Энергозапад». Для реконструируемой подстанции Ивановка принимаются по одному на шину УКРЛ(П)56-10,5-450. Таким образом некомпенсированная реактивная мощность будет находится по формулам:

$$Q_{KV\phi} = 450 \cdot 1 + 450 \cdot 1 = 900 \text{ квар} = 0,9 \text{ Мвар}; \quad (3.2.5)$$

$$Q_{неск} = 8,37 - 2 \cdot 0,9 = 6,57 \text{ Мвар}. \quad (3.2.6)$$

В ходе реализации конструкции подстанции принято решение о мероприятиях по установке компенсирующих устройств на низкую сторону НН 10 кВ подстанции Ивановка.

3.3. Замена трансформатора ТДТН-10000/110/35/10 на подстанции

На основании пункта 3.1 решено заменить трансформатор ТДТН-10000/110/35/10 на новый. Для выбора нового трансформатора необходимо знать среднюю активную мощность и не скомпенсированную реактивную мощность, передаваемую через силовой трансформатор:

$$S_P = \frac{\sqrt{P_{cp}^2 + Q_{неск}^2}}{n_{TP} \cdot K_s} = \frac{\sqrt{16,03^2 + 6,57^2}}{2 \cdot 0,7} = 12,37 \text{ МВт}. \quad (3.3.1)$$

где n_{TP} - количество трансформаторов на подстанции (подстанция

двухтрансформаторная);

K_3 - коэффициент загрузки трансформатора, принимаемый согласно ГОСТ 14209-97, $K_3 = 0,7$.

Номинальную мощность для трансформатора необходимо выбрать в соответствии со стандартным рядом выпускаемых трансформаторов. Для требуемого условия подходит трансформатор ТДТН-16000/110/35/10. Необходимо проверить трансформатор по коэффициенту загрузки в нормальном и послеаварийном режимах работы:

$$k_3^n = \frac{\sqrt{P_{cp}^2 + Q_{неск}^2}}{n \cdot S_{T.ном}} = \frac{\sqrt{16,03^2 + 6,57^2}}{2 \cdot 16} = 0,54. \quad (3.3.2)$$

Коэффициент загрузки в нормальном режиме должен быть в пределах от 0,5 до 0,7.

$$k_3^{п/ав.} = \frac{\sqrt{P_{cp}^2 + Q_{неск}^2}}{(n-1) \cdot S_{T.ном}} = \frac{\sqrt{12,24^2 + 5,622^2}}{1 \cdot 16} = 1,08. \quad (3.3.3)$$

Коэффициент загрузки в послеаварийном режиме не должен быть выше 1,4. Данный трансформатор удовлетворяет всем требованиям, поэтому будет выбран к замене старого. Справочные данные о трансформаторе покажем в таблице 3.3.1 [9].

Таблица 3.3.1. Справочные данные трансформатора ТДТН-16000/110/35/10

Тип трансформатора	Номинальная мощность, МВА	Номинальное напряжение обмотки, кВ			Напряжение КЗ uk, %		
		ВН	СН	НН	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН
1	2	3	4	5	6	7	8
ТДТН-16000/110/35/10	16	115	38,5	11	10,5	17,5	6,5

3.4. Проверка сечений проводов на ВЛ 110 и 35 кВ

Линии электропередач (ЛЭП) являются одними из важнейших оборудования на подстанции для бесперебойной и правильной передачи электроэнергии. В ходе написания выпускной квалификационной работы было решено пересчитать защиты линий 110 кВ. Для реконструируемой подстанции Ивановка проверим линии 110 кВ методом экономических токовых интервалов, а 35 кВ по допустимой потере напряжения. Расчёт ведется согласно литературе [8]:

Метод выбора сечений, свободный от недостатков метода экономической плотности тока, получил название «метод экономических интервалов». При использовании экономических интервалов необходимо уточнение наибольшего тока линии $I_{\max}$. Сечения проводов необходимо выбирать по расчетной токовой нагрузке линии I_p , определяемые по выражениям:

$$I_p = \alpha_i \alpha_T I_{\max} \quad (3.4.1)$$

$$I_{\max} = \frac{\sqrt{P_{\max}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (3.4.2)$$

где I_p - ток в линии на пятый год её эксплуатации в нормальном режиме, определяемый для линий питающей и распределительной сетей из расчета режима, соответствующего максимуму нагрузки энергосистемы;

α_i - коэффициент, учитывающий изменение нагрузки по годам эксплуатации линии;

α_T - коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки линии и коэффициент ее попадания в максимум энергосистем;

$I_{\max}$ - максимальное значение тока, протекающего по линии, на год ее проектирования.

Для линий 110 кВ α_i принимается равным 1,05, а α_T выбирается из таблицы, указанной в [8], принимаем равной 1,1. Тогда расчет будет следующим:

$$I_{\max} = \frac{\sqrt{19,24^2 + 6,57^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,106 \text{ кА} \quad (3.4.3)$$

$$I_p = 1,05 \cdot 1,1 \cdot 0,106 = 0,123 \text{ кА} = 123,25 \text{ А} \quad (3.4.4)$$

Таким образом провод марки АС-120/19, применяемый на линиях 110 кВ и имеющий максимально допустимый ток 390 А, проходит проверку по методу экономических интервалов. При необходимости замена по истечению срока службы будет произведена на провод той же марки.

Для проверки сечения проводов линий 35 кВ воспользуемся литературой [8]:

Допустимая потеря напряжения в распределительной сети всегда должна быть больше наибольшей потери напряжения или равна ей:

$$\Delta U_{нб} \leq \Delta U_{дон}, \quad (3.4.5)$$

где $\Delta U_{дон}$ - для питающей сети напряжением 6-35 кВ допустимая потеря напряжения будет принята в диапазоне от 6 до 8% в нормальных режимах;

$\Delta U_{нб}$ - наибольшая потеря напряжения, которая находится по формуле:

$$\Delta U_{нб} = \frac{P \cdot R_0 + Q \cdot X_0}{U_{ном}} \cdot l, \quad (3.4.6)$$

где P, Q – принятые значения активной и реактивной мощности соответственно для рассматриваемой линии 35 кВ, данные взяты из замеров за максимум зимнего периода 2024 года;

R_0, X_0 - погонные индуктивные и активные сопротивления, значения которых взяты согласно ГОСТ 839 и РД 153-34.0-20.527-98. Для определения индуктивных сопротивлений среднегеометрическое расстояние между проводами принимаем равным 3 м.

Для ВЛ 35 кВ Дмитриевка АС-70/11; 8,3 км:

$$\Delta U_{нб} = \frac{9,25 \cdot 0,421 + 3,7 \cdot 0,408}{35} \cdot 8,3 \cdot 100\% = 1,28\% \leq 6 \div 8\% \quad (3.4.7)$$

Сечение АС-70/11 удовлетворяет условиям для ВЛ 35 кВ Дмитриевка.

Для ВЛ 35 кВ Правовосточное АС-120/19; 13,28 км:

$$\Delta U_{нб} = \frac{13,25 \cdot 0,244 + 5,3 \cdot 0,391}{35} \cdot 13,28 \cdot 100\% = 2,01\% \leq 6 \div 8\% \quad (3.4.8)$$

Сечение АС-120/19 удовлетворяет условиям для ВЛ 35 кВ Правовосточное.

Для ВЛ 35 кВ Алексеевка АС-70/11; 27 км:

$$\Delta U_{нб} = \frac{22,31 \cdot 0,421 + 11,3 \cdot 0,408}{35} \cdot 27 \cdot 100\% = 10,8\% > 6 \div 8\% \quad (3.4.9)$$

Проверка сечения не пройдена. Заменяем провода марки АС-70/11 на АС-120/19.

Проведем повторную проверку:

$$\Delta U_{нб} = \frac{22,31 \cdot 0,244 + 11,3 \cdot 0,391}{35} \cdot 27 \cdot 100\% = 7,6\% \leq 6 \div 8\% \quad (3.4.10)$$

Необходимые проверки завершены. По итогам расчётов делаем вывод: две линии 110 кВ проходят проверку «методом экономических интервалов» - замене подлежат только при окончании срока службы. По итогам расчётов для линий 35 кВ, ВЛ Алексеевка не проходит проверку – требуется замена провода АС-70/11 на АС-120/19.

3.5. Разработка однолинейной схемы подстанции

Для проектирования реконструкции подстанции 110 кВ Ивановка необходимо изобразить исходную однолинейную схему, которая имеется на данный момент. На рисунке 3.5.1. изображена однолинейная схема ПС

Ивановки, представляющая собой конфигурацию электрического объекта, на котором изображены присоединения электрооборудования друг к другу.

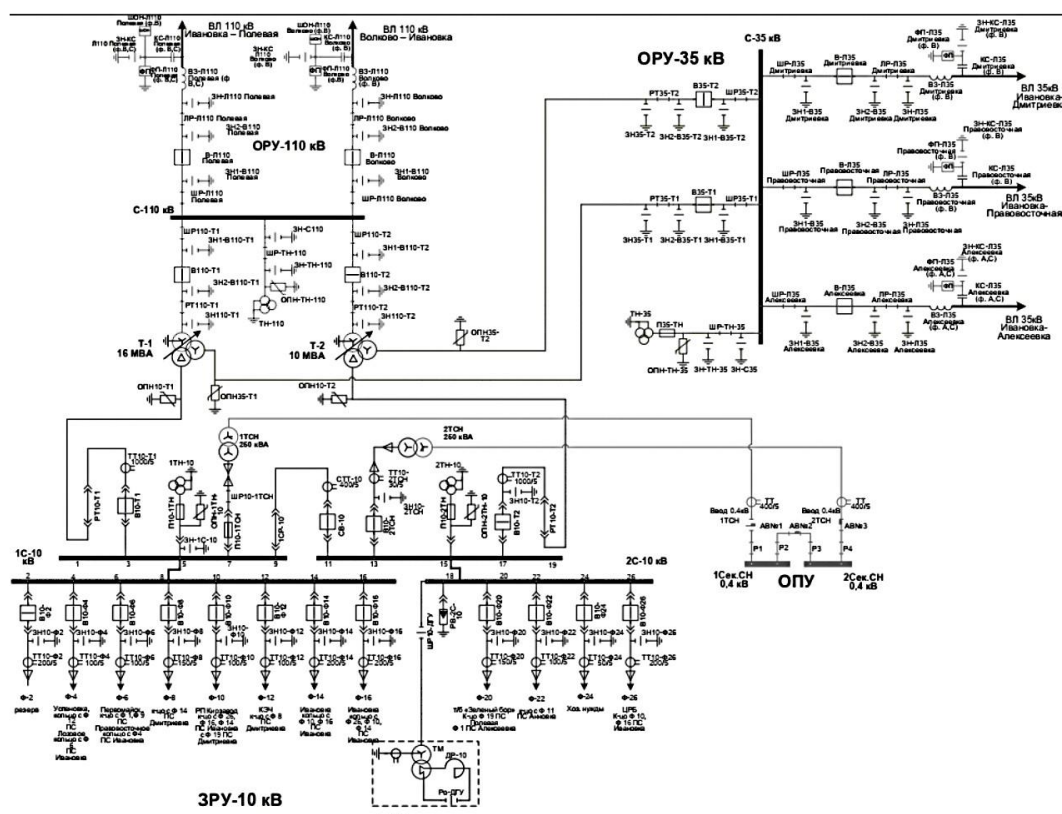


Рисунок 3.5.1. Однолинейная схема ПС Ивановка до реконструкции

Подстанция Ивановка, являющаяся проходной подстанцией, обязана иметь со стороны 110 кВ как минимум два присоединения ВЛ для бесперебойной передачи электроэнергии – на рисунке представлена типовая схема 110-5Н «Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий», однако ремонтная перемычка отсутствует, установлен лишь один трансформатор напряжения и используется 4 ячейки выключателей. Согласно [1] такой вариант конструкции обусловлен включенным положением лишь одного трансформатора мощностью 16 МВА. Поскольку нагрузка на подстанции небольшая, то и мощность приборов, используемых для работы ТН не велика. Однако при реконструкции подстанции Ивановка рассмотрен новый вариант нормальной работы – при котором два трансформатора работают параллельно, а значит есть надобность в ремонтной перемычке – если один из трансформаторов

выйдет из строя, тогда при помощи ремонтной перемычки, можно изолировать поврежденную часть подстанции. Этот же пункт относится и к ТН. Так как количество приборов увеличится и мощность на них тоже, то необходима установка второго ТН со стороны линии. Так же стоит отметить и количество ячеек выключателей, которых станет с реконструкцией меньше – с 4 до 3.

Для стороны 35 кВ, конструированной по схеме 35-9 «Одна рабочая секционированная выключателем система шин», принято решение к добавлению еще одного трансформатора напряжения, поскольку в реконструируемом варианте работы подстанции, как уже было сказано выше, два трансформатора работают параллельно друг друга, поэтому для безопасной работы измерительных приборов и приборов РЗА необходим дополнительный ТН. Данная схема идеально подходит для дополнительного расширения в случае появления новых потребителей, поскольку каждая ячейка линии отделена своим выключателем с разъединителем и поэтому в случае аварии, достаточно изолировать поврежденный участок с потребителем от всей схемы.

Сторона 10 кВ, выполненная по схеме 10-2 «Две одиночные, секционированные выключателями, системы шин», позволяет иметь огромное количество присоединений с ячейками выключателей для потребителей. При реконструкции подстанции схема не изменяется.

Так же через сторону 10 кВ проходит ОПУ с двумя ТСН мощностью 250 кВА. Один ТСН своей мощностью по правилам ПУЭ должен перекрывать все потребности подстанции. В случае реконструкции, если мощность окажется выше номинальной мощности ТСН, то возможна замена на более мощный.

Представленный вариант реконструкции подстанции предоставляет собой возможность к дополнительным расширениям ячеек или добавлением новых. На рисунке 3.5.2. будет изображен предложенный вариант реконструкции подстанции.

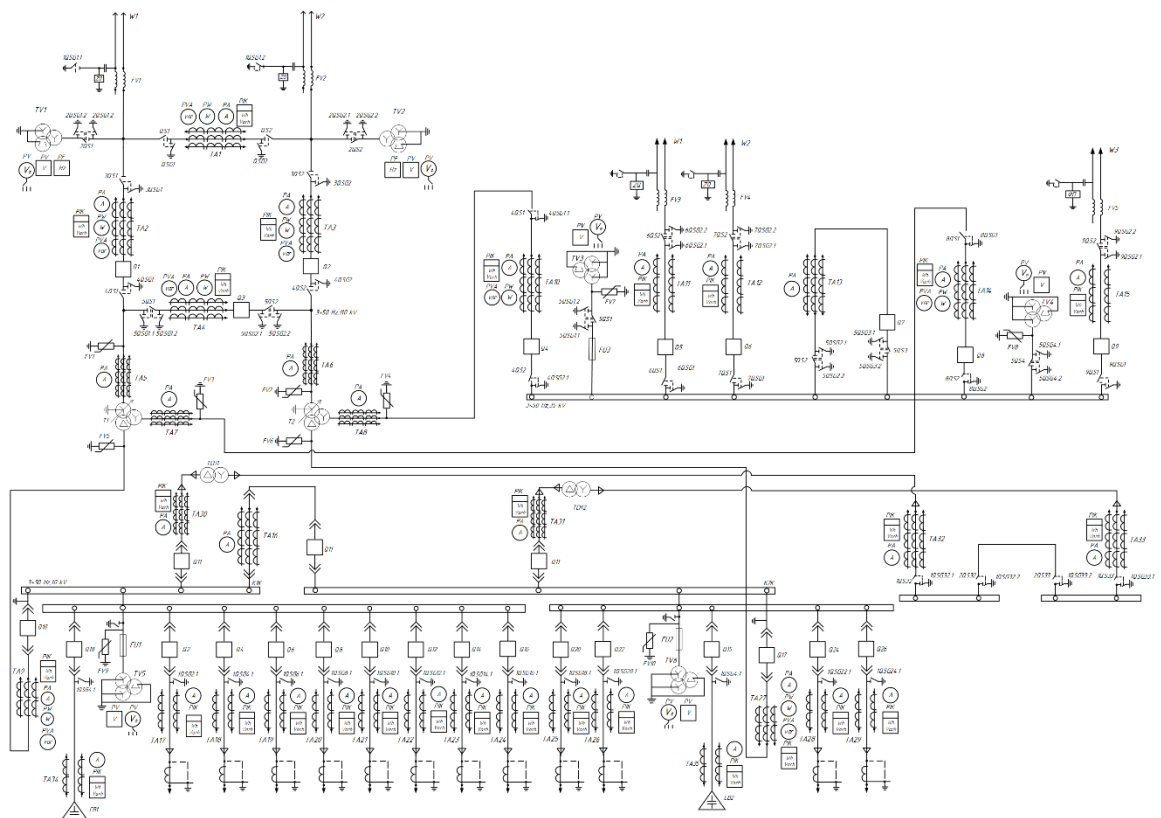


Рисунок 3.5.2. Реконструируемый вариант однолинейной схемы ПС Ивановка

4. РАСЧЁТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

4.1 Параметры и схема замещения подстанции

В соответствии с [30] расчет токов короткого замыкания выполняется в относительных единицах с применением упрощенных методик. При построении схемы замещения учитываются только индуктивные сопротивления элементов сети, ЭДС источников, и нагрузки потребителей. Активные сопротивления и фазовые сдвиги не берутся во внимание, позволяя получать повышенные токи КЗ для надежного выбора оборудования. Покажем схему замещения для ПС Ивановка на рисунке 4.1.1.

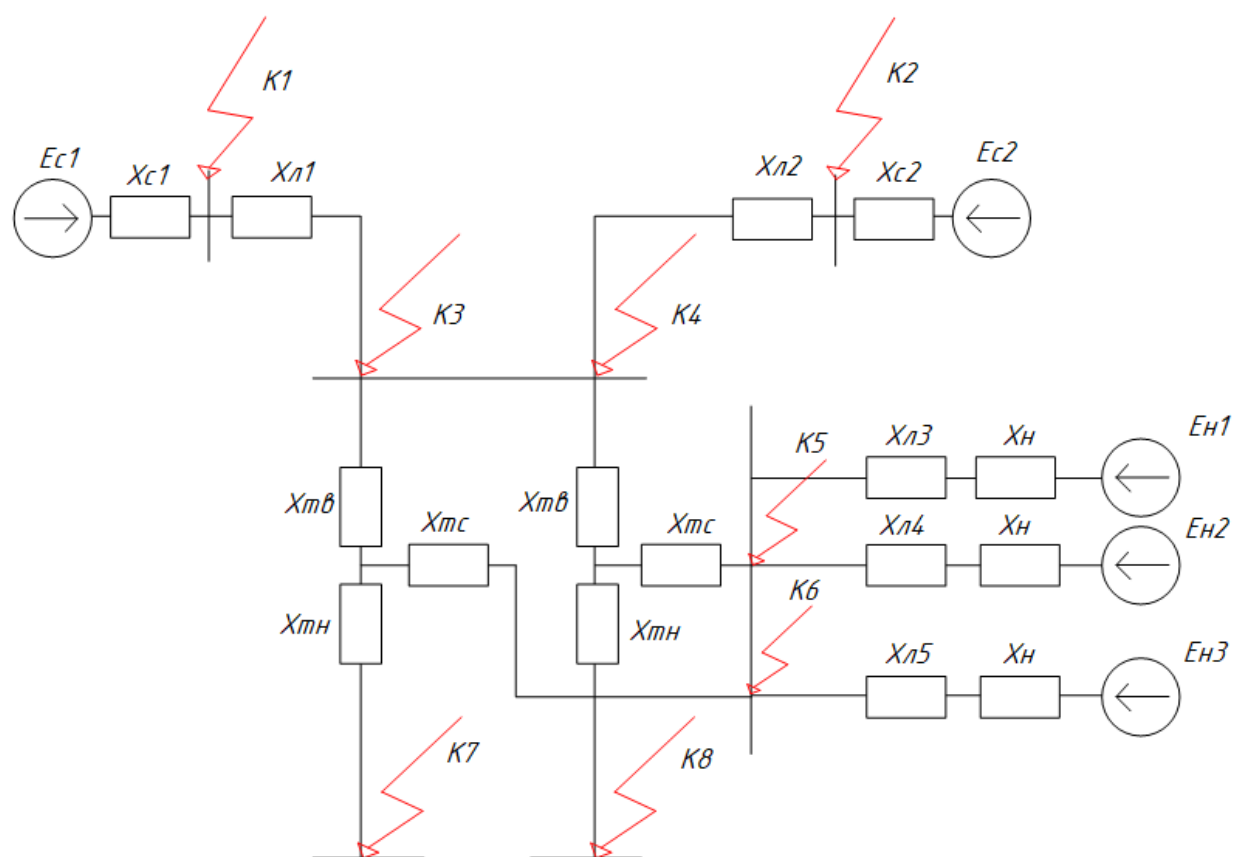


Рисунок 4.1.1. Схема замещения ПС Ивановка для расчета токов КЗ

Задаем базисную мощность и ЭДС системы с нагрузкой:

$$S_{\delta} = 1000 \text{ МВА}; E_C = 1; E_H = 0,85.$$

Для каждой ступени напряжения необходимо так же определить базисное напряжение, которое находится согласно шкале средних напряжений: 3,15; 6,3; 10,5; 13,8; 15,75; 18; 20; 24; 27; 37; 115; 154; 230; 340; 515; 770; 1175 [30]. Имея трехобмоточный трансформатор на подстанции, принимаем:

$$U_{\delta 1} = 115 \text{ кВ},$$

$$U_{\delta 2} = 37 \text{ кВ},$$

$$U_{\delta 3} = 10,5 \text{ кВ}.$$

Определяем базисный ток, зависящий от ступени напряжения:

$$I_{\delta i} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta i}}, \quad (4.1.1)$$

$$I_{\delta 1} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ кА}, \quad (4.1.2)$$

$$I_{\delta 2} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 15,6 \text{ кА}, \quad (4.1.3)$$

$$I_{\delta 3} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 54,98 \text{ кА}. \quad (4.1.4)$$

Соппротивление энергосистемы находится по отношению базисной мощности к мощности трехфазному короткому замыканию на шинах источников питания:

Для ПС Полевая – Ивановка:

$$X_c = \frac{S_{\delta}}{S_K} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta} \cdot I_{K3}^{(3)}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 4,5} = 1,11 \text{ о.е.} \quad (4.1.5)$$

где $I_{K3}^{(3)}$ - трехфазный ток КЗ на шинах системы, равный для ПС Полевая 4,5 кА

Для ПС Волково – Ивановка:

$$X_c = \frac{S_{\bar{o}}}{S_K} = \frac{S_{\bar{o}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{o}} \cdot I_{K3}^{(3)}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 8,9} = 0,56 \text{ о.е.} \quad (4.1.6)$$

Сопротивление линий:

$$X_L = X_{y\partial} \cdot l \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{U_{\bar{o}}^2} \quad (4.1.7)$$

где $X_{y\partial}$ - погонное удельное сопротивление, найденное по справочным материалам, Ом/км;

l – протяженность линии электропередач, км.

Пример для линии ВЛ 110 кВ Полевая – Ивановка:

$$X_L = 0,4 \cdot 33 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,99 \text{ о.е.} \quad (4.1.8)$$

Такой же расчет производится и для линий 35 кВ. Сведем полученные результаты в таблицу 4.1.1.

Таблица 4.1.1. Параметры линий прилегающей сети к ПС Ивановка

Наименование ЛЭП	Марка и сечение провода	l , км	$X_{y\partial}$, Ом/км	X_L , о.е.	X_{0L} , о.е.
1	2	3	4	5	6
ВЛ 110 кВ Полевая – Ивановка	АС-120/19	33,0	0,4	0,99	2,97
ВЛ 110 кВ Волково – Ивановка	АС-120/19	22,7	0,4	0,68	2,04
ВЛ 35 кВ Дмитриевка – Ивановка	АС-70/11	8,3	0,4	2,42	-
ВЛ 35 кВ Правовосточное – Ивановка	АС-120/19	13,28	0,4	3,88	-
ВЛ 35 кВ Алексеевка - Ивановка	АС-120/19	27	0,4	7,88	-

Для трехобмоточного трансформатора для начала определим напряжения короткого замыкания каждой пары обмоток:

$$u_{k,\delta} = 0,5 \cdot (u_{k,\delta-c} + u_{k,\delta-n} - u_{k,c-n}); \quad (4.1.9)$$

$$u_{k,\delta} = 0,5 \cdot (10,5 + 17,5 - 6,5) = 10,75; \quad (4.1.10)$$

$$u_{k,c} = 0,5 \cdot (u_{k,\delta-c} + u_{k,c-n} - u_{k,\delta-n}); \quad (4.1.11)$$

$$u_{k,c} = 0,5 \cdot (10,5 + 6,5 - 17,5) = -0,25; \quad (4.1.12)$$

$$u_{k,n} = 0,5 \cdot (u_{k,\delta-n} + u_{k,c-n} - u_{k,\delta-c}); \quad (4.1.13)$$

$$u_{k,n} = 0,5 \cdot (17,5 + 6,5 - 10,5) = 6,75. \quad (4.1.14)$$

Сопротивления каждой обмотки равно по следующей формуле:

$$X_{T\delta} = \frac{u_{k\delta\%} \cdot S_{\delta}}{100 \cdot S_{ном}} = \frac{10,75 \cdot 1000}{100 \cdot 16} = 6,14 \text{ о.е.}; \quad (4.1.15)$$

$$X_{Tc} = \frac{-0,25 \cdot 1000}{100 \cdot 16} = -0,14 \text{ о.е.}; \quad (4.1.16)$$

$$X_{Tn} = \frac{6,75 \cdot 1000}{100 \cdot 16} = 3,82 \text{ о.е.} \quad (4.1.17)$$

Так же вводится обобщенная нагрузка со стороны 35 кВ линий:

$$X_H = 0,35 \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{ном}} = 0,35 \cdot \frac{1000}{16} = 21,875 \text{ о.е.} \quad (4.1.18)$$

Для расчётов токов нулевых последовательностей для защиты ТЗНП на линиях 110 кВ вводятся параметры нулевой последовательности:

Для линий на примере ВЛ 110 кВ Полевая – Ивановка:

$$X_{0Л} = 3 \cdot X_L = 3 \cdot 0,99 = 2,97 \text{ о.е.} \quad (4.1.19)$$

Для обобщенной нагрузки:

$$X_{0H} = 0,15 \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{ном}} = 0,15 \cdot \frac{1000}{16} = 9,37 \text{ о.е.} \quad (4.1.20)$$

4.2. Расчет токов короткого замыкания

4.2.1. Токи симметричного короткого замыкания

Расчёты произведем на примере точек КЗ, К6 и К7. Данные по токам составляющих КЗ для остальных точек будут представлены в таблице 4.2.2.1 после всех расчётов. Первым рассчитаем точку КЗ. Схема замещения для точки КЗ представлена на рисунке 4.2.1.1.

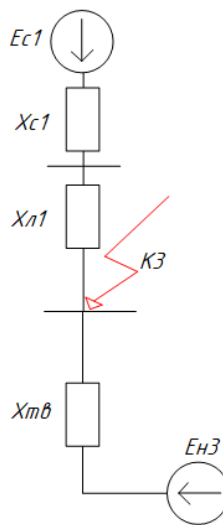


Рисунок 4.2.1.1. Схема замещения точки КЗ на подстанции Ивановка

$$X_1 = X_{л1} + X_{c1} = 0,99 + 1,11 = 2,1 \text{ о.е.} \quad (4.2.1.1)$$

$$X_2 = X_{тв} = 6,14 \text{ о.е.} \quad (4.2.1.2)$$

Действующее значение периодической составляющей тока КЗ для точки КЗ определяется исходя из условия наличия ЭДС нагрузки и системы:

$$I_{по.КЗ}^{(3)} = \left(\frac{E_H}{X_2} + \frac{E_C}{X_1} \right) \cdot I_{\phi 1} = \left(\frac{0,85}{6,14} + \frac{1}{2,1} \right) \cdot 5,02 = 3,08 \text{ кА} \quad (4.2.1.3)$$

Согласно [30] для определения ударного тока КЗ, в случае деления расчетной схемы на многоконтурную, где каждая точка считается независимо друг от друга, необходимо использовать формулу:

$$i_{y\partial.Ki} = \left(\frac{E_H}{X_{рез.H}} \cdot \left(1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}}\right) + \frac{E_C}{X_{рез.C}} \cdot \left(1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}}\right) \right) \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\phi}, \quad (4.2.1.4)$$

где T_a - постоянная времени затухания апериодической составляющей тока, принимаемая около 200 мс = 0,02 с.

$$i_{y\partial.K3} = \left(\frac{0,85}{6,14} \cdot \left(1 + e^{-\frac{0,01}{0,02}}\right) + \frac{1}{2,1} \cdot \left(1 + e^{-\frac{0,01}{0,02}}\right) \right) \cdot \sqrt{2} \cdot 5,02 = 7,01 \text{ кА}. \quad (4.2.1.5)$$

Для определения апериодической составляющей в расчетной схеме необходимо использовать следующую формулу [30]:

$$i_{an.Ki} = \left(\frac{E_H}{X_{рез.H}} + \frac{E_C}{X_{рез.C}} \right) \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\phi}, \quad (4.2.1.6)$$

$$i_{an.Ki} = \left(\frac{0,85}{6,14} + \frac{1}{2,1} \right) \cdot \sqrt{2} \cdot 5,02 = 4,36 \text{ кА}. \quad (4.2.1.7)$$

Значения для других точек будут указаны в таблице 4.2.2.1 после окончания всех расчётов. Производим расчёт для точки К6. Схема замещения представлена на рисунке 4.2.1.2.

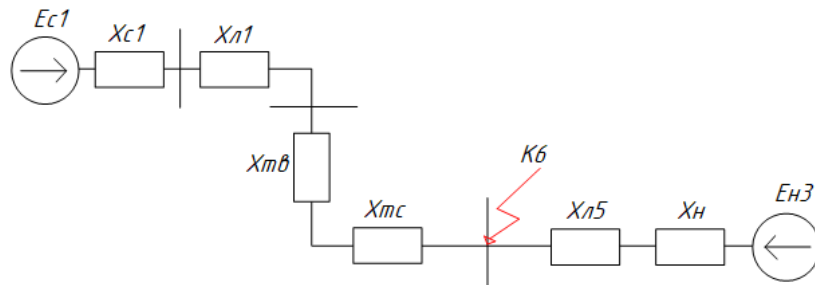


Рисунок 4.2.1.2. Схема замещения точки К6 на подстанции Ивановка

$$X_1 = X_{C1} + X_{Л1} + X_{Tб} + X_{Tc} = 1,11 + 0,99 + 6,14 - 0,14 = 8,1 \text{ о.е.}, \quad (4.2.1.8)$$

$$X_2 = X_H + X_{Л5} = 21,875 + 7,88 = 29,755 \text{ о.е.}, \quad (4.2.1.9)$$

$$I_{\text{ПО.К6}}^{(3)} = \left(\frac{E_H}{X_2} + \frac{E_C}{X_1} \right) \cdot I_{\delta 2} = \left(\frac{0,85}{29,755} + \frac{1}{8,1} \right) \cdot 15,6 = 2,37 \text{ кА}. \quad (4.2.1.10)$$

Покажем расчет для точки К7. Схема замещения для точки К7 показана на рисунке 4.2.1.3:

$$X_1 = X_{C1} + X_{Л1} + X_{Tб} + X_{Tн} = 1,11 + 0,99 + 6,14 + 3,82 = 12,06 \text{ о.е.}, \quad (4.2.1.11)$$

$$X_2 = X_H + X_{Л5} + X_{Tc} + X_{Tн} = 21,875 + 7,88 - 0,14 + 3,82 = 33,435 \text{ о.е.}, \quad (4.2.1.12)$$

$$I_{\text{ПО.К7}}^{(3)} = \left(\frac{E_H}{X_2} + \frac{E_C}{X_1} \right) \cdot I_{\delta 3} = \left(\frac{0,85}{33,435} + \frac{1}{12,06} \right) \cdot 54,98 = 5,95 \text{ кА} \quad (4.2.1.13)$$

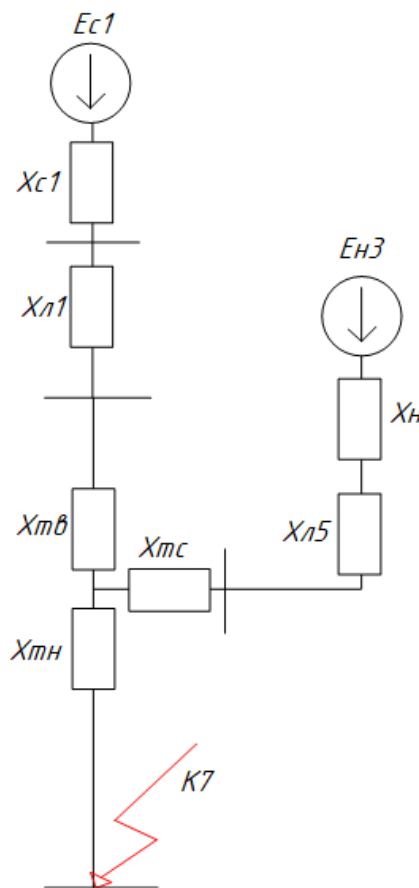


Рисунок 4.2.1.3. Схема замещения точки К7 на подстанции Ивановка

4.2.2. Токи несимметричного короткого замыкания

Схему замещения нулевой последовательности для подстанции Ивановка покажем на рисунке 4.2.2.1. Метод расчёта произведем для точки КЗ. Остальные данные токов КЗ будут указаны в таблице 4.2.2.1.

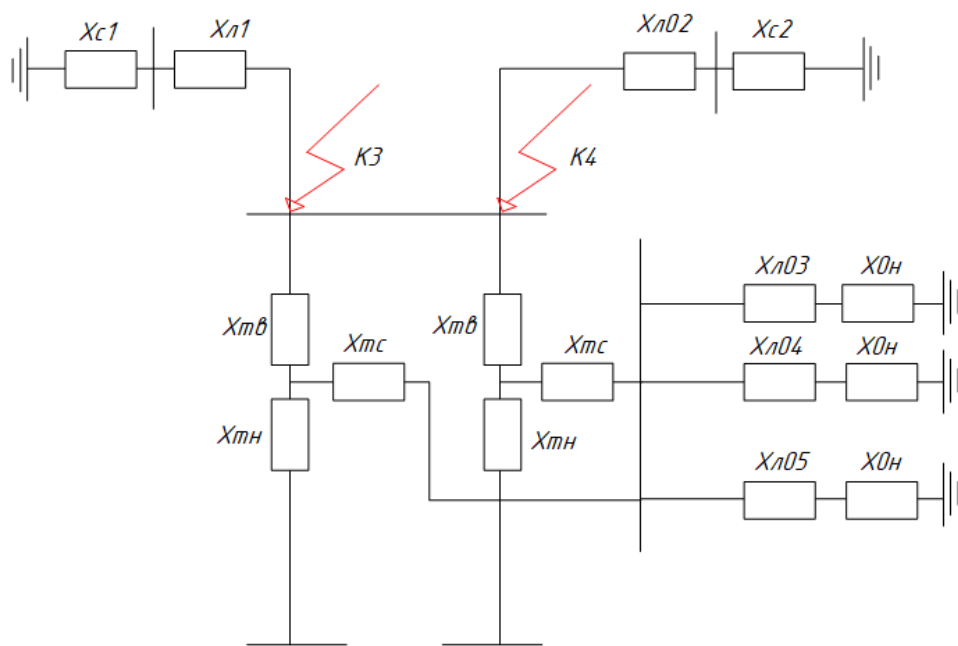


Рисунок 4.2.2.1. Схема замещения нулевой последовательности подстанции Ивановка

$$X_1 = X_{C1} + X_{L01} = 1,11 + 2,97 = 4,08 \text{ о.е.}, \quad (4.2.2.1)$$

$$X_2 = X_{T8} = 6,14 \text{ о.е.}, \quad (4.2.2.2)$$

$$I_{\text{ПО.КЗ}}^{(1.1)} = \left(\frac{E_H}{X_2} + \frac{E_C}{X_1} \right) \cdot I_{\delta 1} = \left(\frac{0,85}{6,14} + \frac{1}{4,08} \right) \cdot 5,02 = 1,92 \text{ кА} \quad (4.2.2.3)$$

Все полученные токи сводим в таблицу 4.2.2.1.

Таблица 4.2.2.1. Токи короткого замыкания по составляющим

Точка КЗ	Место КЗ	$I_{КЗ}^{(3)}$, кА	$I_{КЗ}^{(2)}$, кА	$I_{КЗ}^{(1.1)}$, кА	$i_{уд.i}$, кА	$i_{ан.i}$, кА
1	2	3	4	5	6	7
К1	Ш 110 кВ ПС Полевая	4,5	3,89	-	-	-
К2	Ш 110 кВ ПС Волково	8,9	7,70	-	-	-
К3	1Ш 110 кВ ПС Ивановка	3,08	2,66	1,92	7,01	4,36
К4	2Ш 110 кВ ПС Ивановка	4,74	4,10	2,62	10,77	6,70
К5	1Ш 35 кВ ПС Ивановка	3,21	2,77	0,85	7,30	4,54
К6	2Ш 35 кВ ПС Ивановка	2,37	2,05	0,54	5,38	3,35
К7	1Ш 10 кВ ПС Ивановка	5,95	5,15	-	13,53	8,41
К8	2Ш 10 кВ ПС Ивановка	8,64	7,48	-	31,37	12,21

5. ЗАМЕНА И ПРОВЕРКА ОБОРУДОВАНИЯ НА ПОДСТАНЦИИ

В выпускной квалификационной работе будут рассмотрены варианты замен следующего оборудования на распределительных устройствах подстанции 110,35,10 кВ Ивановка:

- замена и проверка гибкой ошиновки по сторонам 110, 35 кВ;
- замена и проверка выключателей на 110,35,10 кВ;
- замена и проверка разъединителей на 110,35 кВ;
- замена и проверка трансформаторов тока на 110,35,10 кВ;
- замена и проверка трансформаторов напряжения на 110,35,10 кВ;
- замена и проверка ВЧ заградителей, КС и ФП на 110,35 кВ;
- замена и проверка ТСН на ОПУ 0,4 кВ.

Для проведения анализа правильной работы оборудования в утяжеленном режиме загрузки производим расчет наибольших токов по присоединениям на силовых трансформаторах, а также произведем расчет теплового импульса, чтобы проверить аппараты на термическую стойкость:

$$I_{\text{раб.}} = \frac{K_3^{n/ав} \cdot S_{TP}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.тр}}} \quad (5.1)$$

где $K_3^{n/ав}$ - коэффициент загрузки трансформатора в послеаварийном режиме, равный 1,4.

Для трансформатора ТДТН-16000/110/35/10 рабочие токи будут равны:

$$I_{\text{раб.Тв.утяж}} = \frac{1,4 \cdot 16000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 117,56 \text{ А} \quad (5.2)$$

$$I_{\text{раб.Тс.утяж}} = \frac{1,4 \cdot 16000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 369,50 \text{ А} \quad (5.3)$$

$$I_{\text{раб.Тн.утяж}} = \frac{1,4 \cdot 16000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1293,26 \text{ А} \quad (5.4)$$

Тепловой импульс, рассчитанный по различным точкам короткого замыкания одинаков для выключателей, разъединителей и трансформаторов тока своего присоединения:

$$B_K = I_{\text{ПО.Ки}}^{(3)2} \cdot (t_{\text{откл.}} + T_a), \quad (5.5)$$

где $I_{\text{ПО.Ки}}^{(3)}$ - ток периодической составляющей присоединения соответствующей точки КЗ;

$t_{\text{откл.}}$ - время отключения выключателя (в время отключения выключателя также входит минимальное срабатывания релейной защиты $t_{\text{РЗА}} = 2$ сек);

T_a - постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания (принимается около 0,02 с [9]).

Для оборудования на стороне 110 кВ:

$$B_{\text{К.КЗ}} = 3,08^2 \cdot (2 + 0,035 + 0,02) = 19,49 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \quad (5.6)$$

$$B_{\text{К.К4}} = 4,74^2 \cdot (2 + 0,035 + 0,02) = 46,17 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}. \quad (5.7)$$

Для оборудования на стороне 35 кВ:

$$B_{\text{К.К5}} = 3,21^2 \cdot (2 + 0,035 + 0,02) = 21,17 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \quad (5.8)$$

$$B_{\text{К.К6}} = 2,37^2 \cdot (2 + 0,035 + 0,02) = 11,54 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}. \quad (5.9)$$

Для оборудования на стороне 10 кВ:

$$B_{\text{К.К7}} = 5,95^2 \cdot (2 + 0,015 + 0,02) = 72,04 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \quad (5.10)$$

$$B_{\text{К.К8}} = 8,64^2 \cdot (2 + 0,015 + 0,02) = 151,91 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}. \quad (5.11)$$

Так же необходим расчёт рабочих токов по линиям 110 кВ. Формула нахождения тока:

$$I_{\text{р.ВЛ}} = I_{\text{max}} + I_{\text{р}} = 390 + 106 = 496 \text{ А} \quad (5.12)$$

где I_{max} - максимальный допустимый рабочий ток сечения провода линии;

$I_{\text{р}}$ - максимальный рабочий ток в начале эксплуатации линии.

5.1. Конструктивное исполнение распределительных устройств

Распределительные устройства – одни из важнейших элементов энергосистемы, при помощи которых происходит прием, передача и дальнейшее распределение всей электроэнергии по подстанции. Различают распредустройства закрытого и открытого типа. Для реконструкции подстанции Ивановка необходимо обозначить существующее и реконструируемое распредустройство. Стороны 35 и 110 кВ выполнены в виде ОРУ – реконструируются также в ОРУ; сторона 10 кВ выполнена в виде КРУ – реконструируется так же в КРУ.

На сторону 110 кВ устанавливается ОРУ 110 кВ компании «Стилкон». Технические характеристики ОРУ будут приведены в таблице 5.1.1.

В ходе выбора и проверки оборудования, каталожные данные будут сравнены с расчётными данными в выпускной квалификационной работе.

Таблица 5.1.1. Технические характеристики ОРУ-110 кВ

Наименование параметра	Значение
1	2
Номинальное напряжение, кВ	110
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	126
Номинальный ток, А	
цепей силовых трансформаторов	630
цепей линий и перемычек	630
сборных шин	1000
ячеек ОРУ	1000
Ток термической стойкости, кА	31,5
Сквозной ток короткого замыкания, кА	80
Номинальная частота, Гц	50
Климатическое исполнение	УХЛ1

На сторону 35 кВ будет установлена ОРУ-35 кВ производства «Стилкон».

Технические характеристики данной ОРУ приведены в таблице 5.1.2.

Таблица 5.1.2. Технические характеристики ОРУ-35 кВ

Наименование параметра	Значение
1	2
Номинальное напряжение, кВ	35
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	40,5
Номинальный ток, А	
цепей силовых трансформаторов	630
цепей линий и перемычек	630
сборных шин	630
ячеек ОРУ	1600
Ток термической стойкости, кА	31,5
Сквозной ток короткого замыкания, кА	26
Время протекания тока термической стойкости, с	3
Номинальная частота, Гц	50
Климатическое исполнение	УХЛ1

На сторону 10 кВ будет установлена КРУ-СВЭЛ напряжением 10 кВ компанией «СВЭЛ». Данное КРУ устанавливается в помещении и может считаться закрытым типом распределительных устройств. Преимущества распределительного устройства следующие:

- простота контроля и ясность проведения коммутационных операций;
- разделена на отсеки металлическими перегородками;
- возможность выполнения всех операций с фасадной стороны ячейки при закрытой двери.

Технические характеристики КРУ-СВЭЛ-10 будут приведены в таблице 5.1.3.

Таблица 5.1.3. Технические характеристики КРУ-СВЭЛ-10-31,5/1600.

Наименование параметра	Значение
1	2
Номинальное напряжение, кВ	10
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	12
Номинальный ток, А	
главных цепей	1600
сборных шин	1600
шинных мостов	1600
Номинальный ток отключения выключателя, кА	31,5
Ток термической стойкости, кА	31,5
Сквозной ток короткого замыкания, кА	51
Время протекания тока термической стойкости, с	3
Номинальная частота, Гц	50
Климатическое исполнение	УХЛ1

5.2. Замена оборудования на ОРУ 110 кВ

5.2.1. Замена и проверка гибкой ошиновки на ОРУ 110 кВ

Шинные конструкции на подстанции представляют собой совокупность систем токопроводящих элементов, служащих для объединения и распределения электроэнергии между устройствами, установленными на подстанции. Различают гибкую и жесткую ошиновку. В открытых распределительных устройствах элементы жестких шин обычно отсутствуют, поэтому в нашем случае гибкая ошиновка рассматривается на сторонах 110, 35 кВ, а жесткая на стороне 10 кВ. Гибкая ошиновка — это набор марок каких-либо проводов, соединенных с рабочим оборудованием на подстанции. Помимо

этого, часть гибкой ошиновки пролегает по открытой части распределительного устройства от силовых трансформаторов к зданиям.

Гибкая ошиновка проверяется по ряду факторов, в ходе расчета которых, станет понятно, удовлетворяет ли выбранная марка провода для нормального безаварийного режима работы. Так же ошиновка должна соответствовать требованиям безопасности и долговечности. Чтобы произвести замену гибкой ошиновки нужно предоставить строгое аргументирование данного действия[20]:

1. Ошиновка отработала свой срок службы (морально и физически устарела) в районе 50 лет;

2. Спрогнозировано увеличение нагрузки в течение 5 лет.

Предварительно для ошиновки на 110 кВ выбирается марка провода АС-185/29, которая имеет максимальный длительно допустимый ток $I_{доп} = 510 А > I_{р.вл} = 496 А$.

Для проверки выбранного варианта марки провода для ошиновки необходима его проверка на коронирование. Коронный разряд появляется возле провода при высоких значения напряженности электрического провода, сопровождаемый потрескиванием или свечением. Проверка на коронирование рассчитывается по условию:

$$1,07E \leq 0,9E_0, \quad (5.2.1.1)$$

где E_0 - начальная критическая напряженность электрического поля;

E – максимальное значение напряженности электрического поля вокруг провода.

Начальная критическая напряженность электрического поля находится по формуле:

$$E_0 = 30,3m(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}}) = 30,3 \cdot 0,82 \cdot (1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,95}}) = 32,46 \text{ кВ/см}, \quad (5.2.1.2)$$

где m – коэффициент шероховатости поверхности провода, принимаемый 0,82 для многопроволочных проводов;

r_0 – радиус провода выбранной марки (радиус провода марки АС-185/19 равен около 0,95 см).

Максимальное значение напряженности электрического поля вокруг провода ищется по формуле:

$$E = \frac{0,354U}{r_0 \cdot \lg(\frac{l_{cp}}{r_0})} = \frac{0,354 \cdot 110}{0,95 \cdot \lg(\frac{500}{0,95})} = 6,54 \text{ кВ/см}, \quad (5.2.1.3)$$

где l_{cp} – усредненное среднегеометрическое расстояние между фазами в зависимости от класса напряжения, см;

U – номинальное напряжение, на которое рассчитывается коронирование, кВ.

Получаем:

$$1,07 \cdot 6,54 \leq 0,9 \cdot 32,46; \quad (5.2.1.4)$$

$$6,99 \leq 29,214. \quad (5.2.1.5)$$

Провод проходит проверку на отсутствие коронирования. Делаем вывод о том, что марка провода АС-185/29 подходит для исполнения в виде гибкой ошиновки на ОРУ 110 кВ.

5.2.2. Замена и проверка выключателей на ОРУ 110 кВ

Выключатели на подстанциях выбираются по значению номинального напряжения, а проверяют по термической устойчивости и возможности

отключения выключателем апериодической составляющей тока КЗ, а также по динамической стойкости, сравнивается значение заводского со значением ударного расчетного тока КЗ.

При выборе по номинальному напряжению должно выполняться условие:

$$U_{ап.уст.} \leq U_{уст.ном}, \quad (5.2.2.1)$$

где $U_{ап.уст.}$ - номинальное напряжение оборудования;

$U_{уст.ном}$ - номинальное напряжения установки.

При выборе по номинальному току требуется выполнить условие:

$$I_{раб.макс.} \leq I_{ап.ном}, \quad (5.2.2.2)$$

где $I_{раб.макс.}$ - рабочий максимальный ток присоединения;

$I_{ап.ном}$ - номинальный ток устанавливаемого оборудования.

При реконструкции подстанции, заменяются выключатели у вводов трансформаторов. Выбираем предварительно ВГТ-110-40/3150У1 пружинного привода. В таблице 5.2.2.1. представлены сравнения каталожных и расчетных данных для выключателя.

Таблица 5.2.2.1. Сравнение каталожных и расчетных данных для ВГТ-110-40/3150У1 на ПС Ивановка.

Наименование параметра	Каталожные данные	Расчетные данные	Проверка
1	2	3	4
Номинальное напряжение, кВ	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = U_{ном}$
Номинальный ток, А	$I_{ном} = 3150 \text{ А}$	$I_{раб.утяж} = 117,56 \text{ А}$	$I_{раб.утяж} \leq I_{ном}$
Отключающий номинальный ток, кА	$I_{отк.ном} = 40 \text{ кА}$	$I_{ПО.КЗ}^{(3)} = 3,08 \text{ кА}$ $I_{ПО.К4}^{(3)} = 4,74 \text{ кА}$	$I_{ПО.Кі}^{(3)} \leq I_{отк.ном}$

Номинальный электродинамический ток, кА	$i_{дин} = 102 \text{ кА}$	$i_{у.К3} = 7,01 \text{ кА}$ $i_{у.К4} = 10,77 \text{ кА}$	$i_y < i$
Включающий номинальный ток, кА	$I_{вкл.ном} = 40 \text{ кА}$	$I_{ПО.К3}^{(3)} = 3,08 \text{ кА}$ $I_{ПО.К4}^{(3)} = 4,74 \text{ кА}$	$I_{ПО.Ки}^{(3)} < I_{вкл.ном}$
Номинальный тепловой импульс, $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{Кном} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{К.К3} = 19,49 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ $B_{К.К4} = 46,17 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K < B_{Кном}$

5.2.3. Замена и проверка разъединителей на ОРУ 110 кВ

Расчёт для выбора разъединителей проводится таким же способом, как и для выключателей, однако в нем отсутствует проверка отключающей способности, так как разъединители служат для создания видимого разрыва, а не отключения цепей, находящихся под нагрузкой. Поскольку выключатели прошли проверку на электродинамическую стойкость, то разъединители так же не проверяются на нее.

На стороне 110 кВ установлены разъединители РЛНД-16-110/1000У1, являющиеся линейными двухколонковыми разъединителями наружного типа. Состоят из двух вертикальных колонок с ножами, контакты на изоляторах подвижные.

Принцип работы заключается в ручном (рычажный механизм с блокировками) или моторном (дистанционное управление) приводе. При замене данных разъединителей стоит учитывать, что новые должны быть подходящего исполнения (УХЛ1); изоляторы новой модели должны выдерживать ту же нагрузку, что и старой модели; фундамент должен выдерживать вес новых разъединителей.

Для стороны 110 кВ предварительно выберем разъединители РНДЗ-110/1000УХЛ1 – ручные, наружные двухколонковые с заземляющими ножами в составе блока ОРУ 110 кВ. Тепловой импульс представлен в разделе с выбором токов для оборудования. Каталожные и расчетные данные будут приведены в таблице 5.2.3.1.

Проверка разъединителя происходит по динамической стойкости, и по тепловому импульсу на главных и заземляющих ножах. Разъединитель не срабатывает на отключение тока КЗ – это означает, что, создавая видимый разрыв на подстанции, разъединитель изолирует определенную часть подстанции от наличия на ней напряжения.

Таблица 5.2.3.1. Сравнение каталожных и расчетных данных для РНДЗ-110/1000УХЛ1 на ОРУ 110 кВ ПС Ивановка

Наименование параметра		Паспортные данные	Расчетные данные	Условия проверки
1		2	3	4
Номинальное напряжение, кВ		$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = U_{ном}$
Номинальный ток, кА		$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{раб. утяж} = 117,56 \text{ А}$	$I_{раб. утяж} \leq I_{ном}$
Ток динамической стойкости, кА		$I_{дин.} = 45 \text{ кА}$	$i_{y.K3} = 7,01 \text{ кА}$ $i_{y.K4} = 10,77 \text{ кА}$	$i_y < I_{дин.}$
Тепловой импульс, $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$	На главных ножах	$B_{Кном} = 1280 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{К.K3} = 19,49 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ $B_{К.K4} = 46,17 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K < B_{Кном}$
	На заземляющих ножах	$B_{Кном} = 768 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{К.K3} = 19,49 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ $B_{К.K4} = 46,17 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K < B_{Кном}$

5.2.4. Замена и проверка трансформаторов тока на ОРУ 110 кВ

Для замены трансформатора тока на распреустройствах номинальный ток ТТ должен быть как можно ближе к рабочему току установки, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей.

Необходимо в первую очередь определить нагрузку вторичной обмотки:

$$Z_2 \leq Z_{2ном.}, \quad (5.2.4.1)$$

где Z_2 - вторичная нагрузка трансформатора тока;

$Z_{2ном.}$ - номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности.

Поскольку индуктивное сопротивление R_2 не велико, то справедливо следующее равенство $Z_2 \approx R_2$.

Вторичная нагрузка R_2 состоит из сопротивления приборов, соединительных проводов и переходного сопротивления контактов:

$$R_2 = R_{приб.} + R_{пр.} + R_{\kappa} \quad (5.2.4.2)$$

где $R_{приб.}$ - сопротивления приборов;

$R_{пр.}$ - сопротивления соединительных проводов;

R_{κ} - сопротивления контактов.

Сопротивление приборов находится из количества установленных трансформаторов тока на оборудовании. Поскольку на стороне 110 кВ предусматривается мостик, то к схеме дополнительно добавляется один ТТ. При определении количества приборов не стоит забывать и о типе приборов: амперметры для измерения тока, ваттметры для измерения мощности, варметр необходим для измерения реактивной мощности в цепях переменного тока, а комплексный счетчик способен на все эти задачи. Принимается, что сопротивление самой нагруженной фазы берется за основу для расчетов. Состав вторичной нагрузки ТТ приведен в таблицу 5.2.4.1.

Таблица 5.2.4.1. Вторичная нагрузка трансформаторов тока на стороне 110 кВ

Прибор	Кол-во	Тип	Нагрузка по фазам, ВА			Класс точности
1	2	3	4	5	6	7
Ввод 110 кВ трансформатора						
Амперметр	18	Э8030	0,5	0,5	0,5	1,0
Ваттметр	12	ЦЛТ216	0,3	0,3	0,3	1,5
Варметр	12	ЦЛТ217	0,3	0,3	0,3	1,5
Счетчик комплексный	12	СЕ303	1,0	1,0	1,0	0,5
Итого	-	-	28,2	28,2	28,2	-

Как уже было сказано выше, для обеспечения заданного класса точности должно соблюдаться условие:

$$R_{2ном.} \geq \Sigma(R_{приб.} + R_{пр.} + R_{\kappa}) \quad (5.2.4.3)$$

где $R_{пр.} = R_{2ном} - R_{приб.} - R_{\kappa}$ - сопротивление провода; (5.2.4.4)

$R_{2ном}$ - допустимое сопротивление нагрузки на трансформатор тока (для каждой стороны он будет выбран разный);

$R_{приб.}$ - суммарное сопротивление приборов, подключенных к ТТ;

R_{κ} - переходное сопротивление контактов (принимается обычно за 0,05-0,1 на один контакт. Выбираем предварительно 0,1)

$$R_{приб.} = \frac{S_{приб.}}{I_{2н}^2} \quad (5.2.4.5)$$

где $S_{приб.}$ - мощность, потребляемая приборами;

$I_{2н}^2$ - вторичный номинальный ток приборов.

Сечение провода определяется по формуле:

$$q = \frac{\rho \cdot l}{R_{пр.}} \quad (5.2.4.6)$$

где l – длина соединительного кабеля, зависящая от напряжения (для 110 кВ – 75-100 м, для 35 кВ – 15-30 м, для 10 кВ 6-10 м);

ρ - удельное сопротивление материала (в нашем случае медный провод, равный 0,0175).

Тогда формула сопротивления провода преобразуется в следующий вид:

$$R_{\text{провод}} = \frac{\rho \cdot l}{S_{\text{пр}}} \quad (5.2.4.7)$$

В качестве примера сделаем расчет трансформатора тока для ввода трансформаторов со стороны 110 кВ. Предварительно выбираем трансформатор тока ТРГ-110-1-200/5 в составе ОРУ-110 кВ. Трансформаторы тока для реконструируемой подстанции монтируем со стороны силового выключателя и встраиваем в любое место ячейки или установки трансформатора. ТТ обычно используются для того, чтобы преобразовывать первичный ток во вторичный для безопасной работы приборов учета, релейной защиты, систем АСУ ТП.

$$R_{\text{приб.}} = \frac{S_{\text{приб.}}}{I_{2н}^2} = \frac{28,2}{5^2} = 1,13 \text{ Ом}; \quad (5.2.4.8)$$

$$R_{\text{провод}} = R_{2\text{ном}} - R_{\text{приб.}} - R_K = 5 - 1,13 - 0,1 = 3,77 \text{ Ом}; \quad (5.2.4.9)$$

$$q = \frac{\rho \cdot l}{R_{\text{пр}}} = \frac{0,0175 \cdot 100}{3,77} = 0,46 \text{ мм}^2 \quad (5.2.4.10)$$

Принимается сечение кабеля: КГВВ 2×2.5. Это двухжильный кабель, с ПВХ-изоляцией и оболочкой (поливинилхлорид). Уточняем сопротивление провода:

$$R_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l}{S_{\text{пр}}} = \frac{0,0175 \cdot 100}{28,2} = 0,06 \text{ Ом} \quad (5.2.4.11)$$

$$Z_{2\text{расч.}} = R_{\text{приб.}} + R_{\text{пр.}} + R_K = 1,13 + 0,06 + 0,1 = 1,29 \text{ Ом} \quad (5.2.5.12)$$

Приводим полученные данные в таблицу 5.2.4.2 и сравниваем их с каталожными данными.

Таблица 5.2.4.2. Сравнение каталожных и расчетных данных для ТРГ-110-1-200/5 на ПС Ивановка.

Название параметра	Паспортные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3	4
Номинальное напряжение, кВ	$U_{уст.ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = U_{уст.ном}$
Рабочий ток, А	$I_{ном.} = 200 \text{ А}$	$I_{раб.утяж} = 117,56 \text{ А}$	$I_{раб.утяж.} \leq I_{ном.}$
Класс точности	0,5	0,5	0,5 = 0,5
Номинальное значение нагрузки вторичной обмотки, Ом	$Z_2 = 15 \text{ Ом}$	$Z_{2расч} = 1,29 \text{ Ом}$	$Z_{2расч.} \leq Z_2$
Односекундный ток термической стойкости, кА	$I_{пр.скв.} = 31,5 \text{ кА}$	$i_{ан.К3} = 4,36 \text{ кА}$ $i_{ан.К4} = 6,7 \text{ кА}$	$i_{ат} \leq I_{пр.скв.}$
Наибольший ток электродинамической стойкости, кА	$I_{дин.} = 80 \text{ кА}$	$i_{у.К3} = 7,01 \text{ кА}$ $i_{у.К4} = 10,77 \text{ кА}$	$i_y \leq I_{дин.}$

5.2.5. Выбор и проверка трансформаторов напряжения на ОРУ 110 кВ

Для выбора трансформатора напряжения стоит учитывать несколько условий:

- напряжение установки;
- конструкция и схема соединения;
- класс точности;
- вторичная нагрузка.

Вторичная нагрузка трансформаторов приведена в таблице 5.2.5.1.

Таблица 5.2.5.1 Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения

Прибор	Кол- во	Тип	Число обмоток	Потребляемая мощность, ВА	$\cos \varphi$	$\sin \varphi$	Общая потребляемая мощность	
							P, Вт	Q, Вар
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Шины 110 кВ								
Вольтметр	2	Э-395	1	2	1	0	4	-
Ваттметр	2	Д-325	2	1,5	1	0	6	-
Варметр	2	Д-335	2	1,5	1	0	6	-
Счетчик активной энергии	3	САЗ- И676	2	1,5	0,38	0,925	3,42	8,325
Счетчик реактивной энергии	3	СР4- И676	2	1,5	0,38	0,925	3,42	8,325
Итого							22,84	16,65

На стороне 110 кВ предварительно ставим трансформатор напряжения НАМИ-110 УХЛ1. ТН состоит из:

- первичной обмотки;
- одной или нескольких вторичных обмоток на каркасе;
- обмотки стального сердечника.

Выполним расчет вторичной нагрузки ТН 110 кВ:

$$S_p = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{22,84^2 + 16,65^2} = 28,26 \text{ ВА} \quad (3.3.5.1)$$

Сравниваем каталожные и расчетные данные для трансформатора напряжения в таблице 5.2.5.2.

Таблица 5.2.5.2. Сравнение каталожных и расчетных данных для НАМИ-110 УХЛ1

Наименование параметра	Паспортные данные	Расчетные данные	Условия проверки
1	2	3	4
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	$U_{\text{мах.раб.}} = 121 \text{ кВ}$	$U_{\text{мах.уст.}} = 121 \text{ кВ}$	$U_{\text{мах.уст.}} \leq U_{\text{мах.раб.}}$
Номинальное напряжение первичной обмотки, кВ	$U_{\text{ном.обм.}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст.обм.}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном.обм.}} = U_{\text{уст.обм.}}$
Класс точности	0,5	0,5	$0,5 = 0,5$
Предельная мощность ТН, ВА	$S_{\text{макс.Р}} = 300 \text{ ВА}$	$S_{\text{Р}} = 28,26 \text{ ВА}$	$S_{\text{Р}} \leq S_{\text{макс.Р}}$

Трансформатор напряжения НАМИ-110 УХЛ1 проходит проверку.

5.2.6 Выбор ВЧ заградителей, конденсаторов связи и фильтров присоединения на ОРУ 110 кВ

На стороне 110 кВ так же выбираются высокочастотные заградители, конденсаторы связи и фильтры присоединения. Они используются для создания ВЧ каналов связи по ВЛЭП для обеспечения передачи сигналов РЗА по фазовым проводам или грозотросу.

Заградители производятся с естественным воздушным охлаждением и состоят из элемента настройки и силового реактора.

Выбор заградителя происходит по нескольким условиям:

- по номинальному напряжению;
- рабочему току присоединения;
- электродинамической стойкости.

Предварительно выбираем ВЧ-заградитель ВЗ-630-0,5. Укажем паспортные и расчетные данные в таблицу 5.2.6.1.

Таблица 5.2.6.1. Сравнение паспортных и расчетных данных ВЗ-630-0,5 на стороне 110 кВ подстанции Ивановка.

Наименование параметра	Каталожные данные	Расчетные данные	Проверка
1	2	3	4
Номинальное напряжение, кВ	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = U_{ном}$
Максимальный рабочий ток присоединения, А	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{раб.Л} = 514 \text{ А}$	$I_{раб.Л} \leq I_{ном}$
Ток динамической стойкости, кА	$I_{дин.} = 41 \text{ кА}$	$i_{y.K3} = 7,01 \text{ кА}$ $i_{y.K4} = 10,77 \text{ кА}$	$i_y \leq I_{дин.}$

К выбранному ВЧ-заградителю так же выбираются конденсаторы связи и фильтры присоединения.

Конденсаторы связи предназначены для обеспечения высокочастотной связи на частотах 24 – 1500 кГц на ЛЭП номинальным напряжением 35-750 кВ переменного тока частоты 50 Гц. Обычно выбирают конденсаторы связи СМП или СМПБ. Выбираем по каталогу [9] СМП- $110\sqrt{3}$ -6,4 УХЛ1 – конденсатор связи типа СМ с изолирующей подставкой.

Фильтр присоединения должен быть выбран в зависимости от напряжения ВЛ и номинальной емкости. Номинальная емкость присоединения для ВЛ 110 кВ: $C = 2200$ пФ; для 35 кВ: $C = 4400$ пФ. Выбираем для стороны 110 кВ ОФП-2200/110.

5.4. Компонировка ОРУ 35 кВ оборудованием

5.4.1. Замена и проверка гибкой ошиновки на ОРУ 35 кВ

Для 35 кВ точно так же выбирается гибкая ошиновка, как и для 110 кВ, поскольку она удовлетворяет всем требованиям для замены. Предварительно выбирается более крупный провод марки АС-240/32 с максимально допустимым током 605 А.

Проверка на коронирование:

$$E_0 = 30,3m\left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}}\right) = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,08}}\right) = 31,99 \text{ кВ/см}; \quad (5.4.1.1)$$

$$E = \frac{0,354U}{r_0 \cdot \lg\left(\frac{l_{cp}}{r_0}\right)} = \frac{0,354 \cdot 35}{1,08 \cdot \lg\left(\frac{350}{1,08}\right)} = 1,98 \text{ кВ/см}; \quad (5.4.1.2)$$

$$1,07 \cdot 1,98 \leq 0,9 \cdot 31,99; \quad (5.4.1.3)$$

$$2,11 \leq 28,79. \quad (5.4.1.4)$$

Провод проходит проверку на отсутствие коронирования. Делаем вывод о том, что марка провода АС-240/32 подходит для исполнения в виде гибкой ошиновки на ОРУ 35 кВ.

5.4.2. Замена и проверка выключателей на ОРУ 35 кВ

На стороне 35 кВ устанавливается элегазовый выключатель ВГТ-35-50/3150УХЛ1 компании «Энергомаш» в составе ОРУ 35 кВ. В таблице 5.4.2.1. будут сравнены его каталожные и расчетные данные.

Таблица 5.4.2.1. Сравнение каталожных и расчетных данных для ВГТ-35-50/3150УХЛ1 на ПС Ивановка

Наименование параметра	Каталожные данные	Расчетные данные	Проверка
1	2	3	4
Номинальное напряжение, кВ	$U_{ном} = 35\text{кВ}$	$U_{уст} = 35\text{кВ}$	$U_{уст} = U_{ном}$
Номинальный ток, А	$I_{ном} = 3150\text{А}$	$I_{раб.утяж} = 369,50\text{А}$	$I_{раб.утяж} \leq I_{ном}$
Класс точности	0,5	0,5	$0,5 = 0,5$
Отключающий номинальный ток, кА	$I_{отк.ном} = 50\text{кА}$	$I_{ПО.К5}^{(3)} = 3,21\text{кА}$ $I_{ПО.К6}^{(3)} = 2,37\text{кА}$	$I_{нО} \leq I_{отк.ном}$
Номинальный электродинамический ток, кА	$i_{дин.} = 51\text{кА}$	$i_{уд.К5} = 7,3\text{кА}$ $i_{уд.К6} = 5,38\text{кА}$	$i_y < i_{пр.скв.}$
Включающий номинальный ток, кА	$I_{вкл.ном} = 25\text{кА}$	$I_{ПО.К5}^{(3)} = 3,21\text{кА}$ $I_{ПО.К6}^{(3)} = 2,37\text{кА}$	$I_{нО} < I_{вкл.ном}$
Номинальный тепловой импульс, $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{Кном} = 1200\text{кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{К.К5} = 21,17\text{кА}^2 \cdot \text{с}$ $B_{К.К6} = 11,54\text{кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K < B_{Кном}$

Выключатель ВГТ-35-50/3150 УХЛ1 с пружинным приводом проходит проверку и устанавливается на ОРУ 35 кВ.

5.4.3. Замена и проверка разъединителей на ОРУ 35 кВ

На стороне 35 кВ устанавливаем предварительно разъединитель РНДЗ-2(1)-35/1000-УХЛ1 с двумя или одним заземляющими ножами. Данный тип разъединителей имеет фарфоровые или полимерные изоляторы, исполнение в виде трехполюсного с механической связью полюсов. Не предназначен для работы под током нагрузки.

Привод обычно выполняется в виде ручного рычажного или моторного для дистанционного управления. Каталожные и расчетные данные разъединителя будут приведены в таблице 5.4.3.1.

Таблица 5.4.3.1. Сравнение каталожных и расчетных данных для РНДЗ-2(1)-35/1000-УХЛ1 на ОРУ 35 кВ ПС Ивановка

Наименование параметра		Паспортные данные	Расчетные данные	Условия проверки
1		2	3	4
Номинальное напряжение, кВ		$U_{ном} = 35\text{кВ}$	$U_{уст} = 35\text{кВ}$	$U_{уст} = U_{ном}$
Номинальный ток, кА		$I_{ном} = 1000\text{А}$	$I_{раб.утяж} = 369,50\text{А}$	$I_{раб.утяж} \leq I_{ном}$
Класс точности		0,5	0,5	$0,5 = 0,5$
Ток динамической стойкости, кА		$I_{дин.} = 51\text{кА}$	$i_{уд.К5} = 7,3\text{кА}$ $i_{уд.К6} = 5,38\text{кА}$	$i_y < I_{дин.}$
Тепловой импульс, $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$	На главных ножах	$B_{Кном} = 1200\text{кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{К.К5} = 21,17\text{кА}^2 \cdot \text{с}$ $B_{К.К6} = 11,54\text{кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K < B_{Кном}$
	На заземляющих ножах	$B_{Кном} = 400\text{кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{К.К5} = 21,17\text{кА}^2 \cdot \text{с}$ $B_{К.К6} = 11,54\text{кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K < B_{Кном}$

Разъединитель РНДЗ-2(1)-35/1000-УХЛ1 рычажного привода проходит проверку и устанавливается на ОРУ 35 кВ.

5.4.4. Замена и проверка трансформаторов тока на ОРУ 35 кВ

Таким же способом проверяем ввод трансформатора на 35 кВ. На стороне 35 кВ устанавливается предварительно трансформатор тока ТОГ-35-600/5 в составе ОРУ-35 кВ. В вводах трансформатора и на присоединениях к ячейкам

шин устанавливается один и тот же трансформатор тока. Сначала определяется вторичная нагрузка трансформаторов тока, путем нахождения количества приборов сначала на вводе у трансформатора, а затем на линиях 35 кВ. При этом нагрузка на ввод и на линии разная и считается отдельно. Таким же способом будет посчитана нагрузка и на стороне 10 кВ.

Таблица 5.4.4.1. Вторичная нагрузка трансформаторов тока на стороне 35 кВ

Прибор	Кол-во	Тип	Нагрузка по фазам, ВА			Класс точности
1	2	3	4	5	6	7
Ввод 35 кВ трансформатора						
Амперметр	12	Э8030	0,5	0,5	0,5	1,0
Ваттметр	12	ЦЛТ216	0,3	0,3	0,3	1,5
Варметр	12	ЦЛТ217	0,3	0,3	0,3	1,5
Счетчик комплексный	12	СЕ303	1,0	1,0	1,0	0,5
Итого	-	-	25,2	25,2	25,2	-
Линии 35 кВ						
Амперметр	7	Э8030	0,5	0,5	0,5	1,0
Счетчик комплексный	6	СЕ303	1,0	1,0	1,0	0,5
Итого	-	-	9,5	9,5	9,5	-

По полученной нагрузке выбираем трансформатор тока на сторону 35 кВ. Предварительно ставится ТОГ-35-600/5. Это трансформатор тока с фарфоровой крышкой, вторичной обмоткой звеньевое типа и маслонаполненный. Такой трансформатор тока будет способен на передачу сигнала измерительным приборам, устройствам защиты, автоматики, сигнализации и управления в электрических цепях переменного тока. Сравнение каталожных и паспортных

данных трансформатора тока ТОГ-35-600/5 будут представлены в таблице 5.4.4.2.

Таблица 5.4.4.2. Сравнение паспортных и расчетных данных ТОГ-35-600/5 на стороне ОРУ 35 кВ ПС Ивановка

Название параметра	Паспортные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3	4
Номинальное напряжение, кВ	$U_{уст.ном} = 35кВ$	$U_{ном} = 35кВ$	$U_{ном} = U_{уст.ном}$
Рабочий ток, А	$I_{ном.} = 600А$	$I_{раб.утяж} = 369,50А$	$I_{раб.утяж} \leq I_{ном}$
Класс точности	0,5	0,5	$0,5 = 0,5$
Односекундный ток термической стойкости, кА	$I_{пр.скв.} = 31,5кА$	$i_{ан.К5} = 4,54кА$ $i_{ан.К6} = 3,35кА$	$i_{ат} \leq I_{пр.скв.}$
Наибольший ток электродинамической стойкости, кА	$I_{дин.} = 81кА$	$i_{уд.К5} = 7,3кА$ $i_{уд.К6} = 5,38кА$	$i_y \leq I_{дин.}$
Ввод 35 кВ трансформатора			
Номинальное значение нагрузки вторичной обмотки, Ом	$Z_2 = 15Ом$	$Z_{2расч} = 1,29Ом$	$Z_{2расч.} \leq Z_2$
Ввод 35 кВ линий			
Номинальное значение нагрузки, вторичной обмотки, Ом	$Z_2 = 15Ом$	$Z_{2расч} = 0,68Ом$	$Z_{2расч.} \leq Z_2$

5.4.5. Замена и проверка трансформаторов напряжения на ОРУ 35 кВ

Для выбора трансформатора напряжения на сторону 35 кВ необходимо также, как и со стороной 110 кВ, определить количество приборов и вторичную нагрузку этих приборов. При подсчитывании нагрузки предварительно выбирается трансформатор напряжения и проверяется с каталожными данными.

Таблица 5.4.5.1. Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения на стороне 35 кВ ПС Ивановка

Прибор	Кол-во	Тип	Число обмоток	Потребляемая мощность, ВА	$\cos \varphi$	$\sin \varphi$	Общая потребляемая мощность	
							P, Вт	Q, Вар
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Шины 35 кВ								
Вольтметр	3	Э-395	1	2	1	0	6	-
Ваттметр	3	Д-325	2	1,5	1	0	9	-
Варметр	3	Д-335	2	1,5	1	0	9	-
Счетчик активной энергии	6	САЗ-И676	2	1,5	0,38	0,925	6,84	16,65
Счетчик реактивной энергии	6	СР4-И676	2	1,5	0,38	0,925	6,84	16,65
Итого							37,68	33,3

Таблица 5.4.5.2. Сравнение каталожных и расчетных данных для НАМИ-35-УХЛ1

Наименование параметра	Паспортные данные	Расчетные данные	Условия проверки
1	2	3	4
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	$U_{\text{мах.раб.}} = 40,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{мах.уст.}} = 40,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{мах.уст.}} \leq U_{\text{мах.раб.}}$
Класс точности	0,5	0,5	$0,5 = 0,5$
Номинальное напряжение первичной обмотки, кВ	$U_{\text{ном.обм.}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст.обм.}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном.обм.}} = U_{\text{уст.обм.}}$
Предельная мощность ТН, ВА	$S_{\text{макс.Р}} = 100 \text{ ВА}$	$S_{\text{Р}} = 50,28 \text{ ВА}$	$S_{\text{Р}} \leq S_{\text{макс.Р}}$

5.4.6 Замена высокочастотных заградителей на ОРУ 35 кВ

На стороне 35 кВ так же выбираются высокочастотные заградители. Предварительно выбираем ВЧ-заградитель ВЗ-630-0,5. Укажем паспортные и расчетные данные в таблицу 5.4.6.1.

Таблица 5.4.6.1. Сравнение паспортных и расчетных данных заградителя ВЗ-630-0,5 на стороне 35 кВ подстанции Ивановка

Наименование параметра	Каталожные данные	Расчетные данные	Проверка
1	2	3	4
Номинальное напряжение, кВ	$U_{ном} = 35кВ$	$U_{уст} = 35кВ$	$U_{уст} = U_{ном}$
Максимальный рабочий ток присоединения, А	$I_{ном} = 630А$	$I_{раб. max} = 390А$	$I_{раб. max} \leq I_{ном}$
Ток динамической стойкости, кА	$I_{дин.} = 41кА$	$i_y = 14,73кА$	$i_y \leq I_{дин.}$

Конденсаторы связи, установленные на сторону 35 кВ: СМП- $35\sqrt{3}$ -3,5 УХЛ1

Фильтр присоединения, установленный на сторону 35 кВ: ОФП-4400/35.

5.5. Компоновка КРУ 10 кВ оборудованием

5.5.1. Замена и проверка выключателей в КРУ 10 кВ

По стороне 10 кВ предварительно устанавливаем вакуумный выключатель ВВ\TEL-10-31,5-1600 пружинного привода производителя «Электроаппарат» в

составе КРУ 10 кВ, исполненным в помещении. Каталожные и расчетные данные выключателя будут представлены в таблице 3.5.1.1.

Таблица 5.5.1.1 Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя ВВ/TEL-10-31,5-1600 на ПС Ивановка

Наименование параметра	Каталожные данные	Расчетные данные	Проверка
1	2	3	4
Номинальное напряжение, кВ	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = U_{ном}$
Номинальный ток, А	$I_{ном} = 1600 \text{ А}$	$I_{раб. утяж} = 1293,26 \text{ А}$	$I_{раб. max} \leq I_{ном}$
Класс точности	0,5	0,5	0,5
Отключающий номинальный ток, кА	$I_{отк. ном} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{ПО.К8}^{(3)} = 8,64 \text{ кА}$ $I_{ПО.К7}^{(3)} = 5,95 \text{ кА}$	$I_{нО} \leq I_{отк. ном}$
Ток динамической стойкости, кА	$i_{дин} = 80 \text{ кА}$	$i_{уд.К8} = 31,37 \text{ кА}$ $i_{уд.К7} = 13,53 \text{ кА}$	$i_y < i_{дин}$
Номинальный тепловой импульс, $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{Кном} = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{К.К7} = 72,04 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ $B_{К.К8} = 151,91 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K < B_{Кном}$

ВВ/TEL-10-31,5-1600 выключатель пружинного привода проходит проверку и устанавливается на сторону 10 кВ.

5.5.2. Замена и проверка трансформаторов тока в КРУ 10 кВ

На стороне 10 кВ трансформатор тока выбирается по тем же условиям. Для начала определяем количество приборов и вторичную нагрузку на трансформаторах тока. Представление вторичной нагрузки приборов будет представлено в таблице 5.5.2.1.

Таблица 5.5.2.1. Вторичная нагрузка трансформаторов тока на стороне 10 кВ

Прибор	Кол-во	Тип	Нагрузка по фазам, ВА			Класс точности
1	2	3	4	5	6	7
Ввод 10 кВ трансформатора						
Амперметр	4	Э8030	0,5	0,5	0,5	1,0
Ваттметр	4	ЦЛТ216	0,3	0,3	0,3	1,5
Варметр	4	ЦЛТ217	0,3	0,3	0,3	1,5
Счетчик комплексный	4	СЕ303	1,0	1,0	1,0	0,5
Итого	-	-	8,4	8,4	8,4	-
Линии 10 кВ						
Амперметр	17	Э8030	0,5	0,5	0,5	1,0
Счетчик комплексный	16	СЕ303	1	1	1	0,5
Итого	-	-	24,5	24,5	24,5	-

Таблица 5.5.2.2. Сравнение паспортных и расчетных данных трансформатора тока ТОЛ-10-1500/5 на ПС Ивановка

Название параметра	Паспортные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3	4
Номинальное напряжение, кВ	$U_{уст.ном} = 10кВ$	$U_{ном} = 10кВ$	$U_{ном} = U_{уст.ном}$
Рабочий ток, А	$I_{ном.} = 1500А$	$I_{раб.утяж} = 1293,26А$	$I_{раб.мах.} \leq I_{ном.}$
Класс точности	0,5	0,5	0,5
Односекундный ток термической стойкости, кА	$I_{пр.скв.} = 31,5кА$	$i_{ат} = 1,37кА$	$i_{ат} \leq I_{пр.скв.}$
Наибольший ток электродинамической стойкости, кА	$I_{дин.} = 51кА$	$i_y = 2,01кА$	$i_y \leq I_{дин.}$
Ввод 10 кВ трансформатора			
$Z_{2ном}$, Ом	$Z_2 = 250м$	$Z_{2расч} = 4,0330м$	$Z_{2расч.} \leq Z_2$
Ввод 10 кВ линий			
$Z_{2ном}$, Ом	$Z_2 = 250м$	$Z_{2расч} = 12,030м$	$Z_{2расч.} \leq Z_2$

5.5.3. Замена и проверка трансформаторов напряжения в КРУ 10 кВ

Для выбора трансформатора напряжения на стороне 10 кВ необходимо знать количество приборов и нагрузку на этих приборах.

Таблица 5.5.3.1 Вторичная нагрузка приборов трансформаторов напряжения на стороне 10 кВ

Прибор	Кол-во	Тип	Число обмоток	Потребляемая мощность, ВА	$\cos \varphi$	$\sin \varphi$	Общая потребляемая мощность	
							Р, Вт	Q, Вар
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Шины 10 кВ								
Вольтметр	12	Э-395	1	2	1	0	24	-
Ваттметр	12	Д-325	2	1,5	1	0	36	-
Варметр	12	Д-335	2	5	1	0	120	-
Счетчик активной энергии	18	СА3-И676	2	2	0,38	0,925	27,36	66,6
Счетчик реактивной энергии	18	СР4-И676	2	2	0,38	0,925	27,36	66,6
Итого	-	-	-	-	-	-	234,72	133,2

Предварительно выбираем трансформатор напряжения НАМИ-10 УХЛ1 на сторону 10 кВ. Это однофазный ТН с литой изоляцией с классом напряжения 10 кВ. Сравнение паспортных и расчетных данных будут приведены в таблице 5.5.3.2.

Таблица 5.5.3.2. Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора напряжения НАМИ-10-УХЛ1 на ПС Ивановка

Наименование параметра	Паспортные данные	Расчетные данные	Условия проверки
1	2	3	4
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	$U_{\text{мах.раб.}} = 10\text{кВ}$	$U_{\text{мах.уст.}} = 10\text{кВ}$	$U_{\text{мах.уст.}} \leq U_{\text{мах.раб.}}$
Номинальное напряжение первичной обмотки, кВ	$U_{\text{ном.обм.}} = 10\text{кВ}$	$U_{\text{уст.обм.}} = 10\text{кВ}$	$U_{\text{ном.обм.}} = U_{\text{уст.обм.}}$
Класс точности	0,5	0,5	$0,5 = 0,5$
Предельная мощность ТН, ВА	$S_{\text{макс.Р}} = 400\text{ВА}$	$S_{\text{Р}} = 269,88\text{ВА}$	$S_{\text{Р}} \leq S_{\text{макс.Р}}$

5.6. Замена ТСН на ОПУ подстанции Ивановка

Мощность трансформатора собственных нужд (ТСН) выбирается исходя из потребностей подстанции, таких как: освещение, отопление, системы охлаждения и сигнализаций. Вспомогательные устройства подключаются к ТСН по оперативным цепям или через предохранители и выключатели нагрузки. Для начала определимся с нагрузками электрооборудования на подстанции, используя литературу [31]. В таблицу 5.6.1. вводятся следующие нагрузки:

- Система охлаждения для рабочих трансформаторов;
- Подогрев распределительных устройств, комплектные входят в закрытые отопительные нагрузки;
- Освещение и различные вентиляционные нагрузки;
- Бытовая нагрузка приборов.

Таблица 5.6.1. Нагрузка электрооборудования на подстанции Ивановка

Нагрузка	$\cos \varphi$	P, кВт	Q, кВар
Система охлаждения силового трансформатора	0,8	15,20	9,25
Подогрев РУ	1	15	-
Освещение и вентиляция всего помещения КРУ	1	30	-
Отопление и освещение ОПУ	1	50	-
Освещение ОРУ	1	15	-
Бытовая нагрузка	1	9	-
Всего		134,2	9,25

Определим мощность ТСН:

$$S_{расч} = k_c \cdot \sqrt{P_{расч}^2 + Q_{расч}^2} = 0,8 \cdot \sqrt{115,2^2 + 9,25^2} = 107,61 \text{ кВА} \quad (5.6.1)$$

где k_c - коэффициент одновременности загрузки, равный 0,8.

По истечению срока службы ТСН-150/10/0,4, которые сейчас установлены на подстанции, обновляются на новые.

6. МОЛНИЕЗАЩИТА И ЗАЗЕМЛЕНИЕ

Безопасность при работе на подстанции – важнейший фактор, который должен соблюдаться при любых обстоятельствах. Работа с высоким напряжением предусматривает собой контакт с токопроводящим оборудованием и непосредственную работу напрямую с напряжением. Во избежание возникновения несчастных случаев, на подстанции устанавливают несколько разновидностей защитных мер против непредсказуемости протекания тока в энергосистеме и избежания его выхода в безопасную среду. В ходе работы над данным разделом будут рассмотрены следующие вопросы:

- контур заземления на подстанции и его исполнение;
- выбор и проверка молниеотводов для молниезащиты, и определение её зон защиты;
- выбор и проверка ОПН.

Контрольные кабели частично проложены по кабельным конструкциям в металлических коробах, частично в наземных ж/б лотках. Цепи управления и сигнализации выполнены экранированным кабелем с двухсторонним заземлением экрана. На подстанции Ивановка 110 кВ применяется микропроцессорная аппаратура РЗА, ОПУ с ТСН, большинство аппаратов установлено в распреустройствах по сторонам 110, 35, 10 кВ, поэтому очень важно правильно высчитать зоны защит и молниеотводов.

6.1. Конструктивное исполнение заземления на подстанции

Заземление молниезащиты служит защитой подстанции в виде отвода тока молний в землю молниеотводов и других конструкций, в которых произошел удар молнии. Для проверки действующей защиты на подстанции необходимо изобразить план заземления, на котором будут видны устройства

заземления, используемые на подстанции, и зона, которую он защищает. План заземления изобразим на рисунке 6.1.1.

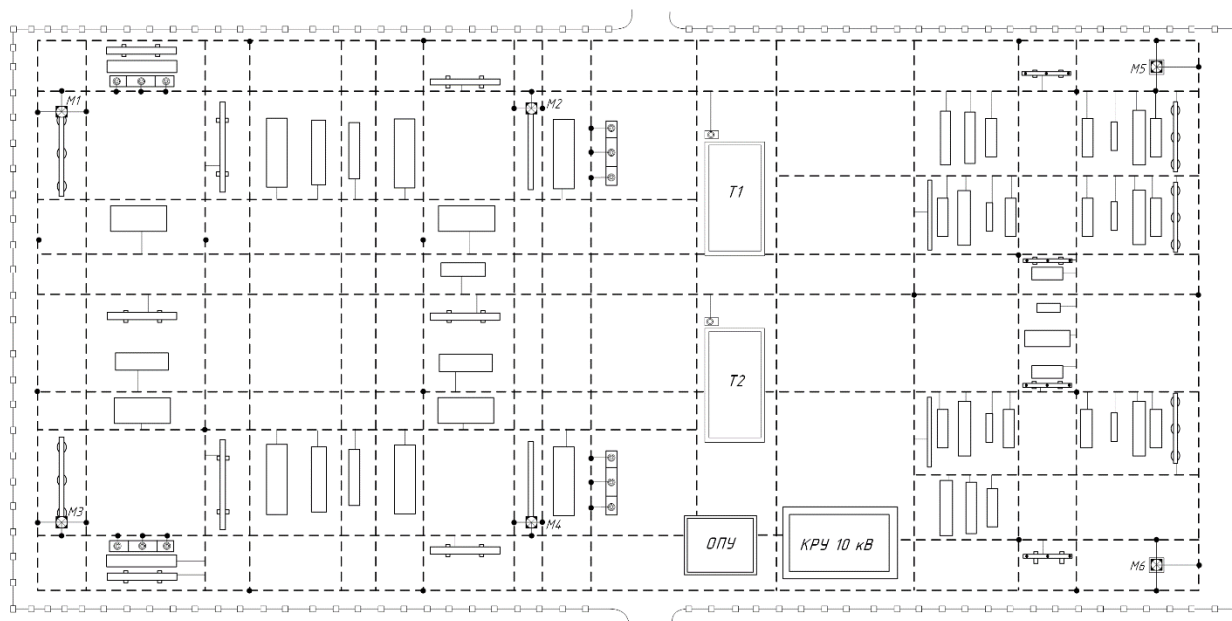


Рисунок 6.1.1. План заземления подстанции Ивановка.

Заземление на подстанции согласно [11]: «заземление на подстанции выполняется искусственными и естественными заземлителями. Искусственные заземлители электроустановок представляют собой контур, образованный вертикальными электродами и полосами, их соединяющими».

Рассчитывается значение удельного сопротивления неоднородного грунта по методике двухслойной модели грунта. В общем случае эквивалентное сопротивление верхнего слоя двухслойной модели определяется путем усреднения проводимостей слоев, расположенных по высоте:

$$\rho_{1э} = \frac{h_{1э}}{\sum_{i=1}^{i=n_{c1}} \rho_i h_i} \quad (6.1.1)$$

где ρ_i и h_i - удельное электрическое сопротивление и толщина i -того из n слоев, составляющих первый эквивалентный слой двухслойной модели грунта[11].

Определяется длина вертикального электрода, рекомендуемо брать в пределах 3-10 м, берем $l_B = 5$ м. Глубина заложения заземлителя согласно [1] для подстанций напряжением 110 кВ принято брать не более 1 метра, берем в

районе 0,8 метров. Тогда высота вертикального электрода будет равна:

$$h_{1э} = 5 + 0,8 = 5,8 \text{ м} \quad (6.1.2)$$

$$\rho_{1э} = \frac{5,8}{1,3 \cdot 10^{-1}} = 44 \text{ Ом} \cdot \text{м} \quad (6.1.3)$$

Толщина второго слоя эквивалентной двухслойной модели определяется расчетной глубиной $H_{расч}$:

$$H_{расч} = 1,3 - 1,4 l_g = 1,4 \cdot 5 = 7 \text{ м} \quad (6.1.4)$$

Тогда сопротивление второго слоя:

$$\rho_{2э} = \frac{H_{расч} - h_{1э}}{\sum_{i=1}^{i=n_{с1}} \frac{h_i}{\rho_i}} = \frac{7 - 5,8}{\frac{10^{-1}}{1,3}} = 15,6 \text{ Ом} \cdot \text{м} \quad (6.1.5)$$

Двухслойная модель приводится к однослойной с эквивалентным сопротивлением:

$$\rho_{экв} = \frac{\rho_1 \cdot h_1 + \rho_2 \cdot h_2}{h_1 \cdot h_2} = \frac{44 \cdot 0,8 + 15,6 \cdot 7}{0,8 + 7} = 18,51 \text{ Ом} \cdot \text{м} \quad (6.1.6)$$

Дальше импульсное сопротивление заземляющего устройства подстанции осуществляется поэтапно [11]:

1. Из существующего плана заземления подстанции определяется площадь, используемая под заземляющее устройство:

$$S = (a + 2 \cdot 1,5)(b + 2 \cdot 1,5) \quad (6.1.7)$$

где a - длина подстанции (равная 70,5 м, исходя из плана заземления);

b - ширина подстанции (равная 40 м, исходя из плана заземления).

$$S = (70,5 + 2 \cdot 1,5)(40 + 2 \cdot 1,5) = 3160,5 \text{ м}^2. \quad (6.1.8)$$

2. Принимается шаг сетки контура заземления l и определяется суммарная длина горизонтальных полос. Шаг сетки контура принят в пределах 5-10 м:

$$L_T = (A + 2 \cdot 1,5) \left(\frac{B + 2 \cdot 1,5}{l} \right) + (B + 2 \cdot 1,5) \left(\frac{A + 2 \cdot 1,5}{l} \right), \quad (6.1.9)$$

$$L_T = (70,5 + 3) \left(\frac{40 + 3}{5} \right) + (40 + 3) \left(\frac{70,5 + 3}{5} \right) = 1264,2 \text{ м} \quad (6.1.10)$$

3. Уточняется суммарная длина всех горизонтальных полос:

$$L_y = 2\sqrt{S}(m+1) \quad (6.1.11)$$

где m - число ячеек:

$$m = \frac{L_r}{2\sqrt{S}} = \frac{1264,2}{2 \cdot \sqrt{3160,5}} = 11,2 \quad (6.1.12)$$

Число ячеек принимается $m = 12$.

$$L_y = 2\sqrt{3160,5}(12+1) = 1461,7 \text{ м}$$

Количество горизонтальных полос по длине территории подстанции:

$$n_r(A) = \frac{A+3}{l} = \frac{70,5+3}{5} = 14,7 \approx 15 \quad (6.1.13)$$

Количество горизонтальных полос по ширине территории подстанции:

$$n_r(B) = \frac{B+3}{l} = \frac{40+3}{5} = 9,6 \approx 10 \quad (6.1.14)$$

Общее количество горизонтальных полос:

$$n_r = n_r(A) + n_r(B) = 15 + 10 = 25 \quad (6.1.15)$$

Тогда количество вертикальных электродов будет равно по формуле:

$$n_B = \frac{4\sqrt{S}}{a}; \quad (6.1.16)$$

$$n_B = \frac{4\sqrt{3160,5}}{8} = 28. \quad (6.1.17)$$

Дальше определяется стационарное сопротивление заземлителя. В формуле

имеется коэффициент A , зависящий от отношения $\frac{l_g}{\sqrt{S}}$:

$$R_c = \rho_{\text{экс}} \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_g \cdot l_g} \right); \quad (6.1.18)$$

где $\frac{l_g}{\sqrt{S}} = \frac{5}{\sqrt{3160,5}} = 0,088$, принимаем $A = 0.4$.

Стационарное сопротивление равно:

$$R_c = 18,51 \cdot \left(\frac{0,4}{\sqrt{3160,5}} + \frac{1}{1461,7 + 28 \cdot 5} \right) = 0,14 \text{ Ом.} \quad (6.1.19)$$

Определяется импульсный коэффициент:

$$\alpha_{II} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_{\text{экв}} + 320)(I_M + 45)}}; \quad (6.1.20)$$

где I_M - ток молнии, принимаемый 40 кА [17].

$$\alpha_{II} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{3160,5}}{(18,51 + 320)(40 + 45)}} = 1,71. \quad (6.1.21)$$

Импульсное сопротивление заземляющего контура во время грозы равно:

$$R_{II} = \alpha_{II} \cdot R_c \text{ Ом;} \quad (6.1.22)$$

Для электроустановок напряжением 110 кВ и выше:

$$R_{II} = 1,71 \cdot 0,14 = 0,24 < 0,5 \text{ Ом.} \quad (6.1.23)$$

Для электроустановок напряжением 3 – 35 кВ наибольшее допустимое значение сопротивлений заземлителей, согласно [1] составляет:

$$R \leq \frac{250}{I_3} \quad (6.1.24)$$

где I_3 - однофазный ток замыкания на землю, определяемый по таблице

4.2.2.1 – берется наименьший ток точки К6 = 546 А;

И не может превышать 10 Ом:

$$R \leq \frac{250}{546} = 0,45 \text{ Ом} \quad (6.1.25)$$

Посчитанное импульсное сопротивление для ОРУ 110 и 35 кВ для подстанции Ивановка меньше допустимого, что удовлетворяет всем требованиям ПУЭ.

6.2. Расстановка молниеотводов и определение зон молниезащит.

Молниезащита включает в себя расчёт зон защиты А или Б, которые отличаются степенью надежности защит. Зона А имеет надежность не более 0,005, а зона Б не более 0,05. Для расчета молниезащиты принимается зона А. На подстанции со стороны 110 кВ стоит две пары двух тросовых молниеотвода, а со стороны 35 кВ стоит двойной равновеликий стержневой молниеотвод. Зоны защит рассчитываются для каждого вида молниеотвода отдельно. Высота молниеотводов высчитывается из самого высокого защищаемого объекта на подстанции. В нашем случае для стороны 110 кВ высота линейных порталов составляет $h_{x(ЛП)} = 9,98$ м, а для шинных порталов $h_{x(ШП)} = 5,375$ м. Исходя из чертежа плана распредустройств принимаем высоту молниеотводов: $h = 15$ м.

Расстояния между молниеотводами берутся из рисунка 6.2.1, выполненного в масштабе 1:150.

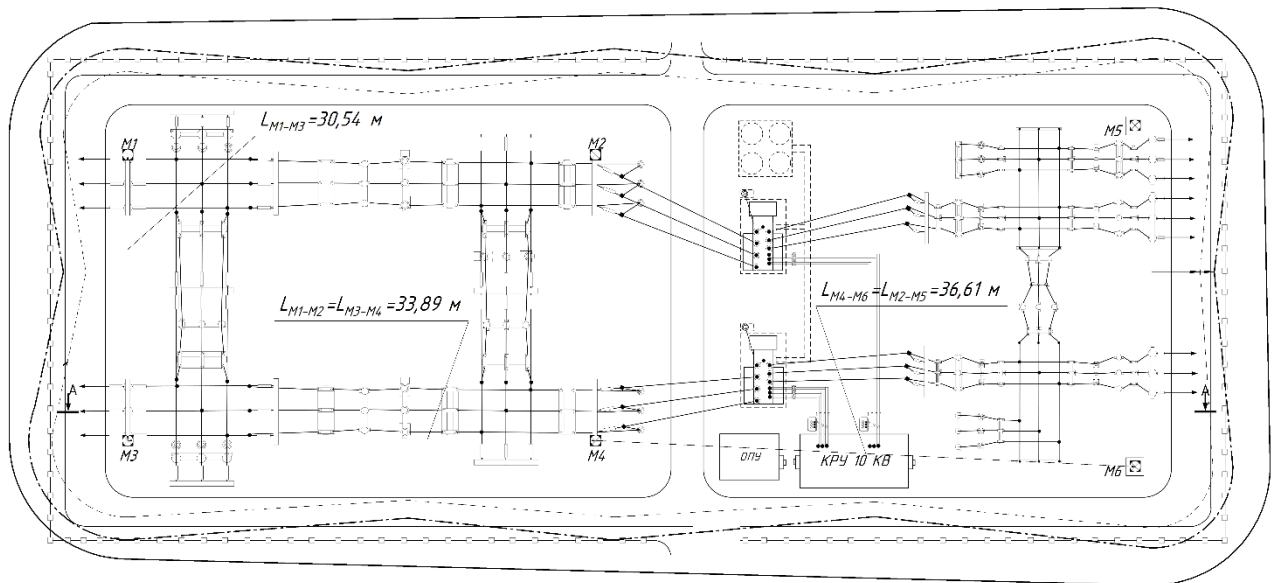


Рисунок 6.2.1. Молниезащита подстанции 110 кВ Ивановка

$$L_{M1-M3} = L_{M2-M4} = 30,54 \text{ м}, \quad (6.2.1)$$

$$L_{M1-M2} = L_{M3-M4} = 33,89 \text{ м}, \quad (6.2.2)$$

$$L_{M2-M5} = L_{M4-M6} = 36,61 \text{ м}, \quad (6.2.3)$$

$$L_{M5-M6} = 36,84 \text{ м}. \quad (6.2.4)$$

Эффективная высота у молниеотводов:

$$h_{эф} = 0,85 \cdot h = 0,85 \cdot 15 = 12,75 \text{ м}; \quad (6.2.5)$$

Для двойного равновеликого стержневого молниеотвода М5-М6 радиус зоны защиты будет равен:

На уровне земли:

$$r_0 = (1,1 - 0,002h)h = (1,1 - 0,002 \cdot 15) \cdot 15 = 16,05 \text{ м}; \quad (6.2.6)$$

Линейного портала:

$$r_{xM5} = r_{xM6} = r_0 \left(1 - \frac{h_x}{h_{эф}}\right) = 16,05 \cdot \left(1 - \frac{9,98}{12,75}\right) = 3,48 \text{ м} \quad (6.2.7)$$

Шинного портала:

$$r_{xM5} = r_{xM6} = 16,05 \cdot \left(1 - \frac{5,375}{12,75}\right) = 9,28 \text{ м} \quad (6.2.8)$$

Радиус внешней зоны при условии $2h < L < 4h$:

$$r_{c0} = r_0 \left(1 - \frac{0,2(L - 2h)}{h}\right), \quad (6.2.9)$$

$$r_{c0} = 12,75 \cdot \left(1 - \frac{0,2(36,84 - 2 \cdot 15)}{15}\right) = 11,58 \text{ м}. \quad (6.2.10)$$

Наименьшая высота внутренней зоны

$$h_{cx} = h_{эф} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h) \cdot (L - h), \quad (6.2.11)$$

$$h_{cx} = 12,75 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 15) \cdot (36,84 - 15) = 8,94 \text{ м}. \quad (6.2.12)$$

Половина ширины внутренней зоны на уровне высоты защищаемого объекта:

Линейного портала:

$$r_{cxM5-6} = r_{c0} \cdot \frac{h_{cx} - h_x}{h_{cx}} = 11,58 \cdot \frac{8,94 - 9,98}{8,94} = 1,34 \text{ м}, \quad (6.2.13)$$

Шинного портала:

$$r_{cxM5-6} = r_{c0} \cdot \frac{h_{cx} - h_x}{h_{cx}} = 11,58 \cdot \frac{8,94 - 5,375}{8,94} = 4,62 \text{ м}. \quad (6.2.14)$$

Для пар двух тросовых молниеотводов М1-М4 зоны защиты будут равны:

На уровне земли:

$$r_0 = (1,35 - 0,0025h)h = (1,35 - 0,0025 \cdot 15) \cdot 15 = 19,69 \text{ м.} \quad (6.2.15)$$

Линейного портала:

$$r_{xM1} = r_{xM2-3-4} = r_0 \left(1 - \frac{h_x}{h_{\text{эф}}}\right) = 19,69 \cdot \left(1 - \frac{9,98}{12,75}\right) = 4,28 \text{ м.} \quad (6.2.16)$$

Шинного портала:

$$r_{xM1} = 19,69 \cdot \left(1 - \frac{5,375}{12,75}\right) = 11,38 \text{ м.} \quad (6.2.17)$$

Для тросовых молниеотводов принимается при $h < L < 4h$:

$$h_{cx} = h_{\text{эф}} - (0,14 + 0,5 \cdot 10^{-4} h)(L - h), \quad (6.2.18)$$

$$h_{cxM} = h_{\text{эф}} - (0,14 + 0,5 \cdot 10^{-4} \cdot h)(L - h), \quad (6.2.19)$$

$$h_{cxM1-2} = h_{cxM3-4} = 12,75 - (0,14 + 0,5 \cdot 10^{-4} \cdot 15)(33,89 - 15) = 10,09 \text{ м,} \quad (6.2.20)$$

$$h_{cxM1-3} = h_{cxM2-4} = 12,75 - (0,14 + 0,5 \cdot 10^{-4} \cdot 15)(30,54 - 15) = 10,56 \text{ м} \quad (6.2.21)$$

$$h_{cxM2-5} = h_{cxM4-6} = 12,75 - (0,14 + 0,5 \cdot 10^{-4} \cdot 15)(36,61 - 15) = 9,70 \text{ м} \quad (6.2.22)$$

Для молниеотводов половина ширины внутренней зоны на уровне высоты защищаемого объекта:

$$r_{cxM1-M2} = \frac{L}{2} \left(\frac{h_{\text{эф}} - h_x}{h_{\text{эф}} - h_{cx}} \right) = \frac{33,89}{2} \cdot \left(\frac{12,75 - 9,98}{12,75 - 10,09} \right) = 17,64 \text{ м;} \quad (6.2.23)$$

$$r_{cxM1-M3} = \frac{30,54}{2} \cdot \left(\frac{12,75 - 9,98}{12,75 - 10,56} \right) = 19,31 \text{ м;} \quad (6.2.24)$$

$$r_{cxM2-M5} = \frac{36,61}{2} \cdot \left(\frac{12,75 - 9,98}{12,75 - 9,7} \right) = 16,62 \text{ м.} \quad (6.2.25)$$

Итоговая таблица с данными молниезащиты приведена ниже.

Таблица 6.2.1 Данные молниезащиты на подстанции

Пара молниеотводов	Расстояние между молниеотводами L, м	$h_{эф}$, м	r_0 , м	r_{xM} , м		r_{c0} , м	h_{cx} , м	r_{cx} , м	
				ЛП	ШП			ЛП	ШП
М1-М3, М2- М4	30,54	12,75	19,69	4,28	11,38	-	10,56	19,31	-
М1-М2, М3- М4	33,89		19,69	4,28	11,38	-	10,09	17,64	-
М2-М5, М4- М6	36,61		19,69	4,28	11,38	-	9,7	16,62	-
М5-М6	36,84		16,05	3,48	9,28	11,58	8,94	1,34	4,62

6.3. Выбор ОПН и их расстановка

В выпускной квалификационной работе с расчетом зон молниезащит и расстановкой молниеотводов следует заменить действующие ОПН. ОПН – ограничители перенапряжения, представляющие собой разрядники без искровых промежутков, в которых активная часть состоит из металлооксидных нелинейных резисторов.

ОПН является основополагающей надежной грозозащитой электрооборудования, в первую очередь трансформаторов. Их импульсные перекрытия не должны превышать одного раза в 800-1000 лет.

Преимуществами ОПН над обычными разрядниками являются:

- глубокий уровень ограничений для всех видов волн перенапряжения;
- простота конструкции и высокая надежность в эксплуатации;
- стабильность характеристик и устойчивость к старению;
- малые габариты и вес.

ОПН устанавливается в цепях трансформатора для защиты от громовых и коммутационных перенапряжений при их включении или отключении;

На концах линий – для защит от КП при её включении или отключении на РУ волн грозových перенапряжений. Сделаем расчет для выбора ОПН на сторону 110 кВ. Для начала предварительно выберем ОПН-110УХЛ1 с техническими характеристиками, указанными в таблице 4.3.1.

ОПН проверяем по следующим условиям:

1) По наибольшему длительно допустимому рабочему напряжению: Наибольшее допустимое напряжение ОПН $U_{наиб.доп}$ должно быть больше наибольшего рабочего напряжения в сети или оборудовании:

$$U_{наиб.доп} \geq (1,02 - 1,05) \cdot U_{наиб.раб.}, \quad (6.3.1)$$

где $(1,02 - 1,05)$ - коэффициент, учитывающий гармоники высшего напряжения.

$$126 \text{ кВ} \geq 1,05 \cdot 115 = 120,75 \text{ кВ}. \quad (6.3.2)$$

2) По длине пути утечки оборудования:

$$L_{ут} = 1,2 \cdot L_{ут.оборуд.} \quad (6.3.3)$$

где $L_{ут.оборуд.}$ - длина пути утечки оборудования, находящаяся по формуле

$L_{ут.оборуд.} = \lambda_{\text{э}} \cdot U_{нор} = 16 \cdot 110 = 1760 \text{ мм}$, где $\lambda_{\text{э}}$ равен 16-20 мм/кВ для загрязнения I степени (минимальное загрязнение и сухой климат для степного района), а $U_{нор}$ - напряжение в сети, кВ.

$$L_{ут} = 1,2 \cdot 1760 \cdot 10^{-2} = 21,12 \text{ см}. \quad (6.3.4)$$

3) По классу энергоемкости:

Энергия, поглощаемая ограничителем:

$$\mathcal{E} = \left(\frac{U - U_{ост}}{Z_B} \right) \cdot U_{ост} \cdot 2 \cdot T, \quad (6.3.5)$$

где U – величина неограниченных перенапряжений на линии;

$U_{ост}$ - остаточное напряжение на ОПН, кВ;

Z_B - волновое сопротивление линии, Ом;

T - время распространения волны.

$$U = \frac{U_0}{1 + k \cdot L \cdot U_0}, \quad (6.3.6)$$

где U_0 - напряжение волны перенапряжения;

k - коэффициент полярности;

L - длина защищённого подхода, принимаемая 3 км [1].

$$T = \frac{l}{V \cdot \beta}, \quad (6.3.7)$$

где l - длина линии, км;

V - скорость распространения волны, м/с;

β - коэффициент затухания волны.

$$T = \frac{33 \cdot 10^6}{3 \cdot 10^5 \cdot 0,91} = 120 \text{ мкс} \quad (6.3.8)$$

$$U = \frac{121}{1 + 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 3 \cdot 121} = 113 \text{ кВ} \quad (6.3.9)$$

$$\mathcal{E} = \left(\frac{113 - 85}{674} \right) \cdot 85 \cdot 2 \cdot 120 = 847 \text{ кДж}$$

$$\mathcal{E}' = \frac{\mathcal{E}}{U_{ном}} = \frac{847}{110} = 7,7 \text{ кДж/кВ}$$

ОПН-110УХЛ1 проходит проверку. Сравнение его технических характеристик с расчетными будет указано в таблице 6.3.1

Таблица 6.3.1 – Технические характеристики ОПН-110УХЛ1

Параметр	Заводское значение	Расчетное значение
1	2	3
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	126	120,75
Номинальное напряжения ОПН, кВ	110	110
Длина пути утечки оборудования, см	60	21,12
Класс энергоёмкости ОПН, кДж/кВ	5 - До 10	7,7

Для сторон 35 кВ и 10 кВ так же заменяются ОПН. ОПН размещаются:

- отдельностоящими у трансформаторов;
- присоединенные к шинам.

Для стороны 35 кВ не учитывается ток взрывоопасности, а для ОПН 10 кВ не учитывается класс энергоёмкости, ток взрывоопасности.

Таблица 6.3.2 – Технические характеристики ОПН-35УХЛ1

Параметр	Заводское значение	Расчетное значение
1	2	3
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	40,5	38
Номинальное напряжения ОПН, кВ	35	35
Длина пути утечки оборудования, см	45	40

Таблица 6.3.3 – Технические характеристики ОПН-10УХЛ1

Параметр	Заводское значение	Расчетное значение
1	2	3
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	12	11,5
Номинальное напряжения ОПН, кВ	10	10
Длина пути утечки оборудования, см	30	28

6.4. Оценочное суждение о надежности молниезащиты

Для реконструируемой подстанции необходимо провести оценку существующей молниезащиты. Расчёт производится по методике, указанной в [11]. Надежность защиты ОРУ ПС Ивановка от прямых ударов молнии характеризуется как число случаев перекрытия изоляции при прорывах молнии через зону защиты молниеотводов и обратных перекрытий при ударах молнии в молниеотводы[11]:

$$N_{п.у} = p_0(a + 2R_{эKB}) \cdot (b + 2R_{эKB}) \cdot (\eta_{np} p_a p_{np} + \eta_{on} p_{on}) \cdot 10^{-6}, \quad (6.4.1)$$

где a, b - длина и ширина подстанции;

p_0 - плотность разрядов молнии на 1 квадратный метр земной поверхности;

$R_{эKB}$ - эквивалентная ширина, с которой сооружение собирает боковые разряды молнии;

η_{np}, η_{on} - вероятность перехода импульсного перекрытия изоляции в силовую дугу, принимается равной 0,9;

p_a - вероятность грозового поражения ошиновки ОРУ, минуя молниеотводы, берется значение 0,005;

p_{np} - доля опасных грозовых перенапряжений, возникающих при непосредственном грозовом разряде в ошиновку ОРУ, минуя молниеотводы;

p_{on} - вероятность обратного перекрытия, принимаемая для подстанций 110 кВ, равная 0,02;

$$p_0 = 0,05 \cdot N_{г.ч} = 0,05 \cdot 45 = 2,25 \quad (6.4.2)$$

где $N_{г.ч}$ - количество грозовых часов в год, для рассматриваемого района реконструируемой подстанции равен 45 гроз.час/год.

$$R_{эKB} = 5 \cdot h - \frac{2 \cdot h^2}{30} = 5 \cdot 9,98 - \frac{2 \cdot 9,98^2}{30} = 43,26 \text{ м} \quad (6.4.3)$$

где h – высота самого высокого объекта на подстанции, в нашем случае это линейный портал, равный 9,98 метрам.

$$p_{np} = e^{-0,04 I_{кр}} \quad (6.4.4)$$

где $I_{кр}$ - критической ток молнии, равный 40 кА [17].

$$p_{np} = e^{-0,04 \cdot 40} = 0,2 \quad (6.4.5)$$

$$N_{п.у} = 2,25 \cdot 157,02 \cdot 126,52 \cdot 0,189 \cdot 10^{-6} = 0,00131$$

Определим среднюю повторяемость опасных перенапряжений на ПС из-за грозových разрядов в ОРУ:

$$T_{п.у} = \frac{1}{N_{п.у}} = \frac{1}{0,00131} = 758 \text{ лет.} \quad (6.4.6)$$

Согласно [11] для подстанции 110 кВ, показатель не может быть ниже 700 лет. Условие выполнилось, молниезащита обеспечивает требуемый уровень надежности.

7. РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

В данном разделе выпускной квалификационной работы будет произведена замена устройств РЗА для линий 110 кВ и трансформаторов на ПС 110 кВ Ивановка. Терминалы, работающие на электромеханической основе, будут заменены на микропроцессорные и. В ходе написания работы выбор микропроцессорных терминалов для расчета защит оборудования будет основан среди отечественных производителей.

На ПС Ивановка сейчас установлены терминалы защит линий электропередач, такие как БЭ2704 021_072 и БЭ2704 012_056 производства «ЭКРА», а на трансформаторе Сириус Т и Сириус-УВ производства «Сириус».

Для линий электропередач 110 кВ защиты, обеспечивающие относительную селективность (являющиеся резервными защитами), не способны охватывать 100% всей защищаемой линии первой ступенью с минимальной выдержкой времени из-за необходимости отстройки ступени от КЗ на соседней ЛЭП или оборудовании, поэтому терминал, который идеально обеспечит работу ступенчатых защит, таких как ТЗНП (токовая защита нулевой последовательности) и ДЗ (дистанционной защиты), поставить будет выгоднее всего.

Для замененного трансформатора на подстанции необходимо произвести расчёты уставок основных и резервных защит. Минимизация возможного возникновения ущерба при работе трансформатора предусматривает собой совмещение защит относительной и абсолютной селективности.

Расчёт параметров выбранных уставок защит будет произведен на основе методических указаний установленных на оборудовании терминалов производителя, а также нормативно-технической документаций (ПУЭ).

7.1. Описание системы оперативных токов

Система оперативных токов представляет собой совокупность различных элементов, таких, как источники питания, кабели, шины, которые служат для питания вторичных устройств, к которым подключены цепи защит, автоматики, телемеханики и другая аппаратура, взаимодействующая с оперативным состоянием энергооборудования.

На подстанции Ивановка напряжением от 10 до 110 кВ должна предусматриваться:

- система постоянного оперативного тока (для питания оперативных цепей, в качестве источника питания используется аккумуляторная батарея);
- системы переменного оперативного тока (для питания оперативных цепей, источником питания которым выступают измерительные трансформаторы тока и напряжения на защищаемых присоединениях, ТСН). В качестве дополнительного питания для кратковременного воздействия можно использовать заранее заряженные варианты конденсаторов.

В качестве систем постоянного оперативного тока согласно разделу (3.2) данной выпускной квалификационной работы на сторону 10 кВ на каждую секцию шин устанавливается по одной УКРЛ(П)56-10,5-450 – установке компенсации реактивной мощности. Данная конденсаторная установка является автоматизированной и регулирует мощность по требуемым данным.

Для питания сетей управления, автоматики, сигнализации принимается к установке аккумуляторные батареи типа СК-8.

7.2. Замена и расстановка комплектов РЗА

На подстанции 110 кВ Ивановка в качестве защит линий выбираем терминал со шкафом ШЭ2607 021 производством «ЭКРА». В данном шкафу содержатся функции:

- дистанционной защиты (ДЗ);
- блокировки ДЗ при качаниях, неисправности цепей напряжения;
- ТНЗНП (токовая направленная защита нулевой последовательности);
- определения места повреждения на линии;
- междуфазной токовой отсечки;
- резервирования при отказе выключателя;
- токовой защиты от перегрузки;
- максимальной токовой защиты (МТЗ);
- телеускорения и телеотключения.

Поскольку в существующем на данный момент на подстанции у линий имеется защита КСЗ с телеускорением и ДЗЛ, то с заменой терминала требуется пересчитать все уставки уже установленных на них защитах. Для ВЛ 110 кВ для основных защит берем:

- ДЗЛ (дифференциальная защита линии);

Для резервных защит берем КСЗ с телеускорением, а именно:

- Дистанционная защита (3 ступени);
- ТЗНП (3-4 ступени);
- Токовая отсечка.

Телеускорение – возможность передачи разрешающих или запрещающих ВЧ-сигналов для действия резервных защит на противоположной стороне ЛЭП на отключение без выдержки времени при обнаружении повреждения в зоне ускоряемой ступени. Это означает, что резервные защиты не способны покрывать 100% защищаемой ЛЭП, и поэтому на концах ЛЭП устанавливаются приемники и передатчики сигналов, принимающие и передающие их.

Для трансформатора используется микропроцессорное устройство защиты «Сириус-ТЗ», который может классифицироваться как «Сириус-ТЗ-tt-nn-ss», где

ttt – тип исполнения устройства по номинальным вторичным тока ТТ, к которым подключается устройство (выбираем 5/5; ТТ со стороны ВН – 5 А, ТТ

со стороны СН – 5 А, ТТ со стороны НН – 5 А);

nn – тип исполнения устройства по напряжению оперативного тока (выбираем 110 В постоянного тока);

ss – исполнения устройства по третьему интерфейсу линии связи (предварительно выбираем упрощенный И1 – два интерфейса RS485).

Таким образом получаем следующее полное название устройства: «Сириус-ТЗ-5/5/5-110В-И1». Данный терминал защиты способен выполнять следующие функции:

- выполнять функции защит, автоматики и управления, определенных ПУЭ и ПТЭ;
- ввод и хранение уставок защит и автоматики;
- передача параметров аварии, ввод и изменение уставок по линии связи;
- внутренняя конфигурация вводов и выводов защит и автоматики.

На подстанции терминал «Сириус-ТЗ-5/5/5-110В-И1» будет обеспечивать следующие защиты:

Основные защиты:

- Дифференциальная защита трансформатора (ДЗТ);
- Газовая защита;

Резервные защиты:

- Максимальная токовая защита (МТЗ);
- Устройство резервирования при отказе выключателя (УРОВ);
- Защита от перегрузки.

Все расчеты в разделе выполняются под руководством специальных инструкций, прилагаемых к терминалам защит. Зоны расстановок комплектов защит и в дальнейшем автоматики покажем на рисунке 7.2.1.

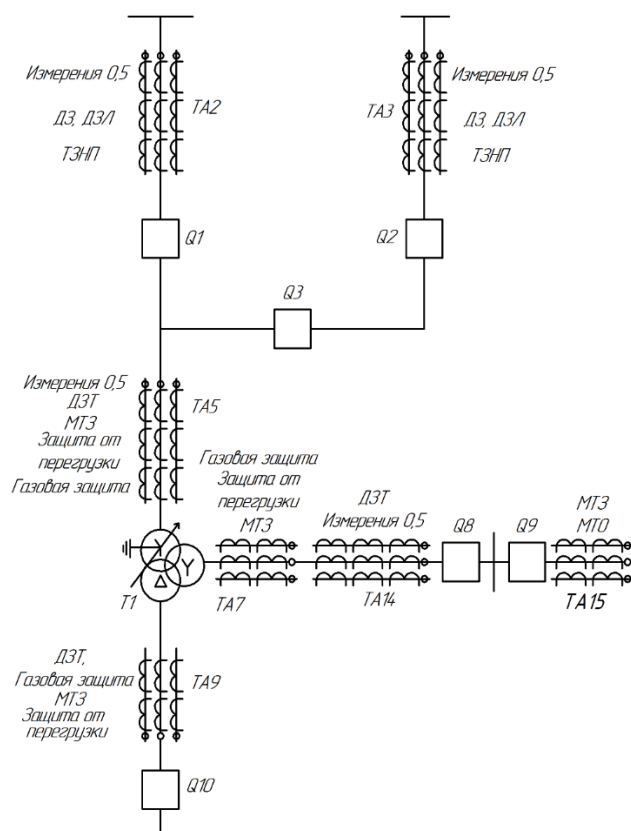


Рисунок 7.2.1. Расстановка терминалов защит на подстанции Ивановка

7.3. Расчёт уставок резервных защит ЛЭП

7.3.1. Дистанционная защита

Дистанционная защита – защита с относительной селективностью, работающая с использованием реле сопротивления, которое реагирует на отношения напряжения к току, подаваемого на реле, и срабатывает при снижении напряжения и увеличении тока, фиксируемых в зоне защиты. ДЗ выполняется как в качестве защиты от междуфазных КЗ, так и от КЗ на землю. В качестве защиты от междуфазных замыканий выступает ДЗ. В качестве примера покажем расчет ДЗ со стороны ПС Волково. Расчет с противоположной стороны аналогичен. Расчет уставок производится согласно руководящим указаниям.

Приведем таблицу с параметрами ЛЭП в именованных единицах.

Таблица 7.3.1.1. Параметры ВЛ 110 кВ на ПС Ивановка

Наименование ЛЭП	Длина ЛЭП, км	R_1 , Ом	X_1 , Ом	Z , Ом
1	2	3	4	5
ВЛ 110 кВ Полевая – Ивановка ВЛ	33,0	8,22	12,9	15,29
110 кВ Волково – Ивановка	22,7	5,65	8,88	10,52

Расчетные данные берутся из таблиц:

Параметры трансформаторов – таблица 3.3.1;

Параметры ЛЭП – таблица 7.3.1.1;

Параметры токов КЗ – таблица 4.2.2.1.

Сопротивление срабатывания первой ступени ДЗ находится по формуле:

$$Z_{с.з.}^I = K_{отс.} \cdot Z_L \quad (7.3.1.1)$$

где $K_{отс.}$ - коэффициент отстройки от КЗ в конце расчетной зоны

(принимается равным 0,85);

Z_L - первичное сопротивление прямой последовательности защищаемой линии.

$$Z_{с.з.}^I = 0,85 \cdot Z_L = 0,85 \cdot 10,52 = 8,942 \text{ Ом} \quad (7.3.1.2)$$

Срабатывание первой ступени ДЗ принимаем около 10 Ом. Выдержка времени срабатывания I ступени ДЗ обычно выбирается равной нулю. В случае использования неселективной первой ступени ДЗ выдержка времени отстраивается на ступень селективности Δt , равную 300 – 500 мс. Однако в нашем случае принимаем $\Delta t = 0$ мс.

Уставка срабатывания второй ступени выбирается следующим условием:

1) Согласование с первой ступенью защиты:

$$Z_{C.3}^{II} = K_{OTC} (Z_L + Z_{C.3.CM}^I / k_{ТОК}); \quad (7.3.1.3)$$

где K_{OTC} - коэффициент отстройки от КЗ в конце расчетной зоны (равная 0,85);

Z_L - первичное сопротивление прямой последовательности защищаемой линии;

$Z_{C.3.CM}^I$ - первичное сопротивление срабатывания первой ступени защиты смежного участка. Если на смежном участке параллельные линии, то в качестве сопротивления срабатывания первой ступени смежного участка выбирается наименьшее сопротивление (в нашем случае это ВЛ Волково);

$k_{ТОК}$ - коэффициент токораспределения, равный отношению первичного тока в защите к току в смежной линии при КЗ в конце смежной линии. Если на смежном участке параллельные линии, то $k_{ТОК}$ находится как для одиночной линии, предполагая, что вторая линия отключена.

$$Z_{C.3}^{II} = 0,85 \cdot (10,52 + \frac{8,942}{0,92}) = 17,2 \text{ Ом.} \quad (7.3.1.4)$$

2) Отстройка от КЗ на шинах низшего (среднего) напряжения трансформатора ответвления или трансформатора подстанции, примыкающей к противоположному концу линии:

$$Z_{C.3}^{II} \leq K_{OTC} \cdot (Z_L + Z_{OTB} / k_{ТОК.ТР}) / (1 + \beta + \delta), \quad (7.3.1.5)$$

где δ - коэффициент, учитывающий неточности расчёта первичных величин (равен 0,1);

β - коэффициент, учитывающий погрешности ТТ, ТН и РЗА (равен 0,05);

$$Z_{C.3}^{II} \leq 0,85 \cdot \left(10,52 + \frac{10,52 + 16,28}{0,92} \right) \div (1 + 0,1 + 0,05) = 29,31 \text{ Ом,} \quad (7.3.1.6)$$

$$Z_{C.3}^{II} \leq 29,31 = 29 \text{ Ом.} \quad (7.3.1.7)$$

Из всех полученных значений сопротивлений срабатывания в качестве расчетного выбирается наименьшее, в нашем случае 17,2 Ом.

Выдержка времени второй ступени принимается на ступень селективности ($\Delta t = 0,5\text{с}$) больше выдержек времени тех ступеней защит, с которыми производится согласование:

$$t_{с.з}^{II} = t_{с.з.см}^I + t_{УРОВ} + \Delta t = 0 + 0,15 + 0,5 = 0,65\text{с} , \quad (7.3.1.8)$$

где $t_{с.з.см}^I$ - время срабатывания ступени защиты, с которой согласовывается рассчитываемая ступень защиты (первая ступень защиты выполняется без выдержки по времени, поэтому равна 0)

$t_{УРОВ}$ - время срабатывания УРОВ;

Δt - ступень селективности, приравненная к $0,3 - 0,5$.

Чувствительность второй ступени проверяется при металлических КЗ в конце защищаемого участка по формуле:

$$k_{\text{ч}}^{II} = \frac{Z_{с.з}^{II}}{Z_{л}} , \quad (7.3.1.9)$$

$$k_{\text{ч}}^{II} = \frac{Z_{с.з}^{II}}{Z_{л}} = \frac{17,2}{10,52} = 1,63 > 1,25. \quad (7.3.1.10)$$

Согласно требованиям ПУЭ и руководству по эксплуатации терминала, при наличии основной защиты, коэффициент чувствительности резервных защит должен быть больше 1,25. Коэффициент чувствительности удовлетворяет требованиям ПУЭ.

Уставка срабатывания третьей ступени выбирается по условиям:

- согласование со вторыми ступенями защит линий предыдущего участка сети;
- обеспечение чувствительности при металлическом КЗ на концах защищаемой линии ($K_{\text{ч}} > 1,2$) и зон резервирования ($K_{\text{ч}} > 1,5$);

$$Z_{с.з}^{III} \leq 0,85(Z_{л1} + 0,9 \cdot Z_{с.з.}^{II}) \quad (7.3.1.11)$$

$$Z_{с.з}^{III} \leq 0,85(10,52 + 0,9 \cdot 29) = 31,127\text{ Ом}; \quad (7.3.1.12)$$

$$Z_{с.з}^{III} = 31\text{ Ом}$$

Чувствительность третьей ступени защиты проверяется при КЗ в конце смежной линии (режим дальнего резервирования):

$$k_{\text{ч}}^{\text{III}} = \frac{Z_{\text{С.З.}}^{\text{III}}}{Z_{\text{Л}} + Z_{\text{Л.СМ.}} / k_{\text{ТОК}}} = \frac{31}{10,52 + 15,29 / 1,3} = 1,39 \geq 1,2 \quad (7.3.1.13)$$

Выдержка времени третьей ступени рассматриваемой защиты выбирается исходя из условия согласования с предпоследней ступенью защиты смежного участка:

$$t_{\text{с.з}}^{\text{III}} = t_{\text{с.з.пред}}^{\text{II}} + \Delta t = 0,65 + 0,5 = 1,15 \text{ с} , \quad (7.3.1.14)$$

где $t_{\text{с.з.пред}}^{\text{II}}$ – выдержка времени ступени ДЗ защиты, с которой производится согласование, с;

Δt – степень селективности (0,5 с).

Сводим все расчёты в таблицу 7.3.1.1.

Таблица 7.3.1.1 Уставки и время срабатывания ДЗ линий 110 кВ

Наименования параметра	Наименование ЛЭП	
	ЛЭП 110 кВ Полевая	ЛЭП 110 кВ Волково
1	2	3
Уставка срабатывания I ступени, Ом	12,996	8,942
Уставка срабатывания II ступени, Ом	25,003	17,02
Уставка срабатывания III ступени, Ом	32	31
Выдержка времени I ступени ДЗ, с	0	
Выдержка времени II ступени ДЗ, с	0,65	
Выдержка времени III ступени ДЗ, с	1,15	
Коэффициент чувствительности II ступени	1,63>1,25	1,63>1,25
Коэффициент чувствительности III ступени	1,36>1,2	1,39>1,2

Так же выполним расчет уставок для составления характеристики РС III ступеней. Характеристика РС представляет собой график, на котором изображены уставки срабатывания ДЗ, уставки соответствующих ступеней по реактивному и активному сопротивлению, а также углы наклонов луча, определяющие селективность заданных уставок. Уставки изображаются в виде параллелограммов пересечений сопротивлений R и X. Угол наклона лучей φ_N ограничены своими квадрантами, не выходящими за зону остальных ступеней.

Расчёты для выбора уставок РС ведутся по условиям отстройки от КЗ вне зоны действия ступени, отстройки от нагрузочного режима работы и обеспечения чувствительности ДЗ при КЗ в зоне действия ступеней защиты.

Для начала рассчитывается угол максимальной чувствительности φ_L , определяющий угол между током и напряжением при КЗ на линии:

$$\varphi_L = \arctg(X_L / R_L), \quad (7.3.1.15)$$

где X_L, R_L - удельные индуктивные и активные сопротивления прямой последовательности рассматриваемой линии, Ом/км;

Рассмотрим пример расчёта характеристики РС для линии 110 кВ Полевая – Ивановка:

$$\varphi_L = \arctg\left(\frac{0,391}{0,24917}\right) = 57,49^\circ. \quad (7.3.1.16)$$

Для первой ступени ДЗ от междуфазных КЗ уставка РС по оси X рассчитывается по формуле:

$$X_1 = 0,85 \cdot X_L \cdot l, \quad (7.3.1.17)$$

где X_L - удельное индуктивное сопротивление рассматриваемой линии, Ом/км;

l - длина защищаемой линии, км;

0,85 – коэффициент отстройки от КЗ в конце защищаемой линии;

$$X_1 = 0,85 \cdot 0,391 \cdot 33 = 10,96 \text{ Ом.} \quad (7.3.1.18)$$

По оси R выбирается из условия обеспечения чувствительности при КЗ соответствующего вида в конце защищаемой линии:

$$R_1 > k_q \cdot (R_{pac} - X_{pac} \cdot ctg \varphi_L), \quad (7.3.1.19)$$

где k_q - коэффициент чувствительности, принимаемой больше или равным 1,5;

$R_{pac} = Z_I \cdot \cos \varphi_L$ - значение активного сопротивления в зоне уставки I ступени, по подсчетам принимается равным 10,96;

$X_{pac} = Z_I \cdot \sin \varphi_L$ - значение реактивного сопротивления в зоне уставки I ступени, по подсчетам принимается равным 6,98;

$$R_1 > 1,5 \cdot (10,96 - 6,98 \cdot ctg \varphi(57,49^\circ)) = 9,76 \text{ Ом.} \quad (7.3.1.20)$$

Принимается равным 10 Ом.

Правая часть области срабатывания РС предназначена для отстройки от возможного сопротивления нагрузки и обеспечения срабатывания РС при КЗ через активное переходное сопротивление R в месте КЗ. Принимается, что угол каждой уставки ступени $\varphi_N = \varphi_L = 57,49^\circ$, где N – номер ступени уставки.

Поскольку в выпускной квалификационной работе решено не рассчитывать зоны защиты резервирования, то для нахождения уставок РС для II и III степени принимаются формулы:

$$X_{y(N)} \geq \frac{Z_{ycm(N)} \cdot (1 + \sin \varphi_N)}{2}, \quad (7.3.1.21)$$

$$R_{y(N)} \geq \frac{Z_{ycm(N)}}{2 \cdot \sin \varphi_N}, \quad (7.3.1.22)$$

где N - номер ступени уставки (II или III);

Z_{ycm} - рассчитанное значение сопротивления уставки, Ом;

φ - угол сдвига лучей квадрантов уставок, в градусах;

Для второй ступени рассчитываем:

$$X_{y(II)} \geq \frac{25,003 \cdot (1 + \sin(57,49^\circ))}{2} = 23,044 \text{ Ом}, \quad (7.3.1.23)$$

Принимаем $X_{y(II)} = 24 \text{ Ом}$.

$$R_{y(II)} \geq \frac{25,003}{2 \cdot \sin(57,49^\circ)} = 14,82 \text{ Ом}, \quad (7.3.1.24)$$

Принимаем $R_{y(II)} = 15 \text{ Ом}$.

Для третьей ступени равняется:

$$X_{y(III)} \geq \frac{32 \cdot (1 + \sin(57,49^\circ))}{2} = 29,49 \text{ Ом}, \quad (7.3.1.25)$$

Принимаем равным 30 Ом.

$$R_{y(III)} \geq \frac{32}{2 \cdot \sin(57,49^\circ)} = 18,97 \text{ Ом} \quad (7.3.1.26)$$

Принимаем равным 20 Ом.

Каждая из ступеней ДЗ имеет возможность «блокировки по нагрузке». Зона для блокирования по нагрузке определяется параметрами Z_H и φ_H , являющимися общими для всех ступеней. В терминале ШЭ2607 угол нагрузки φ_H

принимается равным от 0 до 60° . При отсутствии в системе дополнительной защиты с чувствительностью, параметр берется в средних размерах $30-45^\circ$.

Принимаем 45° . Уставка по сопротивлению выреза нагрузки Z_H ,

определяющая область, где находятся замеры сопротивлений возможных нагрузочных режимов, находится по формуле:

$$Z_H = \frac{U_H}{\sqrt{3} \cdot I_H} = \frac{0,8 \cdot 110}{\sqrt{3} \cdot 1,5 \cdot 0,390} = 86,84 \text{ Ом} \quad (7.3.1.27)$$

где U_H - минимальное допустимое междуфазное рабочее напряжение в месте установки защиты – $(0,8 - 0,9)U_{\text{раб}}$;

I_H - максимальный ток нагрузки линии с учетом самозапуска электродвигателей – $(1,5 - 2)I_{\text{раб.макс}}$.

Для шкафов серии ШЭ2607 угол наклона верхней правой части характеристики реле для первой ступени ДЗ задается равным $\phi_4 = 12^\circ$. Угол наклона нижней левой части характеристики срабатывания принимается $\phi_3 = 115^\circ$. При двустороннем питании угол наклона нижней правой части характеристики РС равен 15° . Покажем на графике 7.3.1.1. характеристику реле сопротивления ДЗ линии 110 кВ Полевая – Ивановка.

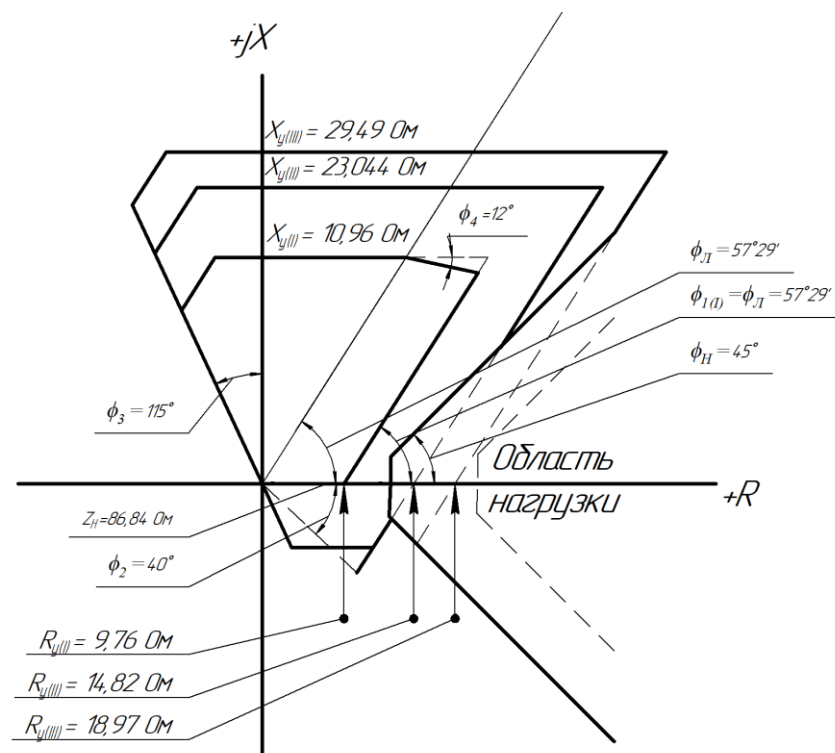


Рисунок 7.3.1.1. Характеристика РС ДЗ линии 110 кВ Полевая – Ивановка

Полученные в ходе расчёта зоны уставки зон защиты РС ДЗ сведём в таблицу 7.3.1.2.

Таблица 7.3.1.2. Характеристика РС ДЗ для отходящих линий 110 кВ на ПС Ивановка

Название линии	ВЛ 110 кВ Полевая - Ивановка	ВЛ 110 кВ Волково - Ивановка
Угол максимальной чувствительности φ_L , градусы	57,49	
Угол наклона переходного сопротивления φ_2 , градусы	40	
Угол наклона левой части характеристики φ_3 , градусы	115	
Угол наклона верхней правой части характеристики φ_4 , градусы	12	
Угол наклона уставок квадрантов характеристики $\varphi_{1(N)}$, градусы	57,49	
Уставка по оси X I ступени, Ом	10,96	7,54
Уставка по оси R I ступени, Ом	9,76	6,72
Уставка по оси X II ступени, Ом	23,044	15,68
Уставка по оси R II ступени, Ом	14,82	10,09
Уставка по оси X III ступени, Ом	29,49	28,57
Уставка по R III ступени, Ом	18,97	18,38

7.3.2. Токовая защита нулевой последовательности

ТЗНП применяется в качестве резервной защиты на ЛЭП, ШСВ, СВ и другом оборудовании. Защита реагирует на ток и мощность нулевой последовательности и обеспечивает защиту от КЗ на землю.

Токи, использованные в расчетах уставок, были взяты из токов КЗ нулевой последовательности, проходящих в шинах и в трансформаторе на 110 кВ. Расчёт ТЗНП покажем для линии 110 кВ Полевая – Ивановка.

Ток срабатывания ПО первой ступени ТЗНП при выполнении её без выдержки по времени выбирается по условию отстройки от утроенного тока нулевой последовательности, проходящего в месте установки защиты:

При замыкании на землю на шинах противоположной подстанции:

$$I_{cp.}^I \geq k_{отс} \cdot 3I_{0, макс.} \quad (7.3.2.1)$$

где $k_{отс}$ - коэффициент отстройки, учитывающий погрешность реле, ошибки расчётов, влияние апериодической составляющей и необходимый запас, принимается равным 1,3;

$I_{0, макс.}$ - максимальное значение периодической составляющей утроенного начального первичного тока нулевой последовательности, проходящего в месте установки защиты при замыкании на землю на шинах противоположной подстанции (по данным расчетов $I_{0, макс.} = 2623 A$)

$$I_{cp.}^I \geq 1,3 \cdot 2623 = 3409,8 A; \quad (7.3.2.2)$$

$$I_{cp.}^I = 3450 A \geq 3409,8 A. \quad (7.3.2.3)$$

Чувствительность первой ступени ТЗНП проверяется по формуле:

$$k_q^I = 3I_{0, мин} / I_{cp.}^I \geq 1,5; \quad (5.3.2.4)$$

$$k_q^I = \frac{1925 \cdot 3}{3450} = 1,67 \geq 1,5. \quad (5.3.2.5)$$

Выбор выдержки времени срабатывания первой ступени ТЗНП:

$$t_{cp.}^I = t_{pz} + \Delta t, \quad (5.3.2.6)$$

где t_{pz} - максимальное время действия релейной защиты от КЗ на землю смежных присоединений.

Δt - ступень селективности, принимается равной 0,3 с.

В большинстве случаев для первой ступени ТЗНП, в качестве оптимальной, принимается уставка в районе $t_{cp} = 0,35 \div 0,45$ с, поскольку уставка срабатывания должна приниматься по возможности минимальной для

облегчения условий согласования с ней времени срабатывания второй ступени ТЗНП.

Выбор по току срабатывания II ступени ТЗНП производится по условию согласования с защитами присоединений защищаемой системы шин данного РУ ПС в том числе:

- с первыми ступенями защит от замыканий на землю, вводов на сторонах смежного напряжения трансформаторов:

$$I_{ср.}^{II} \geq K_{отс} \cdot 3I_{0расч.} \quad (7.3.2.7)$$

Коэффициент отстройки равен 1,1; ток берется из отстройки первой ступени:

$$I_{ср.}^{II} \geq 1,1 \cdot 2623 = 2885,3 \text{ А}, \quad (7.3.2.8)$$

$$I_{ср.}^{II} = 2900 \text{ А} \geq 2885,3 \text{ А}. \quad (7.3.2.9)$$

Для 2-й ступени ТЗНП должна обеспечиваться чувствительность в зоне резервирования по выражению:

$$k_q^{II} = 3I_{0мин} / I_{ср.}^{II} \geq 1,2, \quad (7.3.2.10)$$

$$k_q^{II} = \frac{1925 \cdot 3}{2900} = 1,99 \geq 1,2. \quad (7.3.2.11)$$

Выбор выдержки времени срабатывания второй ступени ТЗНП происходит по согласованию с предыдущей ступенью защит:

$$t_{ср.}^{II} = t_{ср.}^I + t_{УРОВ} + \Delta t = 0,4 + 0,15 + 0,3 = 0,85 \text{ с}. \quad (7.3.2.12)$$

Выбор уставок III ступени ТЗНП производится по условию согласования с защитой предыдущей линии (второй или третьей ступени) или защитой от замыканий на землю предыдущего Т(АТ):

$$I_{ср.}^{III} = k_{отс} k_{ток} I_{0ср.пред} = 1,1 \cdot 1,06 \cdot 2900 = 3382 \text{ А}, \quad (7.3.2.12)$$

где $k_{отс}$ - коэффициент отстройки, учитывающий погрешность, равный 1,1;

$k_{ток}$ - коэффициент токораспределения для защищаемой линии, равный отношению токов в месте установки защиты и защиты элемента, с которым производится согласование;

$I_{0cp.пред}$ - ток срабатывания ступени защиты, с которым она согласуется, А.

Коэффициент чувствительности обеспечивается по формуле:

$$k_{\text{ч}}^{\text{III}} = 3I_{0.мин} / I_{\text{ср.}}^{\text{III}} \geq 1,3, \quad (7.3.2.13)$$

$$k_{\text{ч}}^{\text{III}} = \frac{3 \cdot 1925}{3382} = 1,7 \geq 1,3. \quad (7.3.2.14)$$

Время срабатывания третьей ступени защиты высчитывается из согласования с защитами предыдущих защит:

$$t_{\text{ср}}^{\text{III}} = t_{\text{ср}}^{\text{II}} + \Delta t = 0,85 + 0,3 = 1,15 \text{ с.} \quad (7.3.2.15)$$

Выдержка времени УРОВ не учитывалась, поскольку на предыдущем участке защиты имеется основная быстродействующая защита. Приводим полученные результаты в таблицу 7.3.2.1

Таблица 7.3.2.1 Посчитанные уставки защиты ТЗНП для подстанции Ивановка

Наименование параметра	Наименование линии	
	ВЛ 110 кВ Полевая - Ивановка	ВЛ 110 кВ Волково - Ивановка
Уставка срабатывания первой ступени, А	2250	3450
Уставка срабатывания второй ступени, А	1430	2900
Уставка срабатывания третьей ступени, А	1668	3382
Время срабатывания первой ступени, сек	0,35	
Время срабатывания второй ступени, сек	0,85	
Время срабатывания третьей ступени, сек	1,15	

7.4. Расчёт уставок основных защит ЛЭП

7.4.1 Дифференциальная защита линии

В качестве основной защиты ЛЭП 110 кВ принята ДЗЛ в составе шкафа «ЭКРА» (терминал ШЭ2607 021). Дифференциальная защита является основной защитой линии с абсолютной селективностью. Принцип работы защиты основан на сравнении токов с разных сторон линии. Для её работы необходимо два блока микропроцессорной релейной защиты (БМРЗ) на разных концах линии. Связь между комплектами происходит за счет ВЧ-каналов связи.

Далее покажем расчет уставок ДЗЛ на линии 110 кВ Полевая – Ивановка. Отстройка начального порога ДЗЛ считается от:

- минимального тока КЗ в режиме опробования линии:

$$I_{нач} = \frac{I_{кз.мин}}{k_q}, \quad (7.4.1.1)$$

где $I_{кз.мин}$ - минимальный ток в месте установки защиты, кА;

k_q - коэффициент чувствительности, принимаемый 2 о.е, согласно ПУЭ.

Минимальный ток КЗ в месте установки защиты ищется по формуле:

$$I_{кз.мин} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot Z_{экв}} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot 60,65} = 1,047 \text{ кА}; \quad (7.4.1.2)$$

$$I_{нач} = \frac{1,047}{2} = 0,524 \text{ кА}. \quad (7.4.1.3)$$

- отстройки от максимального рабочего тока:

$$I_{нач(2)} = k_{отс.} \cdot I_{раб.макс} = 1,2 \cdot 0,39 = 0,468 \text{ кА} \quad (7.4.1.4)$$

где $I_{раб.макс}$ - рабочий максимальный ток для провода (для марки АС-120/19 был равен 390 А).

Далее следует определить границу первого участка тормозной характеристики, которая равняется минимальному значению из двух параметров:

$$I_{m1} = \min(I_{\text{раб.макс}}; I_{\text{внешн.мин}}) = \min(0,39; 3,08) = 0,39 \text{ кА.} \quad (7.4.1.5)$$

Граница для второго участка будет равна максимальному сквозному току внешнего КЗ:

$$I_{m2} = I_{\text{внешн.макс.}} = 3,08 \text{ кА.}$$

Расчетный дифференциальный ток при внешнем КЗ определяется по формуле:

$$I_{\text{расч}} = k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч.}} = k_{\text{отс}} k_{\text{сх}} k_{\text{пер}} \cdot \varepsilon \cdot I_{\text{внешн.макс.}} \quad (7.4.1.6)$$

где $k_{\text{отс}}$ - коэффициент отстройки, равный 1,5 о.е;

$k_{\text{сх}}$ - коэффициент схемы, равный 1 при двухконцевой схеме;

$k_{\text{пер}}$ - коэффициент, учитывающий переходный режим, равен 2,5;

ε - относительное значение полной погрешности ТТ, равно 0,1, о.е.;

$I_{\text{нб.расч}}$ - расчетный ток небаланса внешнего КЗ;

$$I_{\text{расч}} = 1,5 \cdot 1 \cdot 2,5 \cdot 0,1 \cdot 3,08 = 1,15 \text{ кА.} \quad (7.4.1.7)$$

Тогда коэффициент торможения первого наклонного участка будет находится по формуле:

$$k_{T1} = \frac{I_{\text{расч}} - I_{\text{нач}}}{I_{m2} - I_{m1}} = \frac{1,15 - 0,524}{3,08 - 0,39} = 0,23. \quad (7.4.1.8)$$

При $k_{T1} < 1$ коэффициент торможения второго наклонного участка принимается равным $k_{T2} = 1$. Рассчитываем эквивалентный коэффициент торможения при максимальном тормозном токе, равному максимальному току КЗ в начале линии при неуспешном опробовании:

$$I_{\text{экв.Т}} = I_{\text{нач}} + k_{T1} \cdot (I_{m2} - I_{m1}) + k_{T2} \cdot (I_{\text{кз.макс}} - I_{m2}); \quad (7.4.1.9)$$

$$I_{\text{экв.Т}} = 0,524 + 0,23 \cdot (3,08 - 0,39) + 1 \cdot (4,16 - 3,15) = 2,17 \text{ кА}$$

Эквивалентный коэффициент торможения будет равен:

$$k_{\text{экв.Т}} = \frac{I_{\text{экв.Т}}}{I_{\text{КЗ.макс.}}} = \frac{2,17}{4,16} = 0,52. \quad (7.4.1.10)$$

Поскольку полученное значение не превышает $0,52 < 0,9$, то это гарантирует успешное срабатывание защиты в наихудшем по чувствительности режиме работы. Покажем на рисунке 5.4.1.1. характеристику ДЗЛ линии 110 кВ Полевая – Ивановка.

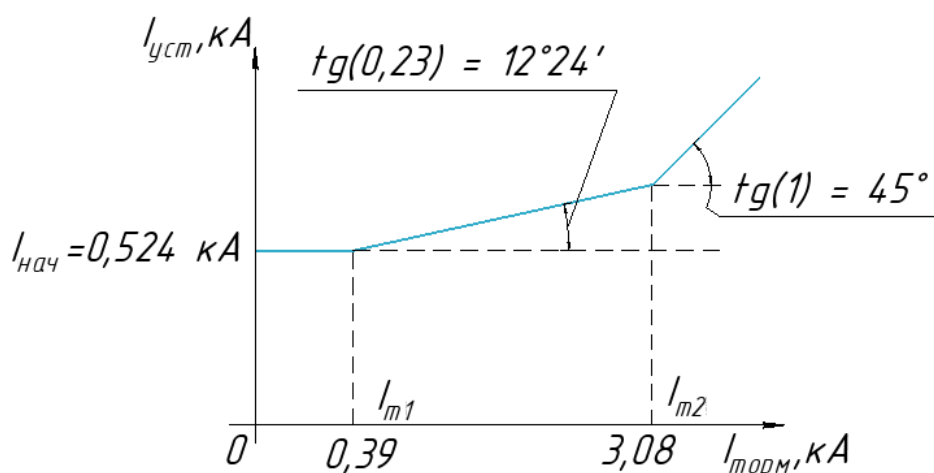


Рисунок 7.4.1.1. Характеристика ДЗЛ линии 110 кВ Полевая – Ивановка

Сведем в таблицу 7.4.1.1 полученные значения параметров ДЗЛ для линии 110 кВ Полевая – Ивановка и посчитаем тем же способом для второй линии.

Таблица 7.4.1.1 Параметры срабатывания ДЗЛ линий 110 кВ на подстанции Ивановка

Наименование параметра	Наименование линии	
	ВЛ 110 кВ Полевая - Ивановка	ВЛ 110 кВ Волково - Ивановка
1	2	3
Начальный ток установки, кА	0,524	1,184
Граница первого участка, кА	0,39	0,39
Граница второго участка, кА	3,08	2,9
K_{T1}	0,23	0,03
K_{T2}	1	
$K_{\text{экв.Т}}$	$0,52 < 0,9$	$0,61 < 0,9$

7.5. Расчёт уставок резервных защит трансформатора

7.5.1 Максимальная токовая защита

Максимальная токовая защита используется от всех видов междуфазных коротких замыканий и для резервирования основных защит трансформатора. Поскольку трансформатор трехобмоточный, требуется посчитать защиту МТЗ для каждой стороны.

Для определения уставок максимальной токовой защиты определимся с постоянными параметрами для терминала «Сириус-ТЗ»: коэффициент надежности $K_H = 1,1 - 1,25$ (для терминалов «Сириус-Т», принимаем равным 1,2); коэффициент возврата реле $K_B = 0,95$ для микропроцессорных терминалов; коэффициент запаса принимается равным в районе $K_3 = 1,0 - 1,3$ (принимаем равным 1,2).

Таблица 7.5.1.1. Первичные токи присоединения трансформатора

Трансформатор	Метод определения	Сторона трансформатора		
		ВН 115 кВ	СН 38,5 кВ	НН 11 кВ
ТДТН-16000/110/35/10	$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср}}}$	80,33 А	239,94 А	839,81 А

Первым проведем расчет МТЗ на 10 кВ с пуском по напряжению:

Определяем ток срабатывания по условию отстройки от тока нагрузки:

$$I_{\text{с.з.}}^{10} = \frac{K_H \cdot K_3}{K_B} \cdot I_{\text{раб}} = \frac{1,2 \cdot 1,2}{0,95} \cdot 839,81 = 1272,97 \text{ А} \quad (7.5.1.1)$$

Определяем ток срабатывания по условию обеспечения чувствительности при двухфазном КЗ на шинах 10 кВ трансформатора для точки К5. Коэффициент

чувствительности в формуле не должен быть меньше 1,5. Токи двухфазного короткого замыкания представлены в таблице 4.2.2.1:

$$I_{сз} = \frac{I_{кз}}{K_{\psi}} = \frac{5954}{1,5} = 3969,3 \text{ А.} \quad (7.5.1.2)$$

Определяем время срабатывания защиты по условию согласования с временем срабатывания присоединений на 10 кВ:

$$t = t_{сз} + \Delta t = 0,25 + 0,5 = 0,75 \text{ сек,} \quad (7.5.1.3)$$

где $t_{сз}$ - время срабатывания;

Δt - ступень селективности, принимаемая от 0,3 до 0,5 сек.

Определяем вторичный ток срабатывания реле:

$$I_{ср} = \frac{I_{сз} \cdot K_{сх}}{K_{ТТ}} = \frac{3969,3 \cdot \sqrt{3}}{1500 / 5} = 22,91 \text{ А} \quad (7.5.1.4)$$

где $K_{сх}$ - коэффициент схемы, равный 1 при соединении обмоток «звезда» и $\sqrt{3}$ при соединении обмоток «треугольник»;

$K_{ТТ}$ - коэффициент трансформации при трансформаторе тока.

Ток срабатывания максимальной токовой защиты для точки К6 считается тем же образом. Все уставки, посчитанные в данном пункте, сведем в одну таблицу в конце расчётов.

Определяем ток срабатывания на стороне 35 кВ по условию отстройки от тока нагрузки:

$$I_{с.з.}^{35} = \frac{1,2 \cdot 1,2}{0,95} \cdot 239,94 = 363,7 \text{ А} \quad (7.5.1.5)$$

Определяем ток срабатывания по условию обеспечения чувствительности при двухфазном КЗ на шинах 35 кВ трансформатора для точки КЗ. Коэффициент чувствительности в формуле не должен быть меньше 1,5:

$$I_{cз} = \frac{I_{кз}}{K_u} = \frac{2241}{1,5} = 1494 \text{ А.} \quad (7.5.1.6)$$

Определяем время срабатывания защиты по условию согласования с временем срабатывания присоединений на 35 кВ:

$$t = t_{cз} + \Delta t = 0,25 + 0,5 = 0,75 \text{ сек,} \quad (7.5.1.7)$$

Определяем вторичный ток срабатывания реле:

$$I_{cp} = \frac{I_{cз} \cdot K_{cx}}{K_{TT}} = \frac{367,7 \cdot 1}{600 / 5} = 3,06 \text{ А} \quad (7.5.1.8)$$

Определяем ток срабатывания реле на стороне 110 кВ. по условию отстройки от тока нагрузки:

Определяем ток срабатывания по условию отстройки от тока нагрузки:

$$I_{с.з.} = \frac{K_H \cdot K_3}{K_B} \cdot I_{pab} = \frac{1,2 \cdot 1,2}{0,95} \cdot 80,33 = 121,76 \text{ А} \quad (7.5.1.9)$$

Определяем ток срабатывания по условию обеспечения чувствительности при двухфазном КЗ на шинах 110 кВ трансформатора для точки К1. Коэффициент чувствительности в формуле не должен быть меньше 1,5:

$$I_{cз} = \frac{I_{кз}}{K_u} = \frac{2729}{1,5} = 1819,3 \text{ А.} \quad (7.5.1.10)$$

Определяем время срабатывания защиты по условию согласования с временем срабатывания присоединений на 110 кВ:

$$t = t_{cз} + \Delta t = 0,25 + 0,4 = 0,75 \text{ сек,} \quad (7.5.1.11)$$

Определяем вторичный ток срабатывания реле:

$$I_{cp} = \frac{I_{cз} \cdot K_{cx}}{K_{TT}} = \frac{121,76 \cdot 1}{100 / 5} = 6,36 \text{ А} \quad (7.5.1.12)$$

Сведем полученные уставки срабатывания МТЗ в таблицу 7.5.1.3.

Таблица 7.5.1.3. Уставки срабатывания МТЗ на подстанции Ивановка

Параметры уставок	Сторона трансформатора		
	10 кВ	35 кВ	110 кВ
Время срабатывания защиты, сек	0,75		
Ток срабатывания по условию отстройки от тока нагрузки, А	1272,97	363,7	121,76
Ток срабатывания по условию обеспечения чувствительности при двухфазном КЗ на шинах, А	2950	1494	1819,3
Вторичный ток срабатывания, А	11,02	3,06	6,36

7.5.2 Защита от перегрузки

Защита от перегрузки является резервной защитой трансформатора, предусматривающая защиту от длительных нагрузок мощности. На трехобмоточных трансформаторах с неравномерной мощностью обмоток защита устанавливается на всех трех сторонах.

Сам принцип работы защиты выполняется при помощи МТЗ, включенной в фазный ток. Защита с выдержкой времени действует на сигнал или отключение. Посчитаем ток срабатывания для сторон 110, 35, 10 кВ.

Коэффициенты при этом будут равны: коэффициент надежности $K_H = 1,05$; коэффициент возврата реле $K_B = 0,95$.

Расчет начинаем со стороны 10 кВ:

$$I_{сз} = \frac{I_{раб} \cdot K_H}{K_B} = \frac{1,05 \cdot 839,81}{0,95} = 928,24 \text{ А.} \quad (7.5.2.1)$$

Вторичный ток срабатывания реле:

$$I_{ср} = \frac{I_{сз} \cdot K_{сх}}{K_{ТТ}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 928,24}{1000 / 5} = 8,03 \text{ А.} \quad (7.5.2.2)$$

Расчет на стороне 35 кВ:

$$I_{сз} = \frac{I_{раб} \cdot K_H}{K_B} = \frac{1,05 \cdot 239,94}{0,95} = 265,197 \text{ А.} \quad (7.5.2.3)$$

Вторичный ток срабатывания реле:

$$I_{ср} = \frac{I_{сз} \cdot K_{сх}}{K_{ТТ}} = \frac{1 \cdot 265,197}{600 / 5} = 2,21 \text{ А.} \quad (7.5.2.4)$$

Расчет на стороне 110 кВ:

$$I_{сз} = \frac{I_{раб} \cdot K_H}{K_B} = \frac{1,05 \cdot 80,33}{0,95} = 88,78 \text{ А.} \quad (7.5.2.5)$$

Вторичный ток срабатывания реле:

$$I_{ср} = \frac{I_{сз} \cdot K_{сх}}{K_{ТТ}} = \frac{1 \cdot 88,78}{100 / 5} = 4,439 \text{ А.} \quad (7.5.2.6)$$

Время действия защиты от перегрузки выбирается наибольшей из всех установленных защит, а именно:

$$T_{ПЕР.} = t_{МТЗ} + \Delta t = 0,75 + 0,5 = 1,25 \text{ сек.} \quad (7.5.2.7)$$

где $t_{МТЗ}$ - время срабатывания максимальной токовой защиты на стороне 110 кВ;

Δt - ступень селективности, равная 0,5 сек.

7.6. Расчёт уставок основных защит трансформатора

7.6.1. Дифференциальная защита трансформатора

Дифференциальная защита трансформатора предназначена для защиты от всех видов КЗ в обмотках трансформатора или автотрансформатора на выводах, включая витковые замыкания в обмотках. Принцип работы основан на сравнении суммы токов, приходящих со сторон ВН, СН, НН с определенной уставкой. При нарушении уставки срабатывает защита.

В терминале «Сириус-ТЗ» предусмотрен собственный расчет уставок. Для начала введем диапазон регулирования РПН и первоначальные уставки в таблицу 7.6.1.1.

Таблица 7.6.1.1. Первоначальные уставки ДЗТ

Наименование величины	Метод определения	Числовое значение для стороны		
		115 кВ	35 кВ	10 кВ
1	2	3	4	5
Первичный ток на сторонах защищаемого трансформатора , А	$I_{ном} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.ср.}}$	$\frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 80,33$	$\frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 239,94$	$\frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 839,78$
Коэффициент трансформации ТТ	K_T	200/5	600/5	1500/5
Схема соединения Т	Y, D	Y	Y	D
Вторичный ток в плечах защиты, А	$I_{ном.в} = \frac{I_{ном}}{K_T}$	$\frac{80,3}{200 / 5} = 2,01$	$\frac{239,9}{600 / 5} = 2$	$\frac{839,7}{1500 / 5} = 2,8$
Принятые значения	$I_{у.ном}$	2,01	2	2,8
Размах РПН, %	Размах РПН	13%		

Дифференциальная отсечка (ДЗТ-1)

Уставка выбирается из условий отстройки от броска тока намагничивания силового трансформатора и отстройки от максимального первичного тока небаланса при переходном режиме расчетного внешнего КЗ.

Отстройка от броска намагничивающего тока не превышает 5. Это соответствует отношению амплитуды броска тока намагничивания к действующему значению номинального тока первой гармоники, равному $5\sqrt{2} = 7$. Отсечка реагирует на мгновенное значение дифференциального тока первую гармонику этого же тока. Уставка по мгновенному значению равна $2,5 \cdot I_{\text{диф}} / I_{\text{ном}}$, и минимальная уставка равна 4, то $2,5 \cdot 4 = 10$, или $10 / \sqrt{2} = 7$ по отношению амплитуд.

Отстройка от тока небаланса при внешнем КЗ выбирается по условию:

$$I_{\text{диф}} / I_{\text{ном}} \geq K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{нб}(I)} \cdot I_{\text{КЗ-ВНмакс.}} \quad (7.6.1.1)$$

где $K_{\text{нб}(I)}$ - отношение амплитуды первой гармоники тока небаланса к приведенной амплитуде периодической составляющей тока внешнего КЗ (принимается равной 0,7, поскольку на всех сторонах ТТ с вторичным током 5 А);

$K_{\text{отс}}$ - коэффициент отстройки, принимаемый равным 1,2;

$I_{\text{КЗ-ВНмакс.}}$ - отношение тока внешнего расчетного КЗ к номинальному току трансформатора.

Для рассматриваемого трансформатора максимальный внешний ток КЗ на стороне НН равен 8647 А, а на стороне СН равен 3219 А, тогда отстройка от КЗ на стороне НН:

$$I_{\text{КЗ-ННмакс.}} = \frac{8647}{80,33} = 107,64. \quad (7.6.1.2)$$

Уставка отсечки равна:

$$I_{\text{диф}} / I_{\text{ном}} \geq 1,2 \cdot 0,7 \cdot 107,64 = 90,4. \quad (7.6.1.3)$$

Отстройка от КЗ на стороне СН:

$$I_{\text{КЗ-СНмакс.}} = \frac{3219}{80,33} = 31,74.$$

Уставка отсечки равна:

$$I_{\text{диф}} / I_{\text{ном}} \geq 1,2 \cdot 0,7 \cdot 31,74 = 26,6. \quad (7.6.1.4)$$

Уставка принимается равной $I_{\text{диф}} / I_{\text{ном}} = 27$.

Дифференциальная защита (ДЗТ-2)

Базовая уставка $I_{\text{д1}} / I_{\text{ном}}$ должна быть в пределах (0,3 – 0,5) для обеспечения чувствительности к витковым замыканиям. Принимаем для расчетов 0,3. Неточность задания номинальных токов сторон ВН и НН, обусловленное метрологическими погрешностями, принимается равной $\Delta f_{\text{общав}} = 0,04$.

В терминале «Сириус-ТЗ» дифференциальный ток, по которому проходит сквозной ток будет равен:

$$I_{\text{ДИФ}} = K_{\text{отс}} (K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \varepsilon + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f) I_{\text{скв}}, \quad (7.6.1.5)$$

где $K_{\text{пер}}$ - коэффициент, учитывающий переходный режим, рекомендуемое значение равно 2,5;

$K_{\text{одн}}$ - коэффициент однотипности ТТ, рекомендуется брать значение 1,0;

ε - относительное значение полной погрешности ТТ в режиме, рекомендуется брать 0,1;

$\Delta U_{\text{РПН}}$ - наличие РПН в трансформаторе

Δf - неточность задания номинальных токов сторон ВН и НН,

принимаемая равным 0,04;

$I_{\text{скв}}$ - сквозной ток, вызывающий дифференциальный ток.

$$I_{\text{ДИФ}} = 1,3 \cdot (2,5 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,13 + 0,04) I_{\text{скв}} = 0,546 I_{\text{скв}}. \quad (7.6.1.6)$$

Сводим все расчеты в таблицу 7.6.1.2.

Таблица 7.6.1.2. Расчет уставок чувствительной тормозной характеристики ДЗТ-2

Наименование параметра	Обозначение и метод определения	Числовое значение
1	2	3
Расчетный ток небаланса, о.е.	$I_{нб.расч} = K_{пер} \cdot K_{одн} \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f$	$I_{нб.расч} = 2,5 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,13 + 0,04 = 0,42$
Выбор уставки срабатывания	$I_{д1чувс} / I_{баз} \geq K_{отс} I_{нб.расч}$	$1,3 \cdot 0,42 = 0,546$
Принятое значение базовой уставки	$I_{д1чувс} / I_{баз}$ диапазон уставки: $(0,3 - 1,0) I_{баз}$	Принимаем 0,6
Коэффициент снижения тормозного тока	$K_{сн.Т} = \sqrt{1 - I_{нб.расч}}$	$\sqrt{1 - 0,42} = 0,76$
Расчетный коэффициент торможения в процентах	$K_{ТОРМ} = 100 \cdot K_{отс} \cdot I_{нб.расч} / K_{сн.Т}$	$K_{ТОРМ} = 100 \cdot 1,3 \cdot 0,42 / 0,76 = 71,8$
Принятое значение уставки коэффициента торможения	$K_{ТОРМ}$, % диапазон уставки $(10 - 100) \%$	72
Принятое значение уставки второй точки излома	$I_{т2чувс} / I_{ном}$ диапазон уставки $(1,0 - 2,0) I_{ном}$	2,0
Принятое значение уставки блокировки по второй гармонике	$I_{д2} / I_{д21}$ диапазон уставки $(0,06 - 0,20)$	0,18

Первичный ток срабатывания защиты при отсутствии торможения:

$$I_{с.з.} = I_{ном} \cdot (I_{д1} / I_{ном}) = 80,33 \cdot 0,6 = 48,2 \text{ А.} \quad (7.6.1.7)$$

7.6.2. Газовая защита

Газовая защита предназначена для защиты силовых трансформаторов с масляным заполнением, является очень чувствительной защитой и при малейшем повреждении обмоток воздействует на отключение трансформатора. Обычно газовая защита выполняется при помощи газовых реле или струйных. Газовые реле предназначены для защиты трансформатора, имеющего расширитель, от повреждений внутри бака, при которых происходит выделение газа.

Газовая защита является важнейшим из всех, поскольку для надежной защиты трансформатора, отслеживание уровня масла критически важно для безаварийной работы. В терминале «Сириус-ТЗ» газовую защиту выполняет реле типа BF-80/Q.

Газовая защита по своим меркам должна быть быстродействующей, чтобы при возникновении аварийной ситуации (выделении газов) реле могло сработать мгновенно. Согласно документации по работе терминала «Сириус-ТЗ», время, требуемое для отключения трансформатора после возникновения газов – от 0,1 с.

7.7. Противоаварийная сетевая автоматика

Противоаварийная автоматика представляет собой комплекс нескольких технических средств измерений и обработки параметров электроэнергетического режима системы, который предотвращает любые возможные развития аварий в электроэнергетических системах при помощи заданных алгоритмов их локализации и ликвидации.

ПА выполняет на подстанции роль воздействующей силой, которая способна изменять режимы работы и эксплуатационные состояния у

управляемых на подстанции элементов сети.

Поскольку ПА является самостоятельной системой управления функционирования объектов на подстанции, то к ней также предъявляются требования селективности, чувствительности и быстродействия.

В рассматриваемой выпускной квалификационной работе со сменой терминалов защит, предстоит рассчитать время срабатывания для АПВ и УРОВ выключателей линий. Подобная автоматика помогает системе беспрепятственно устранять возникающие короткие замыкания на аппаратуре.

7.7.1. УРОВ

Устройство резервирования отказа выключателя предназначено для ликвидации повреждений, сопровождающихся отключением выключателя под действием релейной защиты.

УРОВ срабатывает при действии РЗА поврежденного присоединения на отключение выключателя или при продолжительной аварийной ситуации после формирования сигнала на отключение выключателя. Устройство входит в состав современных микропроцессорных терминалов, или выполняется отдельно для электромеханических.

При расчете УРОВ принимаем тот факт, что при использовании терминала «Сириус-Т» предлагается установка функции на индивидуальном принципе, который подразумевает установку независимого устройства на каждом выключателе стороны ВН. На стороне 110 кВ установлен элегазовый выключатель ВГТ-110-40/3150У1 с номинальным током присоединения 3150 А.

Расчет уставки тока срабатывания:

$$I_{сз} = k_{отс} \cdot I_{ном} = 0,15 \cdot 3150 = 472,5 \text{ А} \quad (7.7.1.1)$$

где $k_{отс}$ - коэффициент, равный 0,1 – 0,2;

$I_{ном}$ - номинальный ток присоединения, принимаемый равным

первичному току трансформатора тока отходящего присоединения.

Для расчета уставки времени срабатывания УРОВ необходимо знать время отключения выключателя. В нашем случае время отключения ВГТ-110-40/3150У1 $t_{откл.} = 0,03$ с, время возврата $t_g = 0,02$ с, время запаса принимается равным $t_{зан.} = 0,05$ с, и погрешность в схеме выдержки УРОВ $t_{погр} = 0,005$ с.

Расчет уставки времени срабатывания УРОВ:

$$t_1 = t_{откл.} + t_{возв} + t_{зан} + t_{погр} = 0,03 + 0,02 + 0,05 + 0,005 = 0,105 \text{ с.} \quad (7.7.1.2)$$

Рекомендованная уставка производителя: $t_1 = 0,15 - 0,2$ секунды. Принимаем минимальную возможную $0,15$ секунд: $t_1 = 0,15$ с.

Выдержку времени срабатывания УРОВ «на себя» принимаем по рекомендации производителя - $t_2 = 0,07$ с.

7.7.2. АПВ

АПВ служит для автоматического включения выключателя отключившегося элемента энергосистемы для восстановления нормальной схемы. АПВ может предусматриваться для выключателей на разных объектах: линиях, трансформаторах и шинах. Рассмотрим быстродействующее АПВ для линии 110 кВ Полевая. В ходе расчетов принимаем тот факт, что действующие на линиях защиты влияют на время отключения выключателя. Время срабатывания БАПВ находится по формуле:

$$t_{АПВ} = t_{откл} + t_{пауза} + t_{вкл}, \quad (7.7.2.1)$$

где $t_{откл}$ - время с момента возникновения КЗ до гашения дуги (включая время срабатывания релейной защиты $t_{откл} = 0,15$ с)

$t_{пауза}$ - время, необходимое для гашения дуги и восстановления изоляции, для БАПВ принимается равным $0,3 - 0,5$ с.

$t_{вкл}$ - время срабатывания выключателя на включение, равное около $0,05$ с.

Тогда время срабатывания АПВ на линии 110 кВ Полевая будет:

$$t_{АПВ} = 0,15 + 0,35 + 0,05 = 0,55 \text{ с.} \quad (7.7.2.2)$$

Для БАПВ с минимально допустимой скоростью срабатывания 0,4 – 0,5 секунд, рассчитанное время 0,55 секунд – приемлемый результат.

7.7.3 Системы сигнализации

Для передачи информации, обеспечивающей функционирование противоаварийной автоматики, организуются полноценные системы передачи аварийных сигналов и команд на срабатывание определенных пусковых органов либо на отключение ЛЭП, сетевого и генерирующего оборудования, либо на автоматику разгрузки станций, устройств отключения нагрузки.

На подстанциях также организуются системы сбора и передачи телеметрической информации, которая используется как статистика к доаварийной или послеаварийной режимной ситуации.

Все системы сигнализаций организуются при помощи УПАСК (устройство передачи аварийных сигналов и команд) с использованием волоконно-оптических линий связи или же высокочастотных каналов.

Для быстрого оповещения персонала в случае аварийной ситуации, на подстанции так же устанавливаются различные предупредительные и звуковые сигнализации, сопровождающиеся звонками или сиреной. При получении такого сигнала сотрудники обязаны в кратчайший срок ликвидировать причину аварии, включающую в себя такие процессы как:

- полное коммутационное отключение поврежденного объекта подстанции;
- диагностирование послеаварийного режима;
- ликвидация последствий послеаварийного режима.

В качестве используемой сигнализации на подстанции Ивановка рекомендуется выбрать микропроцессорный блок сигнализаций производства НТЦ

«Мехатроника» БМЦС-40, имеющий в своем арсенале функции сбора, обработки, отображения и передачи информации о состоянии объекта, формировании сигналов обобщенной сигнализации и изменения конфигураций систем сигнализаций.

БМЦС-40 принимает дискретные сигналы от различных датчиков, защитных реле, пожарной и охранной сигнализации. Входные цепи для этих сигналов расположены в самом АСУ ТП, который способен автоматизировано следить за подобными сигналами.

Цифровой интерфейс, предлагаемый в использовании данной сигнализации – RS-485, Ethernet, способный индексировать по дискретным сигналам возможные возникновения аварийных ситуаций на подстанции.

8. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ПРИНЯТОГО ВАРИАНТА РЕКОНСТРУКЦИИ ПОДСТАНЦИИ

8.1. Расчёт капитальных вложений в проект

Капитальные вложения – это расход на сооружение энергетического объекта. В ходе написания выпускной квалификационной работы расчёт капитальных вложений в реконструкцию подстанции будет включать в себя:

$$K_{рек} = K_{нов} + K_{дем} - K_{ост} \quad (8.1.1)$$

где $K_{нов}$ - стоимость нового устанавливаемого оборудования;

$K_{дем}$ - стоимость демонтажа заменяемого оборудования;

$K_{ост}$ - остаточная стоимость демонтируемого оборудования, которое не отработало нормативный срок службы и пригодно для использования на других объектах.

Поскольку все оборудование на подстанции отработало нормативный срок службы (примерно 10-30 лет), то $K_{ост}$ принимается равной 0. Тогда стоит уточнить стоимость заменяемого оборудования и демонтажа старого. Данные о стоимостях нового и разборке старого будут представлены в таблице 6.1.1.

Цены на оборудование и монтаж взяты из инструкций по наладке и эксплуатацию оборудования и каталогов напрямую.

Таблица 8.1.1. Стоимость затрат на реконструкцию подстанции

Составляющие затрат	Расчет затрат	Стоимость затрат, тыс. руб
1	2	3
Установка двух силовых трехобмоточных трансформаторов 16 МВА	2х7400	14800
ОРУ 110 кВ	3х7000	21000
ОРУ 35 кВ	6х2000	12000
КРУ 10 кВ	20х100	2000
Противоаварийная автоматика	890	890

Продолжение таблицы 8.1.1.

Демонтаж трансформаторов	2х5700	11400
Демонтаж ОРУ 110 кВ	5х4300	21500
Демонтаж ОРУ 35 кВ	6х800	4800
Демонтаж КРУ 10 кВ	16х100	1600
Итого:		89990
Стоимость с учетом коэффициента инфляции и районного коэффициента	1,25х4,39х89990	493820
Всего		493820

Получаем ко всей стоимости реконструкции следующее значение:

$$K_{рек} = 493820 \text{ тыс.руб.} \quad (8.1.2)$$

8.2. Ежегодные издержки

Ежегодными издержками считаются затраты на содержание и обслуживание подстанции после ее реконструкции в определенный период (годовые затраты). Формула издержек равна:

$$I_t = I_{\Gamma} + I_{\phi} + \Delta I_t, \quad (8.2.1)$$

где I_{Γ} - общие годовые эксплуатационные расходы по электросетевому объекту без учета затрат на амортизацию (в нашем случае электрооборудование и распреустройство до 150 кВ в общих отчислениях равно 5,9% от капитальных затрат = $5,9\% \cdot 588535 = 34724$ тыс.руб/год);

I_{ϕ} - финансовые издержки, равные выплатам процентов по кредитам, облигациям по годам расчетного периода (с учетом того, что это распределительная сеть, то расчетный период работы будет равен около 5-8 лет, принимаем 6 лет, тогда финансовые издержки = $100 \text{ млн руб.} / 6 \text{ лет} = 16667$ тыс.руб/год);

ΔI_t - затраты на возмещение потерь электроэнергии, рассчитываемое

как:

$$\Delta I_t = \Delta \mathcal{E} \cdot C \quad (8.2.2)$$

где $\Delta \mathcal{E}$ - расчетные потери электроэнергии в сети, вызванные вводом объекта (до ввода объекта потери равны 10%, после ввода нового трансформатора часть потерь будет равна 60% от стоимости электроэнергии; при полной реконструкции – расширении схемы и полной реконструкции около 1-2 лет – принимаем расчетные потери около $= 5,78 \cdot 5860 \cdot (60\% - 10\%) = 16935$ кВт);

C - тариф на электроэнергию (для Амурской области на момент первого полугодия 2025 года $= 5,78$ руб./кВт·ч);

$$\Delta I_t = 5,78 \cdot 16935 = 988 \text{ тыс.руб/год} \quad (8.2.3)$$

Тогда суммарные ежегодные издержки будут равны:

$$I_t = 34724 + 16667 + 988 = 52379 \text{ тыс.руб/год} \quad (8.2.4)$$

8.3. Оценка экономической эффективности реконструкции ПС

Для расчета экономической эффективности реконструкции требуется посчитать доход от передачи электрической энергии в осенне-зимний период, который находится по формуле:

$$D = P_{\Sigma \text{ сумм.}} \cdot C \cdot T_{\text{макс.}} \quad (8.3.1)$$

где $P_{\Sigma \text{ сумм.}}$ - переданная по линиям активная мощность за максимальный период – 6,28 МВт;

C - стоимость передачи электрической энергии для юридических лиц в Амурской области – 4,29 руб/тыс.кВт*ч;

$T_{\text{макс.}}$ - продолжительность периода, для данных расчетов принимается равным 5860 ч;

$$D = 6,28 \cdot 4,29 \cdot 5860 = 157876 \text{ тыс.руб.} \quad (8.3.2)$$

Чистый поток платежей для рассматриваемого проекта находится по формуле:

$$\mathcal{E}_t = D - K_{рек} - I_t, \quad (8.3.3)$$

где D - общий доход от реализации проекта, тыс.руб;

$K_{рек}$ - суммарные капиталовложения в проект, тыс.руб;

I_t - суммарные эксплуатационные издержки, тыс.руб;

$$\mathcal{E}_t = 157876 \cdot 10 - 493820 - 52379 \cdot 10 = 561150 \text{ тыс.руб.} \quad (8.3.4)$$

Чистый дисконтированный доход, определяющий окупаемость проекта, находится по формуле:

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^{T_{расч}} \frac{\mathcal{E}_t}{(1 + E_{н.д.})^t}, \quad (8.3.5)$$

где $E_{н.д.}$ - норма дисконта, принимаемая 10%;

$T_{расч}$ - период, на который рассчитывается проект, год;

В качестве примера рассмотрим ЧДД для реконструируемой подстанции.

Период, на который рассчитан проект – 15 лет.

Чистый денежный поток за год равняется:

$$\text{ЧД} = D - I_t = 157876 - 52379 = 105497 \text{ тыс.руб} \quad (8.3.6)$$

Сводим график ЧДД к рисунку 8.3.1.

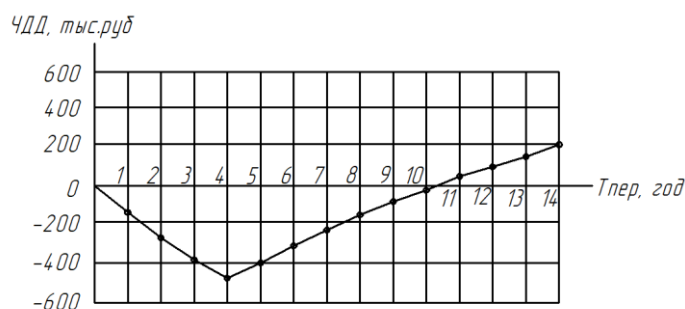


Рисунок 8.3.1. График чистого дисконтированного дохода реконструируемой подстанции

Из графика видно, что срок окупаемости проекта составляет около 6 лет и 7 месяцев. Делаем вывод об окупаемости реконструкции подстанции Ивановка.

9. БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

Работа в энергетике представляет собой ответственную и очень опасную деятельность, так как при работе с оборудованием, персонал зачастую сталкивается с высоким напряжением, опасным для здоровья. Знание основ безопасности на энергетических предприятиях – главная обязанность для сохранности здоровья работников и устройств для их стабильной и надежной работы.

Не стоит так же забывать и об экологичности, которая играет не менее важную роль в обеспечении безвредной и стабильной работы предприятий.

В данном разделе будут рассмотрены следующие пункты для реконструируемой подстанции:

- безопасность работников при испытаниях, замене и вводе в эксплуатацию нового оборудования;
- безопасность работников при работе с терминалами релейной защиты и автоматики;
- обеспечение экологичности работы трансформаторов на подстанции 110 кВ Ивановка после их реконструкции;
- чрезвычайные ситуации, связанные с пожарной безопасностью, поломкой оборудования и нанесение вреда жизни персонала.

9.1. Безопасность при работе персонала на ПС 110 кВ Ивановка

9.1.1. Требования к персоналу при эксплуатации электрооборудования

При нахождении на объекте работающего персонала и эксплуатации им включенного электрооборудования должны соблюдаться определённые меры безопасности[23]:

- Не допускается самовольное проведение работ в действующих электроустановках, а также расширение рабочих мест и объема задания, определенных нарядом-допуском, распоряжением или утвержденным работодателем перечнем работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- Работа в электроустановках должна производиться с применением электрозащитных средств, предназначенных для выполнения конкретного метода работ и класса напряжения электроустановки. Запрещается прикасаться без применения электрозащитных средств к изоляторам, изолирующим частям оборудования, находящегося под напряжением;
- В электроустановках напряжением до 1000 В при работе под напряжением необходимо:
 - 1) снять напряжение с расположенных вблизи рабочего места других токоведущих частей, находящихся под напряжением, к которым возможно случайное прикосновение, или оградить их;
 - 2) работать в диэлектрических галошах или стоя на изолирующей подставке либо на резиновом диэлектрическом ковре;
 - 3) применять изолированный или изолирующий инструмент, предназначенный для работ под напряжением на токоведущих частях, и пользоваться диэлектрическими перчатками;
 - 4) при производстве работ под напряжением на ВЛ до 1000 В методом в контакте или методом в изоляции необходимо применять комплект средств индивидуальной защиты: диэлектрические перчатки, хлопчатобумажные перчатки, защитные кожаные перчатки;
 - 5) не допускается работать в одежде с короткими или засученными рукавами, а также использовать ножовки, напильники, металлические метры и другие металлические инструменты и приспособления, не предназначенные для выполнения работ под напряжением.

9.1.2. Меры по обслуживанию и эксплуатации трансформаторов

Перед тем как начать любую работу, связанную с эксплуатацией трансформатора (его установка, проверка, замена, в случае поломки, наладка и испытание), персонал обязан знать ряд нормативных документов и правил по соблюдении техники безопасности при работе с электроустановками.

В первую очередь, подобные нормативные документы оберегают будущих сотрудников от непреднамеренных и нецелесообразных действий в сторону электрооборудования, тем самым, обезопасив не только собственную жизнь, но и технику. Таким образом, соблюдая все меры предосторожности и правил, сотрудники не нарушат важные технологические процессы, проходящие на рабочей подстанции.

Для безопасной и правильной эксплуатации электрооборудования, конкретно трансформатора, персонал должен соблюдать следующие правила и меры безопасности [22]:

- Установка трансформаторов и реакторов должна осуществляться в соответствии с правилами устройства электроустановок и нормами технологического проектирования подстанций. Транспортирование, разгрузка, хранение, монтаж и ввод в эксплуатацию трансформаторов и реакторов должны выполняться в соответствии с руководящими документами (инструкциями) заводов-изготовителей.
- При эксплуатации силовых трансформаторов (автотрансформаторов) и шунтирующих масляных реакторов должна обеспечиваться их надежная работа. Нагрузки, уровень напряжения, температура, характеристики масла и параметры изоляции должны находиться в пределах установленных норм; устройства охлаждения, регулирования напряжения, защиты, маслохозяйство и другие элементы должны содержаться в исправном состоянии.

- Осмотр и техническое обслуживание высоко расположенных элементов трансформаторов и реакторов (более 3 м) должны выполняться со стационарных лестниц с перилами и площадками наверху с соблюдением правил безопасности.
- Нейтрали обмоток напряжением 110 кВ трансформаторов и реакторов должны работать, как правило, в режиме глухого заземления. Иной режим работы нейтралей трансформаторов напряжением 110 кВ и способы их защиты устанавливает энергоснабжающая организация.

При осмотре оборудования на наличие повреждений изоляции, недостаточного уровня масла в баке, сотрудник должен сохранять определенную дистанцию с токоведущими частями и находиться на заземленной поверхности.

Осмотр трансформатора так же регламентируется и зависит от того, где он установлен [22]:

главных понижающих трансформаторов подстанций с постоянным дежурством персонала — 1 раз в сутки;

остальных трансформаторов электроустановок с постоянным и без постоянного дежурства персонала — 1 раз в месяц;

на трансформаторных пунктах — не реже 1 раза в месяц.

Благодаря этим мерам, персонал способен производить безопасный и своевременный осмотр и эксплуатацию электрооборудования.

Стоит упомянуть, что одного лишь знания этих мер недостаточно для того, чтобы персонал был допущен к работе с электроустановкой. Группа электробезопасности, в которой состоит работник, имеет важную роль. Таким образом, для работы с оборудованием, работник должен иметь IV группу со стажем не меньше 3 лет.

9.1.3. Техника безопасности при работе персонала с устройствами РЗА

Релейная защита и автоматика, устанавливаемая в электрооборудовании на подстанции, также как и трансформатор, имеет токоведущие части, которые при неосторожной эксплуатации способны навредить здоровью человека, работающего с ними.

Для обеспечения безопасности работ, проводимых в цепях измерительных приборов, устройств релейной защиты и электроавтоматики, вторичные цепи (обмотки) измерительных трансформаторов тока и напряжения должны иметь постоянные заземления. В сложных схемах релейной защиты для группы электрически соединенных вторичных обмоток измерительных трансформаторов допускается выполнять заземление только в одной точке. Все работы в схемах устройств сложных защит выполняются по программам, в которых в том числе должны быть указаны меры безопасности [23].

Персонал, не знающий мер безопасности по работе с РЗА, способен навредить не только собственному здоровью, но и, в частности, оборудованию. Для всех устройств РЗА, находящихся в эксплуатации, владельцами объектов электроэнергетики должны быть разработаны и утверждены инструкции по эксплуатации и оперативному обслуживанию устройств РЗА.

Инструкции по эксплуатации и оперативному обслуживанию устройств РЗА должны содержать [31]:

- описание устройств РЗА, включающее в том числе их расположение и назначение, описание принципа действия, распределение по трансформаторам тока и напряжения, описание сигнализации, описание взаимодействия с другими устройствами РЗА, телемеханики и связи, а также с первичным оборудованием;
- расположение и назначение всех автоматических выключателей, предохранителей, переключателей, рубильников, испытательных блоков и

прочих оперативных переключающих устройств на каждом шкафу, панели, микропроцессорном терминале, в цепях питания устройств РЗА оперативным током, в цепях питания устройств РЗА от трансформаторов напряжения;

- указания по операциям с устройствами РЗА при отключении (включении) трансформаторов напряжения или неисправности цепей напряжения;
- указания по операциям с устройствами РЗА при операциях в цепях тока.

9.2. Экологичность

Поддержание безопасности для окружающей среды при работе энергообъектов является такой же важной обязанностью предприятий, как и безопасность персонала.

На рассматриваемой в данной выпускной квалификационной работе подстанции вред экологической среде может нанести трансформаторное масло, которое при небрежной эксплуатации, способно стать потенциально опасным отходом. Хотя срок службы трансформаторного масла и составляет 2-3 года, однако оно пригодно для повторной очистки и использования.

Для поддержания качества масла существует ряд мер, способных продлить срок её эксплуатации:

- недопущение в перегреве масла при её эксплуатации;
- проверка на наличие в ней воды или шлака;
- блокирование масла от проникновения наружного воздуха путём установки на масло резервуары расширителей с фильтрами, поглощающими кислород и воду, а так же вытесняющие из масла воздух.

Для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждениях маслонаполненных силовых трансформаторов (реакторов) с количеством масла более 1 т в единице должны быть выполнены

маслоприемники, маслоотводы и маслосборники с соблюдением следующих требований[17]:

1) габариты маслоприемника должны выступать за габариты трансформатора (реактора) не менее чем на 0,6 м при массе масла до 2 т; 1 м при массе от 2 до 10 т; 1,5 м при массе от 10 до 50 т; 2 м при массе более 50 т. При этом габарит маслоприемника может быть принят меньше на 0,5 м со стороны стены или перегородки, располагаемой от трансформатора (реактора) на расстоянии менее 2 м;

2) объем маслоприемника с отводом масла следует рассчитывать на единовременный прием 100 % масла, залитого в трансформатор (реактор), влияние проектируемого объекта на окружающую среду и жизнедеятельность человека вне производства;

3) устройство маслоприемников и маслоотводов должно исключать переток масла (воды) из одного маслоприемника в другой, растекание масла по кабельным и др. подземным сооружениям, распространение пожара, засорение маслоотвода и забивку его снегом, льдом и т.п.;

4) маслоприемники под трансформаторы (реакторы) с объемом масла до 20 т допускается выполнять без отвода масла. Маслоприемники без отвода масла должны выполняться заглубленной конструкции и закрываться металлической решеткой, поверх которой должен быть насыпан слой чистого гравия или промытого гранитного щебня толщиной не менее 0,25 м, либо непористого щебня другой породы с частицами от 30 до 70 мм. Уровень полного объема масла в маслоприемнике должен быть ниже решетки не менее чем на 50 мм.

В данной выпускной квалификационной работе рассматриваемые маслonaполненные трансформаторы ТДТН-16000/110/35/10 находятся на подстанции 110 кВ Ивановка. Габаритные размеры трансформаторов приведены в таблице 7.2.1.

Таблица 9.2.1. Габаритные данные трансформатора

Марка трансформатора	Масса трансформаторного масла $M_{тм}$, кг	Габариты трансформатора		
		Длина A_T , мм	Ширина B_T , мм	Высота H_m , мм
ТДТН-16000/110/35/10	13900	5950	3424	5250

Расчёт производится в метрах, $A_T = 5,95$ м; $B_T = 3,424$ м; $H_m = 5,25$ м.

Габариты маслоприемника должны выступать за габариты трансформатора не менее, чем на $\Delta \geq 1,5$ м при массе масла от 10 до 50 т, принимаем $\Delta = 1,5$ м.[17]

Длина $A_{МП}$ и ширина $B_{МП}$ маслоприемника исходя из вышесказанного принимается:

$$A_{МП} = A_T + 2\Delta \quad (9.2.1)$$

где A_T - габаритная длина трансформатора, м;

$$A_{МП} = (5,95 + 2 \cdot 1,5) = 8,95 \text{ м};$$

$$B_{МП} = B_T + 2\Delta \quad (9.2.2)$$

где B_T - габаритная ширина трансформатора, м;

$$B_{МП} = (3,424 + 2 \cdot 1,5) = 6,424 \text{ м}.$$

Площадь маслоприемника определяется по формуле:

$$S_{МП} = A_{МП} B_{МП} \quad (9.2.3)$$

где $A_{МП}$ и $B_{МП}$ - длина и ширина маслоприемника соответственно.

$$S_{МП} = 8,95 \cdot 6,424 = 57,5 \text{ м}^2.$$

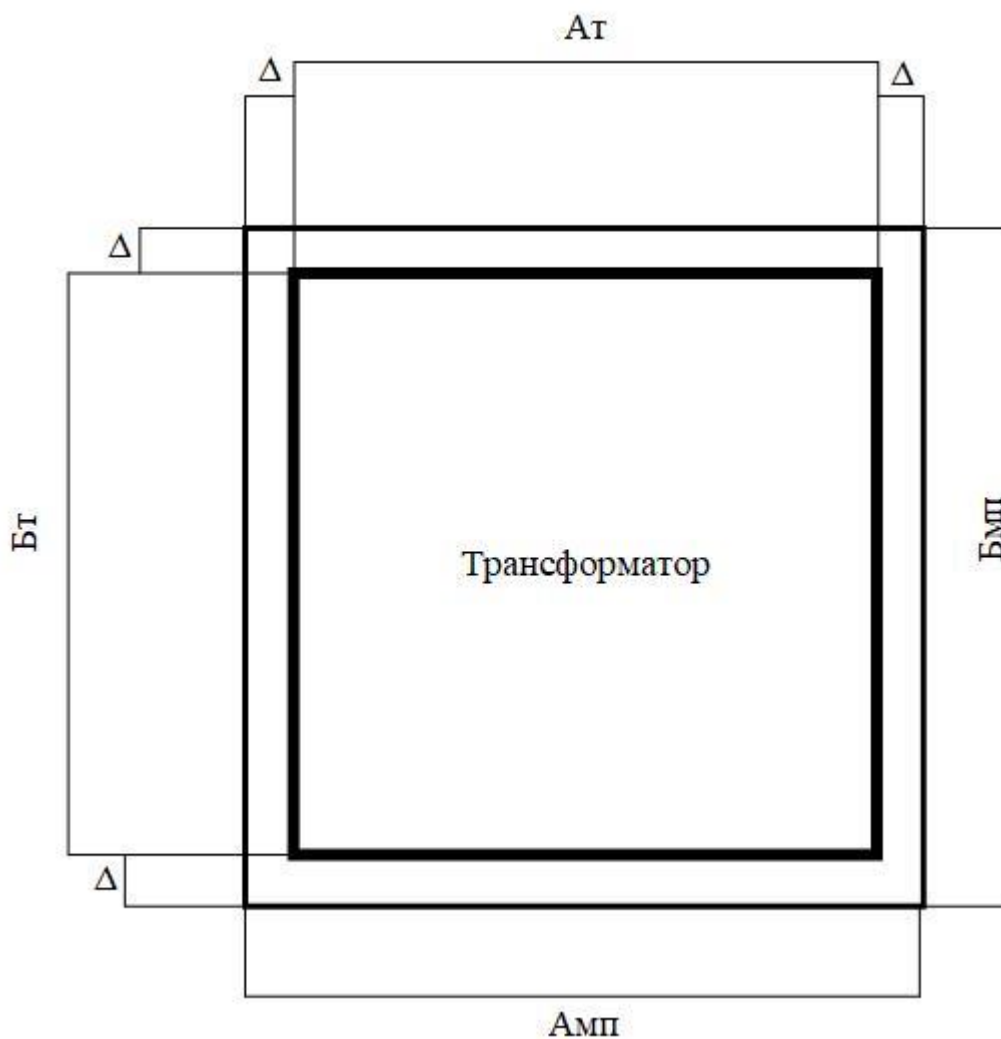


Рисунок 7.2.1 – К расчёту габарита маслоприемника

Объём трансформаторного масла определяется по формуле:

$$V_{тм} = \frac{M_{тм}}{\rho_{тм}}, \quad (9.2.4)$$

где $M_{тм}$ - масса трансформаторного масла, кг;

$\rho_{тм}$ - плотность трансформаторного масла, кг/м³ ($\rho_{тм} = (880 - 890)$ кг/м³).[7]

$$V_{тм} = \frac{13900}{880} = 15,79 \text{ м}^3.$$

Объём воды от средств пожаротушения определяется по формуле:

$$V_{\text{воды}} = 0,8It(S_{\text{мн}} + S_{\text{БПТ}}) \quad (9.2.5)$$

где I – интенсивность пожаротушений, л/(с·м²) ($I = 0,2$ л/(с·м²);

t – нормативное время пожаротушения, мин ($t = 30$ мин = 1800 сек для расчётов);[17]

$S_{\text{БПТ}}$ - площадь боковой поверхности трансформатора, ·м².

Площадь боковой поверхности трансформатора равна:

$$S_{\text{БПТ}} = 2H_m(A_m + B_m) \quad (9.2.6)$$

$$S_{\text{БПТ}} = 2 \cdot 5,25 \cdot (5,95 + 3,424) = 98,427 \text{ м}^2;$$

$$V_{\text{воды}} = 0,8 \cdot 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 1800 \cdot (57,5 + 98,427) = 44,91 \text{ м}^3.$$

Глубина маслоприемника равна:

$$h_{\text{мн}} = \frac{V_{\text{тм}}}{S_{\text{мн}}} + \frac{V_{\text{воды}}}{S_{\text{мн}}} + h_{\text{в}} + h_{\text{зр}} \quad (9.2.7)$$

где $V_{\text{тм}}$ - глубина маслоприемника для приема 100% трансформаторного масла, м;

$V_{\text{воды}}$ - глубина маслоприемника для приема 80% воды от средств пожаротушения, м;

$h_{\text{в}}$ - глубина воздушного зазора между решеткой с гравием и смесью трансформаторного масла и воды в маслоприемнике, м (не менее 50 мм)[17];

$h_{\text{зр}}$ - толщина гравия (щебня), м (не менее 0,25 м)[17].

$$h_{\text{мн}} = \frac{15,79}{57,5} + \frac{44,91}{57,5} + 0,05 + 0,25 = 1,35 \text{ м}.$$

Объём маслоприёмника определяется по формуле:

$$V_{\text{мн}} = S_{\text{мн}} \cdot h_{\text{мн}} \quad (9.2.8)$$

$$V_{\text{мн}} = 57,5 \cdot 1,35 = 77,625 \text{ м}^3.$$

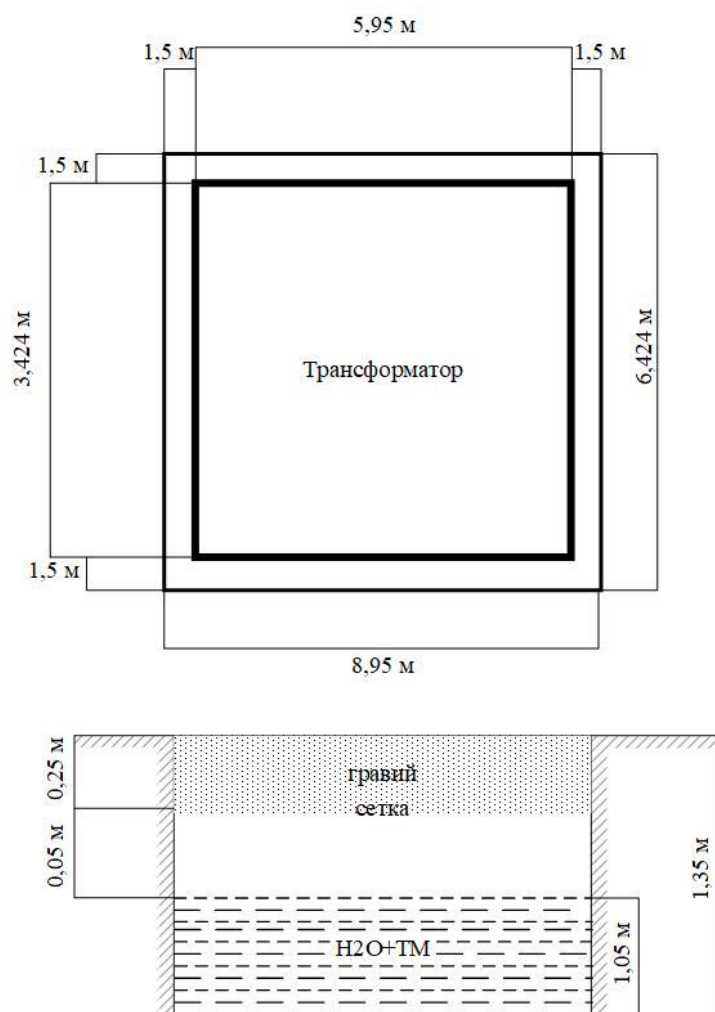


Рисунок 9.2.2 – Конструктивное исполнение маслоприемника без отвода трансформаторного масла и воды с трансформатором

Согласно расчётам в ходе решения задачи для трансформатора ТДТН-16000/110/35/10 приняты следующие размеры маслоприёмника: объём маслоприёмника равен $77,625 \text{ м}^3$, площадь маслоприёмника равна $57,5 \text{ м}^2$, высота маслоприёмника равна 1,35 м.

9.3. Чрезвычайные ситуации

Чрезвычайная ситуация - обстановка на определённой территории или акватории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь или повлекли за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей природной среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей [16].

Чрезвычайные ситуации, происходящие при работе на подстанциях, где персонал взаимодействует с электрооборудованием, таким как трансформаторы, выключатели, разъединители, относят к техногенным ЧС.

Аварии, пожары, взрывы являются одними из опаснейших техногенных происшествий. Человеческий фактор, который тоже является одним из причин аварий и пожаров на подстанции, считается не менее частой причиной чрезвычайных ситуаций.

Для сокращения возникновения подобных происшествий существует ряд мер, который рабочий персонал обязан соблюдать:

- регулярно осматривать состояние изоляции, контактов и систем охлаждения трансформатора на наличие повреждений;
- контролировать уровень масла в маслоприемнике во избежание перегрева и возгораний;
- обеспечивать исправность работ РЗА;
- проводить плановый осмотр кабельных линий на наличие износа;
- использовать только исправные средства индивидуальной защиты;
- исключить перегрузку оборудования, ведущую к поломке и авариям.

Если на подстанции уже произошло чрезвычайное происшествие и требуются незамедлительные действия персонала по предотвращению аварии, то следует предпринять соответствующие меры:

- при КЗ: обесточить пораженный участок при помощи выключателя,

дистанционно или вручную;

- при возгорании трансформатора или кабелей: воспользоваться огнетушителем углекислотным или порошковым, не допуская применения воды;

- при поражении током человека: отключить напряжение, оказать первую помощь и вызвать медиков.

После того, как чрезвычайное положение на подстанции будет ликвидировано, персоналом проводятся следующие мероприятия для :

- проходит обследование трансформатора на наличие повреждений и выяснение причин аварии;
- использование резервных линий для временного восстановления питания по возможности;
- удаление остатков масла;
- ремонт или замена вышедшего из строя оборудования;
- составление акта о произошедшем происшествии и разработкой мер по их предотвращению.

Таким образом, предотвращение ЧС достигается за счет строгого соблюдения технических регламентов, регулярных проверок оборудования и использования исправных средств защиты.

Использование огнетушителей так же является одним из важных условий для предотвращения пожароопасных ситуаций. Различают газовые и порошковые огнетушители. Газовые используются для тушения небольших очагов возгорания веществ и электрооборудования. В качестве материала используется углекислота. При быстром испарении углекислоты образуется снегообразная масса, которая снижает концентрацию кислорода, охлаждая горящее вещество. Порошковые же предназначены для тушения небольших очагов возгорания щелочных металлов и других соединений. Их принцип работы основан на выбрасывании огнетушащего порошка под действием сжатого воздуха, заключенного в баллончике, который присоединен к корпусу огнетушителя

Персонал должен четко знать порядок действий при различных видах аварий – от коротких замыканий до возгораний трансформаторного масла. Особое внимание уделяется противопожарной безопасности, поскольку электрооборудование подстанции представляет повышенную пожароопасность. Ликвидация последствий ЧС включает не только восстановление оборудования, но и анализ причин аварии для предотвращения повторных случаев. Важнейшую роль играет постоянное обучение персонала, включающее регулярные тренировки по отработке действий в аварийных ситуациях. Каждый работник должен знать расположение аварийных выключателей, средств пожаротушения и уметь оказывать первую помощь.

В рассматриваемой работе был посчитан маслоприёмник, который при неправильной эксплуатации может стать причиной возникновения чрезвычайного происшествия.

Важно понимать, что перед тем, как начать любые операции, связанные с маслоприёмником, следует убедиться в том, что на его корпусе или отводах не обнаружатся повреждения.

Сам маслоприемник, как уже было рассчитано в разделе «Экологичность» находится на достаточном расстоянии от оборудования, чтобы в случае возгорания масла, оно не было повреждено.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе была произведена разработка оптимального варианта реконструкции подстанции 110 кВ Ивановка, который удовлетворяет всем технико-экономическим требованиям и обоснован по всем пунктам, указанным в разделах. Реализация разработанного варианта обеспечит бесперебойное и эффективное энергоснабжение как новых, так и старых потребителей.

В процессе разработки реконструкции были выполнены следующие технические и экономические задачи:

- спрогнозированы электрические нагрузки на подстанции;
- обоснован выбор нового трансформатора на подстанции;
- разработана однолинейная схема реконструкции подстанции Ивановка;
- проведены расчеты токов короткого замыкания для замены старого оборудования на новое в соответствии с разработанным планом реконструкции подстанции;
- обоснована и произведена замена комплектов релейной защиты и автоматики на подстанции;
- экономически обоснована реконструкция подстанции.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. ПУЭ (Правила устройства электроустановок), 7-е издание;
2. ГОСТ 15150-69 – «Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды»;
3. Приказ Министерства энергетики РФ от 23 июня 2015 г. N 380 "О Порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии";
4. Приказ Минэнерго России от 29.11.2024 № 2328 от «Об утверждении схемы и программы развития электроэнергетических систем России на 2025 – 2030 годы»;
5. Рогалёв Н.Д., Экономика энергетики: учебник для вузов / Н.Д. Рогалёв, А.Г. Зубкова, И.В. Мастерова и др.; под ред. Н.Д. Рогалёва. - М.: Издательский дом МЭИ, 2011. - 320 с.;
6. Немировский А.Е., Электрооборудование электрических сетей, станций и подстанций: учебное пособие / Немировский А.Е. - М.: Инфра-Инженерия, 2018. - 148 с.;
7. Электромеханические переходные процессы в электрических системах: учеб.-метод. пособие к курсовому проектированию / А. Н. Козлов, В. А. Козлов; АмГУ, Эн. ф. - 3-е изд., - Благовещенск: Изд-во Амур. гос. ун-та, 2017. - 136 с.
http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7747.pdf;
8. Савина Н.В. Электроэнергетические системы и сети, Ч. 2 : учебное пособие / Н.В. Савина; Амур. гос. ун-т, Энергет. фак. - Благовещенск: АмГУ, 2022. – 248 с.
9. Старшинов В.А., Электрическая часть электростанций и подстанций: учебное пособие / Старшинов В.А. - М.: Издательский дом МЭИ, 2019;
10. СО 153-34.20.118 – 2003 – «Методические рекомендации по

проектированию развития энергосистем».

11. Савина, Н.В. Техника высоких напряжений. Грозовые перенапряжения и защита от них [Электронный ресурс] : учеб. пособие / Н. В. Савина; АмГУ, Эн. ф. - Благовещенск: Изд-во Амур. гос. ун-та, 2015. - 191 с.

http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7361.pdf;

12. Релейная защита и автоматика электроэнергетических систем: учеб. пособие для направления подготовки "Электроэнергетика и электротехника" / сост.: А. Н. Козлов, В. А. Козлов, Ю. В. Мясоедов ; АмГУ, Эн. ф. - 4-е изд., испр. - Благовещенск: Изд-во Амур. гос. ун-та, 2017. - 160 с. -

http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/9689.pdf;

13. Релейная защита и автоматика электроэнергетических систем: метод. указания к практ. занятиям. Ч. 1/ АмГУ, Эн. ф.; сост.: А. Н. Козлов, А. Г. Ротачева. - 2е изд., испр. . - Благовещенск: Изд-во Амур. гос. ун-та, 2017. - 37 с:

http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7755.pdf;

14. Укрупнённые стоимостные показатели линий электропередач и подстанций 35-750 кВ. [Электронный курс] – Режим доступа: http://www.fsk.ees.ru/about/management_and_control/test/Sbornik_IK_FSK_USP_35_750_part_01.pdf - 04.06.2022;

15. Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок (ПОТЭУ). – Москва: Издательство «Э», 2016. – 176 с.;

16. Безопасность жизнедеятельности: учебное пособие /А.Б. Булгаков. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2013. – 627 с.;

17. ГОСТ Р МЭК 62305-1 – 2010. Менеджмент риска. Защита от молнии. Общие принципы. Часть 1 : Москва, Стандартинформ, 2011. – 50с. ;

18. СанПиН 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания»;

19. ПБ 08-624-03 «Правила безопасности при работе с маслом и газовой защитой трансформаторов».

20. РД 34.45-51.300-97 «Объем и нормы испытаний электрооборудования».;
21. СТО 56947007- 29.180.01.116-2012 – Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» - Инструкция по эксплуатации трансформаторов.;
22. Приказ Министерства энергетики РФ от 12 августа 2022 г. N 811 «Об утверждении Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей электрической энергии».;
23. Приказ Минтруда России от 15.12.2020 N 903н (ред. от 29.04.2022) "Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок".;
24. Электротехнический справочник Т.2. Электротехнические изделия и устройства / В.Г. Герасимов и др.: Энергоатомиздат, 2001. – 518 с.;
25. ГОСТ 1.0-2015 Межгосударственная система стандартизации. Основные положения.;
26. СО 153-34.21.122-2003 Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций.;
27. ГОСТ 12.1.003-83 Межгосударственный стандарт. Система безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности.;
28. Норма отвода земель для электрических сетей напряжением 0,38 – 750 кВ № 14278 ТМ – Т1.;
29. РД-153.-34.0-03.301-00. Руководящий документ «Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий». – М.: ЗАО «Энергетические технологии», 2010.-116 с.;
30. РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. Москва: РАО «ЕЭС России», 2008, - 131 с.;
31. Мясоедов Ю.В., Савина Н.В., Ротачева А.Г. Электрические станции и подстанции [Электронный ресурс]: учебное пособие / сост.: Мясоедов Ю.В., Савина Н.В., Ротачева А.Г. - Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2013 - 201 с. https://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7023.pdf (дата обращения 14.04.2025).