

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Хакасский технический институт — филиал
ФГАОУ ВО «Сибирский федеральный университет»
институт
Электроэнергетика
кафедра

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
Г.Н. Чистяков
подпись инициалы, фамилия
«_____» _____ 2020г.

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА

13.03.03 «Электроэнергетика и электротехника»
(код и наименование специальности)

Реконструкция РУ - 10 кВ ПС 110/35/10 «КСК» с применением элементов
цифровизации
тема

Руководитель

подпись, дата

должность, ученая степень

Е.В. Платонова

инициалы, фамилия

Выпускник

подпись, дата

И.А. Рыжова

инициалы, фамилия

Нормоконтролер

подпись, дата

И.А. Кычакова

инициалы, фамилия

Абакан 2020

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Хакасский технический институт – филиал
ФГАОУ ВО «Сибирский федеральный университет»
институт

Электроэнергетика
кафедра

УТВЕРЖДАЮ
И.о. заведующего кафедрой
электроэнергетики
_____ Г.Н. Чистяков
подпись инициалы, фамилия
«___ » ____ 2020 г.

ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме бакалаврской работы
бакалаврской работы, дипломного проекта, дипломной работы,
магистерской диссертации

Студенту _____ Рыжовой Ирине Александровне
фамилия, имя, отчество

Группа 3-15 Направление (Специальность) 13.03.02
(код)

«Электроэнергетика и электротехника»
(наименование)

Тема выпускной квалификационной работы Реконструкция РУ - 10 кВ ПС 110/35/10 «КСК» с применением элементов цифровизации.

Утверждена приказом по институту № 306 от 03.06.2020

Руководитель ВКР Платонова Е.В., декан ЭФ, к.т.н.
(инициалы, фамилия, должность и место работы)

Исходные данные для ВКР Паспорт инвестиционного проекта модернизации РУ 10 кВ ПС 110/10 кВ Калининская, ПС 110/35/10 кВ КСК с заменой (ретрофит) выключателей 10 кВ (24шт.) и устройств РЗА (19шт.).

Перечень разделов ВКР:

1. Характеристика подстанции 110/35/10 кВ КСК.
2. Реконструкция РУ 10 кВ ПС 110/35/10 КСК.
3. Расчет рабочих токов и токов короткого замыкания.
4. Выбор и проверка выключателей.
5. Релейная защита.
6. Локальная смета реконструкции ПС «КСК».
7. Система АСКУЭ.

Перечень графического материала:

1. Однолинейная схема подстанции «КСК» с нанесением моментов реконструкции.
2. Результаты выбора РЗ.
3. Локальная смета.

Руководитель ВКР

подпись

Е.В. Платонова

ициалы и фамилия

Задание принял к исполнению

подпись

И.А. Рыжова

ициалы и фамилия

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Реконструкция РУ - 10 кВ ПС 110/35/10 «КСК» с применением элементов цифровизации» содержит 70 страниц, 5 рисунков, 9 таблиц, 25 источников литературы, 3 листа графического материала.

РЕКОНСТРУКЦИЯ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ТОКИ КЗ, УСТАВКА, АСУ ТП, АСКУЭ.

Объект исследования – ПС 110/35/10 «КСК».

Цель работы заключается в выборе выключателей в связи с реконструкцией.

Задачи выпускной квалификационной работы:

- Расчёт токов КЗ для ЗРУ-10 кВ;
- Выбор видов и типоисполнения устройств РЗА;
- Расчёт релейной защиты;
- Локальный сметный расчет;
- Система АСКУЭ.

В результате проведенного исследования было выявлено: рассчитанные уставки защит; увеличение надежности электроснабжения потребителей и срок службы электрической аппаратуры.

ABSTRACT

The final qualifying work on the topic "Reconstruction of 10 kV switchgear 10 kV of the substation «KSK» using digitalization elements" contains 70 pages, 5 figures, 9 tables, 25 literature sources, a 3 sheet of graphic material.

RECONSTRUCTION, RELAY PROTECTION, SWITCH, SHORT-CIRCUIT CURRENTS, SETPOINT, ACS TP, AUTOMATED SYSTEM OF COMMERCIAL ELECTRICITY METERING.

The object of the study is the substation "KSK" 110/35/10 kV.

The purpose of the study is a calculation and analytical project for the reconstruction of the substation 110/35/10 KSK.

The purpose of the work is the recalculation of relay protection and automation systems of 10kV indoor switchgear because of reconstruction.

The tasks of the final qualifying work:

- Calculation of short circuit currents for indoor switchgear 10 kV;
- The choice of species and type of production of relay protection devices;
- Calculation of relay protection;
- Local cost estimate.

As a result of the study, it was revealed: selected terminals of microprocessor relay protection and automation devices; calculated protection settings; increasing the reliability of power supply to consumers and the service life of electrical equipment.

СОКРАЩЕНИЯ

ПС – подстанция
РУ – распределительное устройство
КРУ – комплектное распределительное устройство
КЗ – короткое замыкание
МТЗ – максимальная токовая защита
ПУЭ – Правила устройства электроустановок
РЗА – релейная защита и автоматика
АПВ – автоматическое повторное включение
ОПФ – определение поврежденного фидера
ОЗЗ – однофазное замыкание на землю
АЧР – автоматическая частотная разгрузка
ФТНП – фильтр токов нулевой последовательности
АСУ ТП – автоматизированная система управления технологическим процессом
КИПиА – контрольно измерительные приборы и автоматика
РЭС – районные электрические сети
АВР – автоматический ввод резерва
ОМП – определение места повреждения
ЗОФ – защита от обрыва фаз
УРОВ – устройство резервирования отказа выключателя
ЧАПВ – частотная разгрузка с автоматическим повторным включением
АСКУЭ – автоматизированная система коммерческого учета электроэнергии

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	8
1. Характеристика подстанции 110/35/10 кВ КСК.....	9
1.1. Общие сведения.....	9
1.2. Перечень установленного оборудования.....	10
1.3. Надежность работы подстанции.....	13
2. Реконструкция РУ 10 кВ ПС 110/35/10 КСК.....	14
2.1. Ретрофит и цифровизация.....	16
3. Расчет рабочих токов и токов короткого замыкания.....	21
4. Выбор и проверка выключателей.....	26
5. Релейная защита.....	43
5.1. Расчет уставок релейной защиты.....	46
5.2. Защита линий 10 кВ.....	50
5.2.1. Функция УРОВ.....	52
6. Локальная смета реконструкции ПС «КСК».....	54
7. Система АСКУЭ.....	63
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	67
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	68

ВВЕДЕНИЕ

Перед эксплуатирующими и обслуживающими организациями электрической системы стоит главная цель: бесперебойное электроснабжение потребителей качественной электроэнергией.

В данной выпускной квалификационной работе рассмотрен вопрос реконструкции подстанции «КСК» 110/35/10 кВ. Решение этого вопроса заключается в том, чтобы после реконструкции подстанция имела наилучшие технико – экономические показатели, то есть при минимальных затратах денежных средств, оборудования и материалов она обеспечивала требуемую надежность электроснабжения потребителей и достойное качество электроэнергии.

Целью данной работы является разработка технических решений для реконструкции подстанции 110/35/10 кВ «КСК» в рамках реализации комплексного пилотного инновационного проекта «Реконструкция Усть-Абаканского РЭС».

Для достижения заданной цели в работе необходимо выполнить следующие задачи:

1. Ретрофит распределительного устройства 10 кВ с заменой коммутационно-защитного оборудования;
2. Замена устройств РЗА на микропроцессорные;
3. Организация системы электромониторинга с установкой интеллектуальных приборов учета в ячейке 26-29.

1. Характеристика подстанции 110/35/10 кВ КСК

1.1. Общие сведения

Подстанция «КСК» находится в Республике Хакасия, г. Черногорск, ул. Энергетиков, 6А. В эксплуатацию была введена в 1963 году. Максимальная нагрузка подстанции, по результатам замеров составила 11,83 МВт.

Данные по подключенным потребителям приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Данные по подключению потребителей

№ п/п	Наименование фидера	Потребитель	Шины	Класс напряжения
1	Ф – 26 – 16	Резерв		10 кВ
2	Ф – 26 – 17	Резерв		10 кВ
3	Ф – 26 – 18	Черногорский РЭС	2 с	10 кВ
4	Ф – 26 – 19	РП – 3	2 с	10 кВ
5	Ф – 26 – 22	Резерв		10 кВ
6	Ф – 26 – 24	Резерв		10 кВ
7	Ф – 26 – 25	ЧП Руденко	1 с	10 кВ
8	Ф – 26 – 26	РП – 3	1 с	10 кВ
9	Ф – 26 – 27	Черногорский РЭС	2 с	10 кВ
10	Ф – 26 – 28	РТП – 3А	2 с	10 кВ
11	Ф – 26 – 29	Черногорский РЭС	2 с	10 кВ
12	Ф – 26 – 30	АСФК	2 с	10 кВ
13	Ф – 26 – 31	Разрез Степной	1 с	10 кВ
14	Ф – 26 – 32	Разрез Степной	2 с	10 кВ
15	Ф – 26 – 34	ИП Скамароха	2 с	10 кВ
16	ВЛ 35 кВ – Очистные сооружения (Т – 4), (Т – 3)		1, 2 с	35 кВ

1.2 Перечень установленного оборудования

На подстанции «КСК» 3 уровня напряжения и ЗРУ: ЗРУ – 10, ОРУ – 35, ОРУ – 110 и КРУ – 10 – 2 – 20 кВ.

Установлены следующие силовые трансформаторы:

1Т, 2Т: ТДТН – 31500/100 напряжением 110/35/10 кВ в количестве 2 штук, установлены в 1967/1969 г.

Силовые трансформаторы собственных нужд имеют различную мощность.

ТСН – 1: ТМ – 100/10;

10/0,23 кВ мощность 100 кВА, в количестве 1 шт., установлен в 1969 г.;

ТСН – 2: ТМ – 160/10;

10/0,23 кВ мощность 160 кВА, в количестве 1 шт., установлен в 1970 г.;

Трансформаторы напряжения: 10 кВ – 5 шт.; 35 кВ – 6 шт.;

1ТН 1, 2 сек. – 10 кВ: НАМИ – 10 – 2 УХII, в количестве 2 шт., установлены в 2005г.;

2ТН 1, 2 сек. – 10 кВ: НОМ – 10, в количестве 3 шт., установлены в 1963 г.;

ТН – 1 сек. – 35 кВ: ЗНОМ – 35 – 54, в количестве 3 шт., установлены в 1962, 1964 и 1959 г.;

ТН – 2 сек. – 35 кВ: ЗНОМ – 35 – 65 ХЛ1, в количестве 3 шт., установлены в 2005г.;

Трансформаторы тока: 10 кВ – 43 шт., 35 кВ – 6 шт., 110 кВ – 3 шт.;

ТТ – 10, 1 сек.: ТПЛ – 10, в количестве 8 шт., установлены в 2005 г.;

ТТ – 10, 1 сек.: ТПОЛ – 10УЗ, в количестве 4 шт., установлены в 2005 г.;

Г.;

ТТ – 10, 1 сек.: ТПОЛ – 10, в количестве 3 шт., установлены в 2005 г.;

ТТ – 10, 1 сек.: ТВЛМ – 10, в количестве 2 шт., установлены в 2005 г.;

ТТ – 10, 2 сек.: ТПЛ – 10, в количестве 8 шт., установлены в 2005 г.;

ТТ – 10, 2 сек.: ТВЛМ – 10, в количестве 14 шт., установлены в 2005 г.;

ТТ – 10, 2 сек.: ТПШЛ – 10, в количестве 2 шт., установлены в 1965 г.;

ТТ – 10, 2 сек.: ТПЛ – 10, в количестве 2 шт., установлены в 2005 г.;

ТТ В – 1Т, 2Т – 35: ТОЛ – 35 II УХЛ1, в количестве 6 шт., установлены в 2005 г.;

ТТ 2Т – 110: ТФНД – 110М, в количестве 3 шт., установлены в 1963 г.;

Высоковольтные выключатели: 10 кВ – 19 шт., 35 кВ – 5 шт.

В – 10, 1 сек.: ВМГ – 133 II, в количестве 5 шт., установлены в 1963 и 1965 г.;

В – 10, 1 сек.: МГГ – 10, в количестве 1 шт., установлен в 1967 г.;

В – 10, 1 сек.: ВМП – 10, в количестве 1 шт., установлен в 1989 г.;

В – 10, 2 сек.: ВМГ – 133 II, в количестве 5 шт., установлены в 1963, 1964 и 1965 г.;

В – 10, 2 сек.: ВМПП – 10, в количестве 5 шт., установлены в 1979, 1984 и 1989 г.;

В – 10, 2 сек.: МГГ – 10, в количестве 2 шт., установлены в 1963 и 1969 г.;

В – 10, 2 сек.: ВВ – ТЕЛ – 10, в количестве 1 шт., установлен в 2005 г.;
В 1Т – 35, В 2Т – 35, В Т – 4, В Т – 3, СВ – 35, в количестве 5 шт.,
установлены в 1964, 1969 и 1960 г.;

Разъединители: 10 кВ – 8 шт.; 35 кВ – 12 шт.; 110 кВ – 4 шт.;
Р – 1 Т, 2Т – 35: РЛНД – 2 – 35/600, привод ПРНЗ – 35м, в количестве 2 шт., установлены в 1962 г.;

ШР – 1 Т, 2Т – 35: РЛНД – 16 – 35/600, привод ПРНЗ – 35м, в количестве 2 шт., установлены в 1962 г.;

ШР ТН – 1, 2с. – 35: РЛНД – 2 – 35/600, привод ПРНЗ – 35м, в количестве 2 шт., установлены в 1964 г.;

ШР СВ – 1, 2с. – 35: РЛНД – 1 – 35/600, привод ПРНЗ – 35м, в количестве 2 шт., установлены в 1963 г.;

ШР Т – 4, Т – 3: РЛНД – 2 – 35/600, привод ПРНЗ – 35м, в количестве 2 шт., установлены в 1964 г.;

ЛР Т – 4, Т – 3: РЛНД – 2 – 35/600, привод ПРНЗ – 35м, в количестве 2 шт., установлены в 1963 г.;

ЛР С – 90, ЛР С – 339: РЛНД – 2 – 110/600, привод ПРН – 200м, в количестве 2 шт., установлены в 1962 г.;

СР С – 90, СР С – 339: РЛНД – 1 – 110/600, привод ПРН – 200м, в количестве 2 шт., установлены в 1962 г.;

Отделители 110 кВ, в количестве 2 шт.

ОТ – 1Т, 2Т – 110: ОД – 110/600, установлены в 1965 и 1964 г.

Короткозамыкатели 110 кВ, в количестве 2 шт.

КЗ – 1Т, 2Т – 110: КЗ – 110, установлены в 1964 г.

Грозозащита ПС: заземлитель нейтрали силового трансформатора ЗРН – 1Т, 2Т – 110: ЗОН – 110Б II ХЛ1, привод ПРН – 110, в количестве 2 шт., установлены в 1962 г.;

Ограничители перенапряжения: ОПН – 110, в количестве 4 шт.; ОПН – 35, в количестве 2 шт.; ОПН – 10, в количестве 2шт.; ЗН – 35, в количестве 6 шт.; ЗН – 10, в количестве 6 шт.

Данные по релейной защите приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Данные по релейной защите

№ п/п	Наименование оборудования	Перечень установленных защит
1	Отходящие фидера 10 кВ	МТЗ, ЗЗН – 1
2	Отходящие ВЛ 35 кВ	МТЗ – трехстороннее, АПВ
3	Т – 1 – 31,5, Т – 2 – 31,5	Дифзащита, газовая защита трансформатора, МТЗ ст. 110, 10 кВ, обдув 110, УКА – КЗ – 110, перегруз

Данные по автоматике предоставлены в таблице 3.

Таблица 3 – Данные по автоматике

№ п/п	Наименование присоединения	Вид автоматики
1	МСЗ – 10	АВР – 10 с контролем
2	В – 10 отходящих фидеров	АПВ
3	МСВ – 35	АВР
4	ВЛ – 35 отходящие линии	АПВ 2 – х кратное
5	В – 10 Т – 1 – 31,5, В – 10 Т – 2 – 31,5	АПВ

Данные по вводам 110 кВ и выше трансформаторов приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Данные по вводам 110 кВ и выше трансформаторов

№ п/п	Наименование аппарата	Фаза	Тип ввода
1	Т – 1 – 31,5	A	МТ – 110/600 черт. 195.0
2	Т – 1 – 31,5	B	МТ – 110/600 черт. 195.0
3	Т – 1 – 31,5	C	МТ – 110/600 черт. 195.0
4	Т – 2 – 31,5	A	БМТ/0 – 15 110 – 630 У1
5	Т – 2 – 31,5	B	МТ – 110/600 черт. 195.0
6	Т – 2 – 31,5	C	МТ – 110/600 черт. 195.0

Опорная изоляция.

Тип изоляторов, установленных на подстанции СТ – 110;

Места установки: ЛР С – 89, СР С – 89, ЛР С – 90, СР С – 90, ОД – 1Т, 2Т – 110, КЗ – 1Т, 2Т – 110.

1.3 Надежность работы подстанции

Подстанция «КСК» осуществляет электроснабжение потребителей II и III категорий, перебои которых допустимы на короткий промежуток времени. Надежность электроснабжения обеспечивается за счет установки на подстанции двух трансформаторов. На подстанции «КСК» применена, схема двухтрансформаторной подстанции. Установлены два трансформатора с РПН типа ТДТН 31500/110. Данные трансформаторы имеют устройство регулирования напряжения нейтрали $\pm 16\%$ обмотки ВН.

Каждый трансформатор питает свои секции шины 35 кВ и 10 кВ с одним выключателем на цепь. Шины соединены секционным выключателем. На подстанции «КСК» применена схема «блок трансформатор – линии с ремонтной перемычкой». Она выбрана из-за того, что к шинам присоединено большое количество приемников, а также учитывается необходимость резервирования. Обе системы шин находятся в работе при соответствующем фиксированном распределении всех соединений. При выходе из строя одного из трансформаторов он отключается, срабатывает секционный выключатель и питание всех потребителей производится через второй трансформатор. Эта схема имеет свои недостатки. Так повреждение шин соединительного выключателя равноценно КЗ на обоих системах шин. То есть приводит к отключению всех присоединений.

Анализ состояния оборудования, установленного на подстанции «КСК» указывает на то, что необходима реконструкция.

Практически 100% оборудования отработали двойной срок службы, затраты на ремонт и обслуживание очень высокие, в связи с этим целесообразно произвести реконструкцию подстанции путем замены оборудования на более новое отвечающее требованиям современных стандартов.

Целесообразно выполнить замену релейной защиты и автоматики; установку более современного распределительного устройства и замену морально устаревших масляных выключателей на новые вакуумные.

2. Реконструкция РУ 10 кВ ПС 110/35/10 КСК.

Для реализации комплексного инновационного проекта «Цифровой РЭС» выбран Усть-Абаканский РЭС, так как он является пригородным РЭС с существенной загрузкой распределительных сетей 10 кВ ввиду высокого спроса на технологическое присоединение, а также из-за значительных размеров территории обслуживания и протяженных фидеров 10кВ.

Основное электротехническое оборудование (ЭТО) и оборудование собственных нужд, в т.ч. автотрансформаторы, трансформаторы, установки компенсации реактивной мощности, выключатели, разъединители, ограничители перенапряжения нелинейные, трансформаторы тока, трансформаторы напряжения и т.д.

В рамках проектирования следует предусмотреть замену выключателя (В ф. 26-29/10 кВ) в РУ 10 кВ, параметры выключателя определить при проектировании с учетом анализа топологии и режимов работы распределительной сети отходящих от ПС 110/35/10 кВ линии электропередач 10 кВ.

При необходимости при проектировании предусмотреть выполнение дополнительных мероприятий при соответствующем обосновании.

Вторичное электротехническое оборудование, в том числе системы (или отдельные устройства) релейной защиты и автоматики, автоматизированной системы управления технологическими процессами, автоматизированной информационно – измерительной системы коммерческого учета электроэнергии, связи, средства измерений и т.д.

В рамках проектирования предусмотреть:

1. Замену существующих устройств РЗА реконструируемой ячейки РУ 10 кВ на устройства РЗА на микропроцессорной базе, функциями АПВ, АВР, РАС, ОМП, селективной защиты от однофазных замыканий в сети 10 кВ с достоверным определением поврежденного фидера (ОПФ);
2. В качестве систем релейной защиты и автоматики, в приоритетном порядке применить (при отсутствии существенных ограничений) цифровые микропроцессорные устройства, работающие по цифровым протоколам ввода-вывода и обмена данных по современной технологии и стандартам концепции Цифровой Подстанции в соответствии с серией стандартов МЭК 61850 (МЭК 61850 – это стандарт «Коммуникационные сети и системы подстанций» описывающий свод правил для организации событийного протокола передачи данных) [3];
3. Уточнить и обосновать необходимость корректировки установок РЗА на объекте проектирования и на прилегающих объектах сети;
4. Уточнить и обосновать необходимость замены (модернизации)

- существующих устройств РЗА на энергообъекте;
5. Оснащение реконструируемых ячеек 10 кВ устройствами сбора и передачи телематической информации, телесигнализации на рабочее место диспетчера оперативно дежурной группы Усть-Абаканской РЭС по двум независимым каналам связи;
 6. Оснащение устройств сбора и передачи телематической информации, оборудования каналов связи источниками бесперебойного питания аккумуляторного или иных типов для предотвращения отказа их работы при возникновении аварийных электроэнергетических режимов;
 7. Обеспечить всеми элементами цифровизации протокола SNMP, а также интеграцию с существующей системой мониторинга оборудования.

2.1 Ретрофит и цифровизация.

Ретрофит - это реконструкция электроустановки, проводимая с целью увеличения ее ресурса, повышения безопасности, надежности, упрощения эксплуатации и техобслуживания и повышения класса защиты.

В электронных ресурсах [3] и [4] очень точно и понятно описывается понятие ретрофит, его особенности, возможности и принцип работы.

Все оборудование в КРУ (КСО) может быть условно разделено на четыре группы по степени изнашиваемости в процессе работы:

- 2.1.1 Стационарные части: корпуса шкафов, трансформаторы тока и напряжения, изоляторы, шины и т.п. Можно сказать, что это практически не изнашиваемая категория;
- 2.1.2 Подвижные части: выкатные элементы, выключатели нагрузки, высоковольтные и заземляющие разъединители и приводы к ним, шторочные механизмы. Подвержены физическому износу в средней степени, морально устарели незначительно, т.к. конструкция за эти годы практически не изменилась. Проблемы возникают только на оборудовании находящемся в работе более 30 лет;
- 2.1.3 Вторичная коммутация: релейная и дуговая защита, устройства измерений и сигнализации. В настоящее время, в связи с внедрением микропроцессорной техники, это оборудование морально устаревает быстрее физического износа;
- 2.1.4 Коммутационные аппараты: силовые выключатели и контакторы. Категория наиболее подверженная физическому и моральному износу, а в связи с появлением новых вакуумных и элегазовых выключателей, по всем характеристикам превосходящих аппараты прежних серий. Наибольшее количество возникающих проблем связано именно с этим оборудованием, так как от него зависит работоспособность и технические возможности всего РУ. Значительную часть стоящих в сетях агрегатов составляютрабатывающие свой ресурс масляные, электромагнитные или вакуумные первых лет выпуска выключатели.

Ретрофит может производиться:

- На выкатном элементе КРУ путем замены старого выключателя на вакуумный выключатель или другой выключатель при помощи комплекта адаптации;
- В ячейках КСО путем полной или частичной замены электрооборудования ячейки с помощью комплекта адаптации;

- В шкафах КРУ путем полной или частичной замены электрооборудования ячейки с помощью комплекта адаптации.

Особенности ретрофита:

- При выполнении модернизации сохраняются несущие элементы металлоконструкции старой ячейки, все её особенности и функциональные возможности;
- Замена действующего электрооборудования выполняется без нарушения режима работы предприятия;
- Экономия на капитальных расходах при введении новых технологий;
- Оптимизация существующих технологических компонентов;
- Адаптация технологии под новую или модифицированную продукцию;
- Улучшение параметров производства;
- Высокая вероятность наличия производственных запчастей;
- продление срока службы ячейки при оптимальных затратах;
- повышение надежности электроснабжения;
- снижение вероятности неселективной работы устройств РЗА;
- повышение уровня безопасности обслуживания электроустановок.

Широкий спектр возможностей после ретрофита ячеек:

- возможность регистрации и осциллографирования аварийных событий;
- интеграция устройств РЗА в систему АСУ ТП, в том числе по протоколу МЭК 61850;
- удаленное управление;
- удаленный мониторинг параметров.

Цифровизация – это процесс внедрения цифровых систем передачи на уровне первичных сетей, средств коммутации и управления, обеспечивающих передачу и распределение потоков информации в цифровом виде на уровне вторичных сетей.

Цифровая трансформация предусматривает установку на объектах электросетевой инфраструктуры передового оборудования и создание единой полностью автоматизированной системы управления, предусматривающей один уровень оперирования сетями вместо существующих. При этом скорость принятия решений существенно увеличится, а персонал будет задействован только в случае выявления аномалий и при необходимости проведения более глубокого аналитического анализа.

В электронных ресурсах [10] и [11] приведено описание понятия цифровизация в широком и узких смыслах, также приведены её преимущества и недостатки внедрения.

Преимущества цифровизации:

- делает производство более гибким, конкурентоспособным, а значит, более прибыльным;
- цифровые технологии обеспечивают оперативное получение информации о продукции или решении на всех этапах жизненного цикла - от разработки до технического обеспечения, что позволяет быстрее и эффективнее решать задачи оптимизации техпроцесса, качества, безопасности и операционной эффективности.

Цифровизация предприятия несет и риски. Ущерб от сбоя может быть гораздо более существенный, чем при традиционной модели. В связи с этим требования к качеству элементов цифровой модели значительно возрастают.

Индустрия 4.0 в узком смысле - это название одного из 10 проектов Hi-Tech стратегии правительства Германии до 2020 г, получившее мировое признание из-за четкости формирования цели.

Индустрия 4.0 в широком смысле - новое представление об организации производства и управлении всей цепочкой создания стоимости на протяжении всего жизненного цикла продукции на платформе развития автоматизации и обмена данными, в том числе создание киберфизических систем, Industrial Internet of Things и цифровизации.

В электроэнергетике цифровая трансформация будет способствовать повышению эффективности работы предприятий электроэнергетического комплекса и улучшению качества оказания услуг. Например, к 2024 году запланировано:

- 2.1.1. снижение продолжительности перерывов в электроснабжении и средней частоты технологических нарушений на 5%;
- 2.1.2. повышение уровня технического состояния производственных фондов для объектов на 5% без повышения затрат на эти цели;
- 2.1.3. снижение количества аварий на объектах электроэнергетики, связанных с техническим состоянием, – на 20%;
- 2.1.4. сокращение сроков технологического присоединения к сетям;
- 2.1.5. обеспечение доступности услуг для потребителей с возможностью выбора тарифа, управления нагрузкой, передача данных о потреблении и подключение к электросетям без необходимости посещения офиса сетевой компании.

Цифровизация в узком смысле- процесс перехода с аналоговой формы представления информации на цифровую.

Как известно, многие сигналы являются аналоговыми.

Эволюция систем электросвязи привела к замене аналоговых сигналов на цифровые сигналы, которые ранее использовались преимущественно в системах обработки информации.

Преимущества цифровых технологий передачи и распределения информации:

1. помехоустойчивая связь, поскольку сигнал 0 и сигнал 1 легко восстанавливать, в отличие от искаженного помехами аналогового сигнала;
2. возможность миниатюризации оборудования, в связи с использованием дискретной логики, микросхем и т. д;
3. возможность приведения к единой системе организационно-технических методов и функциональных узлов систем передачи и систем коммутации, в связи с применением унифицированной цифровой элементной базы.

Предпосылки создания универсальны систем передачи, коммутации и других элементов связи:

1. электрический ток, как единообразный переносчик сообщений различной физической природы;
2. одинаковые этапы процесса передачи сообщений;
3. одна база КИПиА для систем различных видов связи.

Цифровые технологии окружают людей со всех сторон: они есть в каждом современном доме, учреждении, на предприятиях, заводах, в больницах, школах, университетах. Они используются для создания дополнительной и виртуальной реальности, при машинном обучении, в робототехнике, для 3D-печати, в области искусственного интеллекта, здравоохранения, научных исследований, сельского хозяйства.

Цифровизация в России

В последние годы цифровизация в России сделала большой шаг вперед: если раньше все данные собирались вручную, то сегодня есть подстанции, где до 80 процентов информации обрабатывается в автоматическом режиме. Эти технологии актуальны для труднодоступных регионов, где обслуживание оборудования вручную слишком дорого.

В России уже реализуется ряд проектов с внедрением цифровизации в электросетевой комплекс. Например, в 2013 году специалисты ОАО «Башкирская электросетевая компания» приступили к комплексной модернизации сетевой инфраструктуры столицы Башкортостана с элементами Smart Grid.

Smart Grid – это новый подход к построению электросетевого комплекса в частности и электроэнергетики в целом. Такая сеть должна обеспечивать:

1. получение данных от поставщиков электроэнергии о ее генерации;
2. получение информации от потребителей о реальных объемах потребления;
3. оперативную обработку полученных данных;
4. возможность управления производством электричества и энергопотреблением.

Причем все эти опции должны поддерживаться в режиме онлайн и обеспечивать максимально эффективную работу каждого отдельно взятого элемента энергосистемы.

Цифровизация общества воспринимается, как и многие современные тенденции, двусмысленно.

Преимущества цифровизации:

1. Главные достоинства явления – простота и точность получения услуг и товаров, автоматизация рабочих процессов, сведение к минимуму влияния человеческого фактора.
2. Возможность избавиться от обилия бумажной документации, благодаря хранению данных в электронном формате.
3. Содействие более выгодному ведению бизнес-процессов, экономии на рабочей силе, возможностям анализа и прогноза.
4. Быстрая окупаемость. Сложно недооценить ее преимущества в области образования, медицины, сельского хозяйства, научных разработок.

Недостатки цифровизации:

1. Из-за внедрения технологий, многие люди останутся без работы.
2. Техническая неграмотность людей. Не все готовы изучать новые технологии, чтобы обеспечить их максимальную эффективность.
3. Электронная форма хранения данных ставит их под риск утраты ввиду технических сбоев оборудования.

3. Расчет рабочих токов и токов короткого замыкания

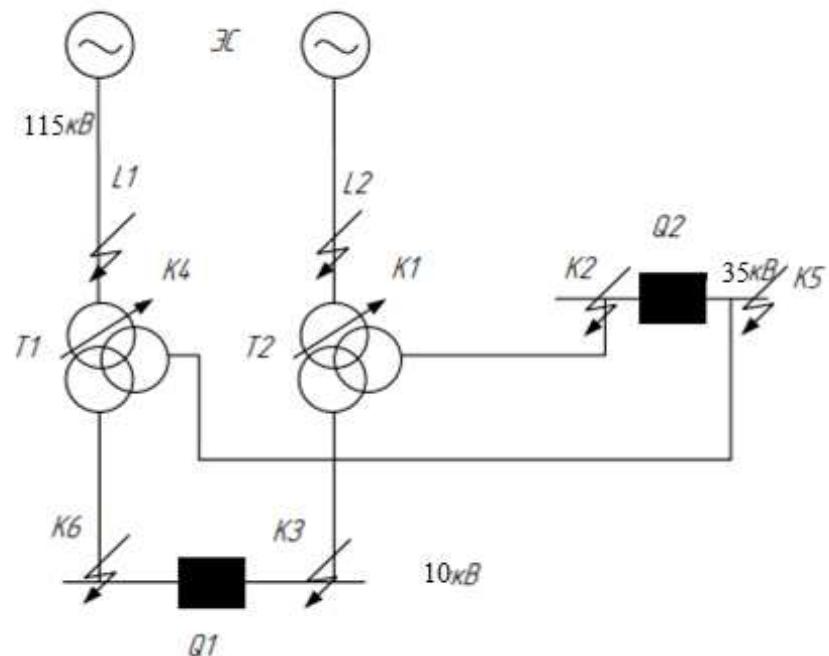


Рисунок 1 – Структурная схема ПС «КСК»

Длина линии С-90: $L_1 = 20$ км

Длина линии С-339: $L_2 = 1,69$ км

$$S_T = 31,5 \text{ МВА}$$

$$u_{K_B-C} = 19\%, u_{K_B-H} = 17\%, u_{K_C-H} = 6\%$$

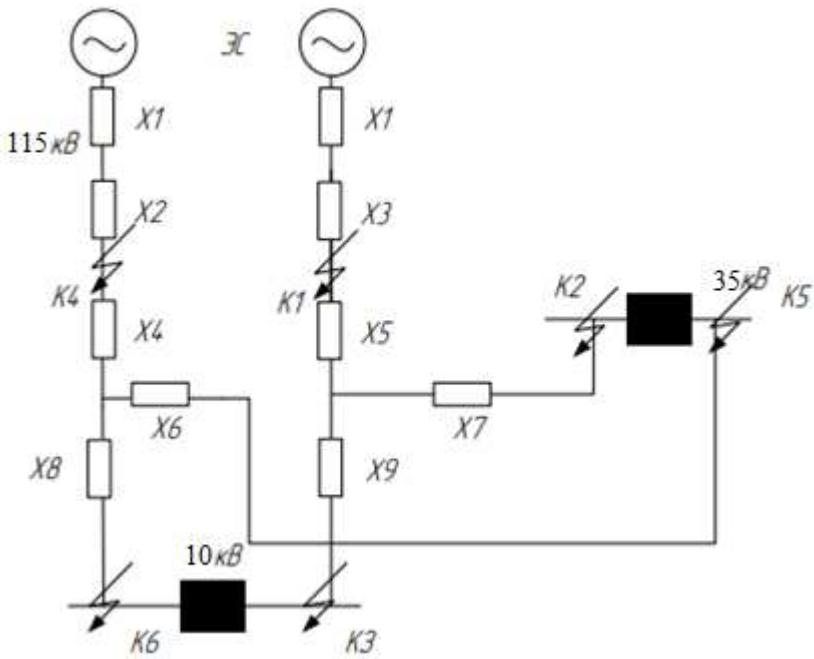


Рисунок 2 – Расчетная схема ПС «КСК»

Выбраны базисные величины:

$S_B = 10000 \text{ МВА}$ – базисная мощность;

$U_{B1} = 115 \text{ кВ}; U_{B2} = 35 \text{ кВ}; U_{B3} = 10 \text{ кВ}$ – базисные напряжения ступеней.

Найдем базисные токи ступеней КЗ:

$$I_{B1} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{B1}} \quad (3.1)$$

$$I_{B1} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 50,2 \text{ кА};$$

$$I_{B2} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{B2}} \quad (3.2)$$

$$I_{B2} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 25} = 164,95 \text{ кА};$$

$$I_{B3} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{B3}} \quad (3.3)$$

$$I_{B3} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 577,35 \text{ кА.}$$

Сопротивления в схеме замещения в относительных единицах:
Энергосистема 1:

$$X_1 = \frac{X_L \cdot S_B}{S_{\text{ном}}^2} \quad (3.4)$$

$$X_1 = \frac{2,947 \cdot 10000}{115^2} = 2,22 \text{ о.е}$$

Линия:

$$X_2 = l_1 \cdot x_0 \cdot \frac{S_B}{U_{\text{cp}}^2} \quad (3.5)$$

$$X_2 = 20 \cdot 0,4 \cdot \frac{10000}{115^2} = 6,05$$

Трансформатор:

$$X_{\text{TB}} \% = 0,5 \cdot (u_{K \text{B}-C} \% + u_{K \text{B}-H} \% - u_{K \text{C}-H} %) \quad (3.6)$$

$$X_{\text{TB}} \% = 0,5 \cdot (19 + 17 - 6) = 15\%$$

Принимаем $X_{\text{TC}} \% = 0$

$$X_{\text{TH}} \% = 0,5 \cdot (u_{K \text{B}-H} \% + u_{K \text{C}-H} \% - u_{K \text{B}-C} %) \quad (3.7)$$

$$X_{\text{TH}} \% = 0,5 \cdot (17 + 6 - 19) = 4\%$$

$$X_4 = X_5 = \frac{X_{\text{TB}} \%}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{\text{ном}}} \quad (3.8)$$

$$X_4 = X_5 = \frac{15}{100} \cdot \frac{10000}{31,5} = 47,62$$

$$X_8 = X_9 = \frac{X_{\text{TH}} \%}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{\text{ном}}} \quad (3.9)$$

$$X_8 = X_9 = \frac{4}{100} \cdot \frac{10000}{31,5} = 12,57$$

Преобразуем исходную схему: так как Q_1 и Q_2 отключены, то X_2 , X_4 , X_6 и X_8 – не учитываются.

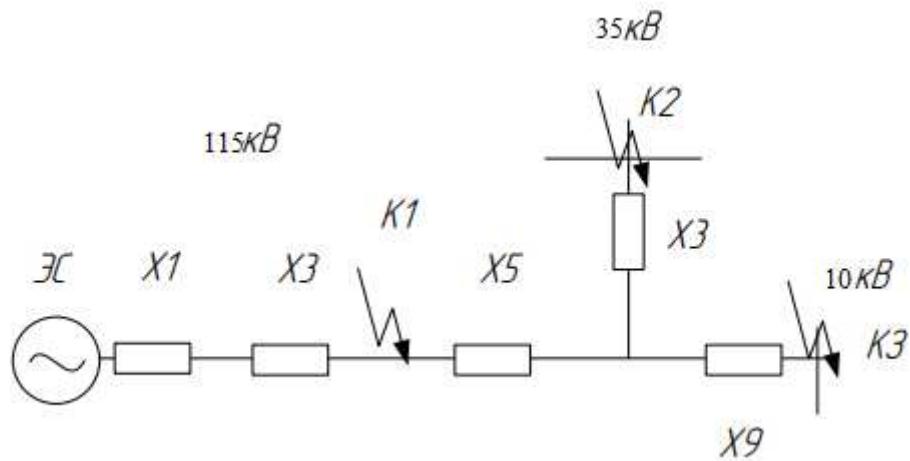


Рисунок 3 – Упрощенная схема замещения

Преобразовали схему замещения относительно точки К3:

$$X_{\text{рез3}} = X_1 + X_2 + X_5 + X_9 \quad (3.10)$$

$$X_{\text{рез3}} = 2,22 + 6,05 + 47,62 + 12,57 = 68,46$$

Энергосистема 2:

$$X_1 = \frac{X_L \cdot S_B}{S_{\text{ном}}^2} \quad (3.11)$$

$$X_1 = \frac{5,909 \cdot 10000}{115^2} = 4,46 \text{ о.е.}$$

Линия:

$$X_2 = l_1 \cdot x_0 \cdot \frac{S_B}{U_{\text{cp}}^2} \quad (3.12)$$

$$X_2 = 0,917 \cdot 0,4 \cdot \frac{10000}{115^2} = 0,27$$

Трансформатор:

$$X_{\text{TB}} \% = 0,5 \cdot (u_{K_B-C} \% + u_{K_B-H} \% - u_{K_C-H} %) \quad (3.13)$$

$$X_{\text{TB}} \% = 0,5 \cdot (19 + 17 - 6) = 15\%$$

Принимаем $X_{\text{TC}} \% = 0$

$$X_{TH}\% = 0,5 \cdot (u_{KB-H}\% + u_{KC-H}\% - u_{KB-C}\%) \quad (3.14)$$

$$X_{TH}\% = 0,5 \cdot (17 + 6 - 19) = 4\%$$

$$X_4 = X_5 = \frac{X_{TB\%}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{hom}} \quad (3.15)$$

$$X_4 = X_5 = \frac{15}{100} \cdot \frac{10000}{31,5} = 47,62$$

$$X_8 = X_9 = \frac{X_{TH\%}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{hom}} \quad (3.16)$$

$$X_8 = X_9 = \frac{4}{100} \cdot \frac{10000}{31,5} = 12,57$$

Преобразуем исходную схему: так как Q_1 и Q_2 отключены, то X_2, X_4, X_6 и X_8 – не учитываются.

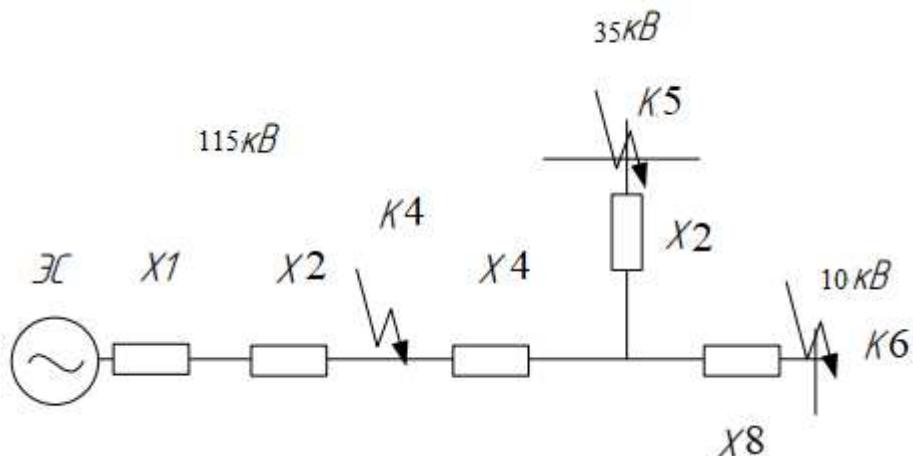


Рисунок 4 – Упрощенная схема замещения

Преобразовали схему замещения относительно точки К6:

$$X_{рез6} = X_1 + X_2 + X_4 + X_8 \quad (3.17)$$

$$X_{рез6} = 4,46 + 0,27 + 47,62 + 12,57 = 64,92$$

Выполним расчет токов короткого замыкания.

Начальная периодическая составляющая тока К3:

$$I_{П0} = \frac{E'_c \cdot I_6}{x_{рез(3)}} \quad (3.18)$$

$$I_{\text{п0}} = \frac{1 \cdot 577,35}{68,46} = 8,43 \text{ кА}$$

где $E''_c = 1 - \text{ЭДС источника в о.е.}$

Начальная периодическая составляющая тока К6:

$$I_{\text{п0}} = \frac{E''_c \cdot I_6}{x_{\text{рез(6)}}} \quad (3.19)$$

$$I_{\text{п0}} = \frac{1 \cdot 577,35}{64,92} = 8,89 \text{ кА}$$

4. Выбор и проверка выключателей

Выбор выключателей производим по следующим параметрам:

– по напряжению электроустановки:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}; \quad (4.1)$$

– по длительному рабочему току с учетом возможных длительных перегрузок основного оборудования:

$$k \cdot I_{\text{раб.ном}} \leq I_{\text{ном}}, \quad (4.2)$$

где $U_{\text{ном}}$, $I_{\text{ном}}$ – паспортные параметры выключателя; k – коэффициент, зависящий от допускаемых длительных повышений номинального тока (для трансформаторов, не работающих в блоке с генератором $4,1 = k$).

Проверку выключателей производим по следующим формулам:

– на электродинамическую стойкость выполняем по условиям:

$$I_{\text{п0}} \leq I_{\text{дин}} ; \quad (4.3)$$

$$i_y \leq I_{\text{a.дин}}, \quad (4.5)$$

где $I_{\text{п0}} i_y$ – расчетные значения периодической составляющей тока КЗ (при $t = 0$) и ударного тока (при $t = 0,01\text{с}$) в цепи, для которой выбирается выключатель; $I_{\text{дин}}$, $I_{\text{а,дин}}$ – действующее и амплитудное значение предельного и сквозного тока КЗ (кatalogные данные).

Выбрав выключатель по рассмотренным параметрам, зная по каталогу собственное время отключения выключателя $t_{\text{с.в.}}$, находят время от начала КЗ до расхождения контактов выключателей:

$$t = t_{3.\min} + t_{\text{с.в.}}, \quad (4.6)$$

где $t_{3.\min}$ – минимальное время действия релейной защиты принимаем равным $0,01\text{с}$, и для этого времени определяют периодическую $I_{\text{пt}}$ и апериодическую в составляющие тока КЗ; t – полное время отключения выключателя (приводится в технических характеристиках выключателя).

Отключающая способность выключателя проверяется по следующим условиям:

1. Производится проверка на симметричный ток отключения по условию

$$I_{\text{пt}} \leq I_{\text{ном.откл}}, \quad (4.7)$$

где $I_{\text{ном.откл}}$ – номинальный ток отключения по каталогу.

2. Проверяется возможность отключения апериодической составляющей тока КЗ $i_{a\tau}$. Определяют процентное содержание $i_{a\tau}$, в токе и проверяют выполнение условия

$$\beta \leq \beta_{\text{ном.}} \quad (4.8)$$

Величину β находят по выражению

$$\beta = \frac{i_{a\tau}}{\sqrt{2 \cdot I_{\text{пt}}}} \cdot 100\%; \quad (4.9)$$

$$i_{a\tau} = \sqrt{2 \cdot I_{\text{п0}} \cdot e^{-\frac{t}{T_a}}}, \quad (4.10)$$

где T_a – постоянная времени затухания.

На термическую стойкость выключатель проверяют по расчетному импульсу квадратичного тока КЗ B_k и найденным в каталоге предельному

гарантированному заводом-изготовителем току термической устойчивости аппарата I_t и времени его протекания t_t .

$$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T. \quad (4.11)$$

Параметр B_k определяется следующим образом:

$$B_k = I_{n0}^2 \cdot (t_{откл} + T_a), \quad (4.12)$$

где $t_{откл} = t_{p.z} + t_b$, $t_{p.z}$ – время действия релейной защиты; t_b – полное время отключения выключателя.

Разъединители, отделители и выключатели нагрузки выбираются по номинальному напряжению $U_{ном}$, номинальному длительному току $I_{ном}$, а в режиме КЗ проверяют на термическую и электродинамическую стойкость. Для короткозамыкателей выбор по номинальному току не требуется.

Выключатели нагрузки проверяют дополнительно по току отключения:

$$k \cdot I_{раб.ном} \leq I_{ном.откл} \quad (4.13)$$

Выбор предохранителей производится по параметрам $U_{ном}$, $I_{ном}$ с проверкой выполнения условия $I_{n0} \leq I_{ном.откл}$.

Расчетные величины для выбора перечисленных аппаратов те же, что и для выключателей.

Выключатели типа ВМПЭ-10 относятся к типу маломасляных и представляют собой трехполюсный коммутационный аппарат, предназначенный для работы в закрытых установках переменного тока высокого напряжения частотой 50 Гц. Управление выключателями осуществляется встроенными электромагнитными приводами постоянного тока типа ПЭВ-11, ПЭВ-14.

Вакуумные выключатели типа ВВУ-СЭЩ-Э3-10 с электромагнитными приводами общего назначения для сетей с частыми коммутациями предназначены для работы в камерах сборных одностороннего обслуживания (КСО) и комплектных распределительных устройствах (КРУ) типа К-63, К-59 и других внутренней установки на класс напряжения 10 кВ трехфазного переменного тока частоты 50 Гц.

Выключатели предназначены для коммутации высоковольтных цепей трехфазного переменного тока в номинальном режиме работы установки, а также для автоматического отключения этих цепей при коротких замыканиях и перегрузках, возникающих при аварийных режимах.

Вакуумные выключатели типа ВВУ-СЭЩ-Э-10-31,5/3150 с электромагнитными приводами общего назначения для сетей с частыми коммутациями предназначены для работы в КСО и комплектных

распределительных устройствах (КРУ) типа К-63 и др. на класс напряжения 10 кВ трехфазного переменного тока частоты 50 Гц.

Они предназначены для коммутации высоковольтных цепей трехфазного переменного тока в номинальном режиме работы установки, а также для автоматического отключения этих цепей при коротких замыканиях и перегрузках, возникающих при аварийных режимах.

Для выбора и проверки электрических аппаратов на электродинамическую и термическую стойкость в режиме КЗ, а также для проверки отключающей способности выключателей необходимо рассчитать:

- $I_{\text{п0}}$ – начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ;
- $I_{\text{пг}}$ – периодическая составляющая тока КЗ;
- $I_{\text{ат}}$ – апериодическую составляющую тока КЗ;
- $I_{\text{уд}}$ – ударный ток;
- B_k – тепловой импульс.

Для примера расчета возьмем выключатель ф. 20-07.

Рассчитаем начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ:

$$I_{\text{п0}} = \frac{E_c'' \cdot I_6}{x_{\text{рез(б)}}} \quad (4.14)$$

где $I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6}$ – базовый ток, кА; S_6 – базовая мощность, МВ·А; $U_6^{\text{КЗ}}$ – среднее напряжение ступени КЗ, кВ; $x_{\text{рез(б)}}$ – результирующее сопротивление до точки КЗ, о.е.

Величина ударного тока определяется по формуле:

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} I_{\text{п0}} \cdot k_{\text{уд}} \quad (4.15)$$

где $k_{\text{уд}} = 1 + e^{-0,01/T_a}$

Воспользуемся средними значениями T_a и $k_{\text{уд}}$, приведенными в таблице для характерных точек электросетей ([2] - Электрооборудование электрических станций и подстанций, автор Л.Д. Рожкова, стр. 110-111).

Данные выбираем T_a и $k_{\text{уд}}$ для распределительной сети напряжением 6-10 кВ. $T_a = 0,01$ с, $k_{\text{уд}} = 1,369$

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} I_{\text{п0}} \cdot k_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot 8,43 \cdot 1,369 = 16,32 \text{ А.}$$

Апериодическая составляющая тока КЗ равна:

$$i_{at} = \sqrt{2}I_{\Pi 0} \cdot e^{-\tau/T_a} \quad (4.16)$$

Расчетное время, для которого требуется определить токи КЗ, соответствует времени размыкания цепи КЗ дугогасительными контактами выключателя. Находится по формуле:

$$\tau = 0,01 + t_{c.b.откл} \quad (4.17)$$

$$\tau = 0,01 + t_{c.b.откл} = 0,01 + 0,3 = 0,31 \text{ с.}$$

$$i_{at} = \sqrt{2}I_{\Pi 0} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 8,43 \cdot e^{-\frac{0,31}{0,01}} = 4,1 \cdot 10^{-13} \text{ А.}$$

Периодическая составляющая тока КЗ находится по формуле:

$$I_{\Pi\tau} = \gamma_t I_{\Pi 0} \quad (4.18)$$

Для нахождения периодической составляющей тока КЗ необходимо найти номинальный ток источника $I_{\text{ном.ист.}} = S_{\text{ном.ист.}}/\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}$ и оценить отношение $I_{\Pi 0}/I_{\text{ном.ист.}}$.

$$I_{\text{ном.ист.}} = \frac{118,7}{\sqrt{3} \cdot 10} = 6,85 \text{ А.}$$

Для определения действующего значения периодической составляющей $I_{\Pi\tau}$ в любой момент КЗ используется метод типовых кривых. Метод основан на использовании кривых изменения во времени отношения действующих значений периодической составляющей тока КЗ от генератора в произвольный и начальный моменты времени.

Типовые кривые учитывают изменение действующего значения периодической составляющей тока КЗ.

Если $I_{\Pi 0}/I_{\text{ном.ист.}} < 2$, то это удаленное от источника КЗ, поэтому принимается $\gamma_t = 1$ и $I_{\Pi 0} = I_{\Pi\tau} = \text{const.}$

$$\frac{I_{\Pi 0}}{I_{\text{ном.ист.}}} = \frac{8,43}{6,85} = 1,23 < 2$$

Тогда периодическая составляющая тока КЗ равна:

$$I_{\Pi\tau} = \gamma_t I_{\Pi0} = 1 \cdot 8,43 = 8,43 \text{ A.}$$

Рассчитаем тепловой импульс:

$$B_K = I_{\pi0}^2 (t_{\text{откл}} + T_a) = 8,43^2 (0,3 + 0,01) = 22,03$$

Расчетные данные для остальных выключателей сведем в таблицу 5.

Таблица 5 – Расчетные данные выключателей

№ п/п	Тип выключателя	Расчетные данные	Каталожные данные	Условие выбора
1	ВВУ-СЭЩ-Э3-10-31,5-1600 (ф. 20-07)	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\Pi\tau} = 8,43 \text{ А}$ $I_{a\tau} = 4,1 \cdot 10^{-13} \text{ А}$ $I_{\Pi 0} = 8,43 \text{ А}$ $i_{\text{уд}} = 16,32 \text{ А}$ $B_K = 22,03$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{ном}} = 1600 \text{ А}$ $I_{\text{откл.ном}} = 31,5 \text{ А}$ $I_{a\text{.ном}} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_{\text{норм}} \cdot I_{\text{откл.ном}}}{100}$ $= \frac{\sqrt{2} \cdot 0,20 \cdot 31,5}{100} = 8,9 \text{ кА}$ $I_{\text{дин}} = 31,5 \text{ кА}$ $i_{\text{дин}} = 80 \text{ кА}$ $I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}} = 31,5^2 \cdot 3$ $= 2976 \text{kA}^2 \cdot \text{с}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$ $I_{\text{утяж}} \leq I_{\text{ном}}$ $I_n^{(3)} \leq I_{\text{пр.с}}$ $i_{\text{yl}} \leq i_{\text{дин}}$ $B_k \leq I_{\Pi\tau}^2 \cdot t_{\tau}$
2	ВВУ-СЭЩ-Э3-10-31,5-1600 (ф. 20-09)	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\Pi\tau} = 8,43 \text{ А}$ $I_{a\tau} = 4,1 \cdot 10^{-13} \text{ А}$ $I_{\Pi 0} = 8,43 \text{ А}$ $i_{\text{уд}} = 16,32 \text{ А}$ $B_K = 22,03$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{ном}} = 1600 \text{ А}$ $I_{\text{откл.ном}} = 31,5 \text{ А}$ $I_{a\text{.ном}} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_{\text{норм}} \cdot I_{\text{откл.ном}}}{100}$ $= \frac{\sqrt{2} \cdot 0,20 \cdot 31,5}{100} = 8,9 \text{ кА}$ $I_{\text{дин}} = 31,5 \text{ кА}$ $i_{\text{дин}} = 80 \text{ кА}$ $I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}} = 31,5^2 \cdot 3$ $= 2976 \text{kA}^2 \cdot \text{с}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$ $I_{\text{утяж}} \leq I_{\text{ном}}$ $I_n^{(3)} \leq I_{\text{пр.с}}$ $i_{\text{yl}} \leq i_{\text{дин}}$ $B_k \leq I_{\Pi\tau}^2 \cdot t_{\tau}$

Продолжение таблицы 1

3	ВВУ-СЭЩ-ЭЗ-10-31,5-1600 (ф. 20-13)	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\Pi\tau} = 8,43 \text{ А}$ $I_{a\tau} = 4,1 \cdot 10^{-13} \text{ А}$ $I_{\Pi 0} = 8,43 \text{ А}$ $i_{yд} = 16,32 \text{ А}$ $B_K = 22,03$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{ном}} = 1600 \text{ А}$ $I_{\text{откл.ном}} = 31,5 \text{ А}$ $I_{a\text{.ном}} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_{\text{норм}} \cdot I_{\text{откл.ном}}}{100}$ $= \frac{\sqrt{2} \cdot 0,20 \cdot 31,5}{100} = 8,9 \text{ кА}$ $I_{\text{дин}} = 31,5 \text{ кА}$ $i_{\text{дин}} = 80 \text{ кА}$ $I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}} = 31,5^2 \cdot 3$ $= 2976 \text{kA}^2 \cdot \text{с}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$ $I_{\text{утяж}} \leq I_{\text{ном}}$ $I_n^{(3)} \leq I_{\text{пр.с}}$ $i_{y\text{l}} \leq i_{\text{дин}}$ $B_k \leq I_{\Pi\tau}^2 \cdot t_{\tau}$
4	ВВУ-СЭЩ-ЭЗ-10-31,5-1600 (ф. 20-15)	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\Pi\tau} = 8,43 \text{ А}$ $I_{a\tau} = 4,1 \cdot 10^{-13} \text{ А}$ $I_{\Pi 0} = 8,43 \text{ А}$ $i_{yд} = 16,32 \text{ А}$ $B_K = 22,03$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{ном}} = 1600 \text{ А}$ $I_{\text{откл.ном}} = 31,5 \text{ А}$ $I_{a\text{.ном}} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_{\text{норм}} \cdot I_{\text{откл.ном}}}{100}$ $= \frac{\sqrt{2} \cdot 0,20 \cdot 31,5}{100} = 8,9 \text{ кА}$ $I_{\text{дин}} = 31,5 \text{ кА}$ $i_{\text{дин}} = 80 \text{ кА}$ $I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}} = 31,5^2 \cdot 3$ $= 2976 \text{kA}^2 \cdot \text{с}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$ $I_{\text{утяж}} \leq I_{\text{ном}}$ $I_n^{(3)} \leq I_{\text{пр.с}}$ $i_{y\text{l}} \leq i_{\text{дин}}$ $B_k \leq I_{\Pi\tau}^2 \cdot t_{\tau}$

Продолжение таблицы 1

5	ВВУ-СЭЩ-ЭЗ-10-31,5-1600 (ф. 20-17)	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\Pi\tau} = 8,43 \text{ А}$ $I_{a\tau} = 4,1 \cdot 10^{-13} \text{ А}$ $I_{\Pi 0} = 8,43 \text{ А}$ $i_{yд} = 16,32 \text{ А}$ $B_K = 22,03$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{ном}} = 1600 \text{ А}$ $I_{\text{откл.ном}} = 31,5 \text{ А}$ $I_{a\text{.ном}} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_{\text{норм}} \cdot I_{\text{откл.ном}}}{100}$ $= \frac{\sqrt{2} \cdot 0,20 \cdot 31,5}{100} = 8,9 \text{ кА}$ $I_{\text{дин}} = 31,5 \text{ кА}$ $i_{\text{дин}} = 80 \text{ кА}$ $I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}} = 31,5^2 \cdot 3$ $= 2976 \text{kA}^2 \cdot \text{с}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$ $I_{\text{утяж}} \leq I_{\text{ном}}$ $I_n^{(3)} \leq I_{\text{пр.с}}$ $i_{y\text{l}} \leq i_{\text{дин}}$ $B_k \leq I_{\Pi\tau}^2 \cdot t_{\tau}$
6	ВВУ-СЭЩ-ЭЗ-10-31,5-1600 (ф. 20-27)	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\Pi\tau} = 8,43 \text{ А}$ $I_{a\tau} = 4,1 \cdot 10^{-13} \text{ А}$ $I_{\Pi 0} = 8,43 \text{ А}$ $i_{yд} = 16,32 \text{ А}$ $B_K = 22,03$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{ном}} = 1600 \text{ А}$ $I_{\text{откл.ном}} = 31,5 \text{ А}$ $I_{a\text{.ном}} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_{\text{норм}} \cdot I_{\text{откл.ном}}}{100}$ $= \frac{\sqrt{2} \cdot 0,20 \cdot 31,5}{100} = 8,9 \text{ кА}$ $I_{\text{дин}} = 31,5 \text{ кА}$ $i_{\text{дин}} = 80 \text{ кА}$ $I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}} = 31,5^2 \cdot 3$ $= 2976 \text{kA}^2 \cdot \text{с}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$ $I_{\text{утяж}} \leq I_{\text{ном}}$ $I_n^{(3)} \leq I_{\text{пр.с}}$ $i_{y\text{l}} \leq i_{\text{дин}}$ $B_k \leq I_{\Pi\tau}^2 \cdot t_{\tau}$

Продолжение таблицы 1

7	ВВУ-СЭЩ-ЭЗ-10-31,5-1600 (ф. 20-29)	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\Pi\tau} = 8,43 \text{ А}$ $I_{a\tau} = 4,1 \cdot 10^{-13} \text{ А}$ $I_{\Pi 0} = 8,43 \text{ А}$ $i_{yд} = 16,32 \text{ А}$ $B_K = 22,03$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{ном}} = 1600 \text{ А}$ $I_{\text{откл.ном}} = 31,5 \text{ А}$ $I_{a\text{.ном}} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_{\text{норм}} \cdot I_{\text{откл.ном}}}{100}$ $= \frac{\sqrt{2} \cdot 0,20 \cdot 31,5}{100} = 8,9 \text{ кА}$ $I_{\text{дин}} = 31,5 \text{ кА}$ $i_{\text{дин}} = 80 \text{ кА}$ $I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}} = 31,5^2 \cdot 3$ $= 2976 \text{kA}^2 \cdot \text{с}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$ $I_{\text{утяж}} \leq I_{\text{ном}}$ $I_n^{(3)} \leq I_{\text{пр.с}}$ $i_{y\text{l}} \leq i_{\text{дин}}$ $B_k \leq I_{\Pi\tau}^2 \cdot t_{\tau}$
8	ВВУ-СЭЩ-ЭЗ-10-31,5-1600 (ф. 20-31)	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\Pi\tau} = 8,43 \text{ А}$ $I_{a\tau} = 4,1 \cdot 10^{-13} \text{ А}$ $I_{\Pi 0} = 8,43 \text{ А}$ $i_{yд} = 16,32 \text{ А}$ $B_K = 22,03$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{ном}} = 1600 \text{ А}$ $I_{\text{откл.ном}} = 31,5 \text{ А}$ $I_{a\text{.ном}} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_{\text{норм}} \cdot I_{\text{откл.ном}}}{100}$ $= \frac{\sqrt{2} \cdot 0,20 \cdot 31,5}{100} = 8,9 \text{ кА}$ $I_{\text{дин}} = 31,5 \text{ кА}$ $i_{\text{дин}} = 80 \text{ кА}$ $I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}} = 31,5^2 \cdot 3$ $= 2976 \text{kA}^2 \cdot \text{с}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$ $I_{\text{утяж}} \leq I_{\text{ном}}$ $I_n^{(3)} \leq I_{\text{пр.с}}$ $i_{y\text{l}} \leq i_{\text{дин}}$ $B_k \leq I_{\Pi\tau}^2 \cdot t_{\tau}$

Продолжение таблицы 1

9	ВВУ-СЭЩ-ЭЗ-10-31,5-1600 (ф. 20-33)	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\Pi\tau} = 8,43 \text{ А}$ $I_{a\tau} = 4,1 \cdot 10^{-13} \text{ А}$ $I_{\Pi 0} = 8,43 \text{ А}$ $i_{yд} = 16,32 \text{ А}$ $B_K = 22,03$	$I_{\text{ном}} = 1600 \text{ А}$ $I_{\text{откл.ном}} = 31,5 \text{ А}$ $I_{a\text{.ном}} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_{\text{норм}} \cdot I_{\text{откл.ном}}}{100}$ $= \frac{\sqrt{2} \cdot 0,20 \cdot 31,5}{100} = 8,9 \text{ кА}$ $I_{\text{дин}} = 31,5 \text{ кА}$ $i_{\text{дин}} = 80 \text{ кА}$ $I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}} = 31,5^2 \cdot 3$ $= 2976 \text{kA}^2 \cdot \text{с}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$ $I_{\text{утяж}} \leq I_{\text{ном}}$ $I_n^{(3)} \leq I_{\text{пр.с}}$ $i_{y\text{l}} \leq i_{\text{дин}}$ $B_k \leq I_{\Pi\tau}^2 \cdot t_{\tau}$
10	ВВУ-СЭЩ-ЭЗ-10-31,5-1600 (ф. 20-35)	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\Pi\tau} = 8,43 \text{ А}$ $I_{a\tau} = 4,1 \cdot 10^{-13} \text{ А}$ $I_{\Pi 0} = 8,43 \text{ А}$ $i_{yд} = 16,32 \text{ А}$ $B_K = 22,03$	$I_{\text{ном}} = 1600 \text{ А}$ $I_{\text{откл.ном}} = 31,5 \text{ А}$ $I_{a\text{.ном}} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_{\text{норм}} \cdot I_{\text{откл.ном}}}{100}$ $= \frac{\sqrt{2} \cdot 0,20 \cdot 31,5}{100} = 8,9 \text{ кА}$ $I_{\text{дин}} = 31,5 \text{ кА}$ $i_{\text{дин}} = 80 \text{ кА}$ $I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}} = 31,5^2 \cdot 3$ $= 2976 \text{kA}^2 \cdot \text{с}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$ $I_{\text{утяж}} \leq I_{\text{ном}}$ $I_n^{(3)} \leq I_{\text{пр.с}}$ $i_{y\text{l}} \leq i_{\text{дин}}$ $B_k \leq I_{\Pi\tau}^2 \cdot t_{\tau}$

Продолжение таблицы 1

11	ВВУ-СЭЩ-Э-10-31,5/3150 (В-1Т)	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\Pi\tau} = 8,89 \text{ А}$ $I_{a\tau} = 4,32 \cdot 10^{-13} \text{ А}$ $I_{\Pi 0} = 8,89 \text{ А}$ $i_{yд} = 17,21 \text{ А}$ $B_K = 24,49$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{ном}} = 3150 \text{ А}$ $I_{\text{откл.ном}} = 31,5 \text{ А}$ $I_{a\text{.ном}} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_{\text{норм}} \cdot I_{\text{откл.ном}}}{100}$ $= \frac{\sqrt{2} \cdot 0,20 \cdot 31,5}{100} = 8,9 \text{ кА}$ $I_{\text{дин}} = 31,5 \text{ кА}$ $i_{\text{дин}} = 128 \text{ кА}$ $I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}} = 31,5^2 \cdot 3$ $= 2976 \text{kA}^2 \cdot \text{с}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$ $I_{\text{утяж}} \leq I_{\text{ном}}$ $I_n^{(3)} \leq I_{\text{пр.с}}$ $i_{y\text{l}} \leq i_{\text{дин}}$ $B_k \leq I_{\Pi\tau}^2 \cdot t_{\tau}$
12	ВВУ-СЭЩ-Э3-10-31,5-1600 (φ. 20-11)	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\Pi\tau} = 8,43 \text{ А}$ $I_{a\tau} = 4,1 \cdot 10^{-13} \text{ А}$ $I_{\Pi 0} = 8,43 \text{ А}$ $i_{yд} = 16,32 \text{ А}$ $B_K = 22,03$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{ном}} = 1600 \text{ А}$ $I_{\text{откл.ном}} = 31,5 \text{ А}$ $I_{a\text{.ном}} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_{\text{норм}} \cdot I_{\text{откл.ном}}}{100}$ $= \frac{\sqrt{2} \cdot 0,20 \cdot 31,5}{100} = 8,9 \text{ кА}$ $I_{\text{дин}} = 31,5 \text{ кА}$ $i_{\text{дин}} = 80 \text{ кА}$ $I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}} = 31,5^2 \cdot 3$ $= 2976 \text{kA}^2 \cdot \text{с}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$ $I_{\text{утяж}} \leq I_{\text{ном}}$ $I_n^{(3)} \leq I_{\text{пр.с}}$ $i_{y\text{l}} \leq i_{\text{дин}}$ $B_k \leq I_{\Pi\tau}^2 \cdot t_{\tau}$

Продолжение таблицы 1

13	ВВУ-СЭЩ-ЭЗ-10-31,5-1600 (ф. 20-08)	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\Pi\tau} = 8,43 \text{ А}$ $I_{a\tau} = 4,1 \cdot 10^{-13} \text{ А}$ $I_{\Pi 0} = 8,43 \text{ А}$ $i_{yд} = 16,32 \text{ А}$ $B_K = 22,03$	$I_{\text{ном}} = 1600 \text{ А}$ $I_{\text{откл.ном}} = 31,5 \text{ А}$ $I_{a\text{.ном}} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_{\text{норм}} \cdot I_{\text{откл.ном}}}{100}$ $= \frac{\sqrt{2} \cdot 0,20 \cdot 31,5}{100} = 8,9 \text{ кА}$ $I_{\text{дин}} = 31,5 \text{ кА}$ $i_{\text{дин}} = 80 \text{ кА}$ $I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}} = 31,5^2 \cdot 3$ $= 2976 \text{kA}^2 \cdot \text{с}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$ $I_{\text{утяж}} \leq I_{\text{ном}}$ $I_n^{(3)} \leq I_{\text{пр.с}}$ $i_{y\text{l}} \leq i_{\text{дин}}$ $B_k \leq I_{\Pi\tau}^2 \cdot t_{\tau}$
14	ВВУ-СЭЩ-ЭЗ-10-31,5-1600 (ф. 20-10)	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\Pi\tau} = 8,43 \text{ А}$ $I_{a\tau} = 4,1 \cdot 10^{-13} \text{ А}$ $I_{\Pi 0} = 8,43 \text{ А}$ $i_{yд} = 16,32 \text{ А}$ $B_K = 22,03$	$I_{\text{ном}} = 1600 \text{ А}$ $I_{\text{откл.ном}} = 31,5 \text{ А}$ $I_{a\text{.ном}} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_{\text{норм}} \cdot I_{\text{откл.ном}}}{100}$ $= \frac{\sqrt{2} \cdot 0,20 \cdot 31,5}{100} = 8,9 \text{ кА}$ $I_{\text{дин}} = 31,5 \text{ кА}$ $i_{\text{дин}} = 80 \text{ кА}$ $I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}} = 31,5^2 \cdot 3$ $= 2976 \text{kA}^2 \cdot \text{с}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$ $I_{\text{утяж}} \leq I_{\text{ном}}$ $I_n^{(3)} \leq I_{\text{пр.с}}$ $i_{y\text{l}} \leq i_{\text{дин}}$ $B_k \leq I_{\Pi\tau}^2 \cdot t_{\tau}$

Продолжение таблицы 1

15	ВВУ-СЭЩ-ЭЗ-10-31,5-1600 (ф. 20-14)	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\Pi\tau} = 8,43 \text{ А}$ $I_{a\tau} = 4,1 \cdot 10^{-13} \text{ А}$ $I_{\Pi 0} = 8,43 \text{ А}$ $i_{yд} = 16,32 \text{ А}$ $B_K = 22,03$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{ном}} = 1600 \text{ А}$ $I_{\text{откл.ном}} = 31,5 \text{ А}$ $I_{a\text{.ном}} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_{\text{норм}} \cdot I_{\text{откл.ном}}}{100}$ $= \frac{\sqrt{2} \cdot 0,20 \cdot 31,5}{100} = 8,9 \text{ кА}$ $I_{\text{дин}} = 31,5 \text{ кА}$ $i_{\text{дин}} = 80 \text{ кА}$ $I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}} = 31,5^2 \cdot 3$ $= 2976 \text{kA}^2 \cdot \text{с}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$ $I_{\text{утяж}} \leq I_{\text{ном}}$ $I_n^{(3)} \leq I_{\text{пр.с}}$ $i_{y\text{l}} \leq i_{\text{дин}}$ $B_k \leq I_{\Pi\tau}^2 \cdot t_{\tau}$
16	ВВУ-СЭЩ-ЭЗ-10-31,5-1600 (ф. 20-18)	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\Pi\tau} = 8,43 \text{ А}$ $I_{a\tau} = 4,1 \cdot 10^{-13} \text{ А}$ $I_{\Pi 0} = 8,43 \text{ А}$ $i_{yд} = 16,32 \text{ А}$ $B_K = 22,03$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{ном}} = 1600 \text{ А}$ $I_{\text{откл.ном}} = 31,5 \text{ А}$ $I_{a\text{.ном}} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_{\text{норм}} \cdot I_{\text{откл.ном}}}{100}$ $= \frac{\sqrt{2} \cdot 0,20 \cdot 31,5}{100} = 8,9 \text{ кА}$ $I_{\text{дин}} = 31,5 \text{ кА}$ $i_{\text{дин}} = 80 \text{ кА}$ $I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}} = 31,5^2 \cdot 3$ $= 2976 \text{kA}^2 \cdot \text{с}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$ $I_{\text{утяж}} \leq I_{\text{ном}}$ $I_n^{(3)} \leq I_{\text{пр.с}}$ $i_{y\text{l}} \leq i_{\text{дин}}$ $B_k \leq I_{\Pi\tau}^2 \cdot t_{\tau}$

Продолжение таблицы 1

17	БВУ-СЭЩ-ЭЗ-10-31,5-1600 (ф. 20-24)	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\Pi\tau} = 8,43 \text{ А}$ $I_{a\tau} = 4,1 \cdot 10^{-13} \text{ А}$ $I_{\Pi 0} = 8,43 \text{ А}$ $i_{yд} = 16,32 \text{ А}$ $B_K = 22,03$	$I_{\text{ном}} = 1600 \text{ А}$ $I_{\text{откл.ном}} = 31,5 \text{ А}$ $I_{a\text{.ном}} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_{\text{норм}} \cdot I_{\text{откл.ном}}}{100}$ $= \frac{\sqrt{2} \cdot 0,20 \cdot 31,5}{100} = 8,9 \text{ кА}$ $I_{\text{дин}} = 31,5 \text{ кА}$ $i_{\text{дин}} = 80 \text{ кА}$ $I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}} = 31,5^2 \cdot 3$ $= 2976 \text{kA}^2 \cdot \text{с}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$ $I_{\text{утяж}} \leq I_{\text{ном}}$ $I_n^{(3)} \leq I_{\text{пр.с}}$ $i_{y\text{l}} \leq i_{\text{дин}}$ $B_k \leq I_{\Pi\tau}^2 \cdot t_{\tau}$
18	БВУ-СЭЩ-ЭЗ-10-31,5-1600 (ф. 20-28)	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\Pi\tau} = 8,43 \text{ А}$ $I_{a\tau} = 4,1 \cdot 10^{-13} \text{ А}$ $I_{\Pi 0} = 8,43 \text{ А}$ $i_{yд} = 16,32 \text{ А}$ $B_K = 22,03$	$I_{\text{ном}} = 1600 \text{ А}$ $I_{\text{откл.ном}} = 31,5 \text{ А}$ $I_{a\text{.ном}} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_{\text{норм}} \cdot I_{\text{откл.ном}}}{100}$ $= \frac{\sqrt{2} \cdot 0,20 \cdot 31,5}{100} = 8,9 \text{ кА}$ $I_{\text{дин}} = 31,5 \text{ кА}$ $i_{\text{дин}} = 80 \text{ кА}$ $I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}} = 31,5^2 \cdot 3$ $= 2976 \text{kA}^2 \cdot \text{с}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$ $I_{\text{утяж}} \leq I_{\text{ном}}$ $I_n^{(3)} \leq I_{\text{пр.с}}$ $i_{y\text{l}} \leq i_{\text{дин}}$ $B_k \leq I_{\Pi\tau}^2 \cdot t_{\tau}$

Продолжение таблицы 1

19	БВУ-СЭЩ-ЭЗ-10-31,5-1600 (ф. 20-30)	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\Pi\tau} = 8,43 \text{ А}$ $I_{a\tau} = 4,1 \cdot 10^{-13} \text{ А}$ $I_{\Pi 0} = 8,43 \text{ А}$ $i_{yд} = 16,32 \text{ А}$ $B_K = 22,03$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{ном}} = 1600 \text{ А}$ $I_{\text{откл.ном}} = 31,5 \text{ А}$ $I_{a\text{.ном}} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_{\text{норм}} \cdot I_{\text{откл.ном}}}{100}$ $= \frac{\sqrt{2} \cdot 0,20 \cdot 31,5}{100} = 8,9 \text{ кА}$ $I_{\text{дин}} = 31,5 \text{ кА}$ $i_{\text{дин}} = 80 \text{ кА}$ $I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}} = 31,5^2 \cdot 3$ $= 2976 \text{kA}^2 \cdot \text{с}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$ $I_{\text{утяж}} \leq I_{\text{ном}}$ $I_n^{(3)} \leq I_{\text{пр.с}}$ $i_{y\text{l}} \leq i_{\text{дин}}$ $B_k \leq I_{\Pi\tau}^2 \cdot t_{\tau}$
20	БВУ-СЭЩ-ЭЗ-10-31,5-1600 (ф. 20-32)	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\Pi\tau} = 8,43 \text{ А}$ $I_{a\tau} = 4,1 \cdot 10^{-13} \text{ А}$ $I_{\Pi 0} = 8,43 \text{ А}$ $i_{yд} = 16,32 \text{ А}$ $B_K = 22,03$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{ном}} = 1600 \text{ А}$ $I_{\text{откл.ном}} = 31,5 \text{ А}$ $I_{a\text{.ном}} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_{\text{норм}} \cdot I_{\text{откл.ном}}}{100}$ $= \frac{\sqrt{2} \cdot 0,20 \cdot 31,5}{100} = 8,9 \text{ кА}$ $I_{\text{дин}} = 31,5 \text{ кА}$ $i_{\text{дин}} = 80 \text{ кА}$ $I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}} = 31,5^2 \cdot 3$ $= 2976 \text{kA}^2 \cdot \text{с}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$ $I_{\text{утяж}} \leq I_{\text{ном}}$ $I_n^{(3)} \leq I_{\text{пр.с}}$ $i_{y\text{l}} \leq i_{\text{дин}}$ $B_k \leq I_{\Pi\tau}^2 \cdot t_{\tau}$

Продолжение таблицы 1

21	ВВУ-СЭЩ-Э-10-31,5/3150 (B-2T)	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\Pi\tau} = 8,89 \text{ А}$ $I_{a\tau} = 4,32 \cdot 10^{-13} \text{ А}$ $I_{\Pi 0} = 8,89 \text{ А}$ $i_{yд} = 17,21 \text{ А}$ $B_K = 24,49$	$I_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{ном}} = 3150 \text{ А}$ $I_{\text{откл.ном}} = 31,5 \text{ А}$ $I_{a\text{.ном}} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_{\text{норм}} \cdot I_{\text{откл.ном}}}{100}$ $= \frac{\sqrt{2} \cdot 0,20 \cdot 31,5}{100} = 8,9 \text{ кА}$ $I_{\text{дин}} = 31,5 \text{ кА}$ $i_{\text{дин}} = 128 \text{ кА}$ $I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}} = 31,5^2 \cdot 3$ $= 2976 \text{kA}^2 \cdot \text{с}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$ $I_{\text{утяж}} \leq I_{\text{ном}}$ $I_n^{(3)} \leq I_{\text{пр.с}}$ $i_{y\text{l}} \leq i_{\text{дин}}$ $B_k \leq I_{\Pi\tau}^2 \cdot t_{\tau}$
22	ВВУ-СЭЩ-Э3-10-31,5-1600 (ф. 20-16)	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\Pi\tau} = 8,43 \text{ А}$ $I_{a\tau} = 4,1 \cdot 10^{-13} \text{ А}$ $I_{\Pi 0} = 8,43 \text{ А}$ $i_{yд} = 16,32 \text{ А}$ $B_K = 22,03$	$I_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{ном}} = 1600 \text{ А}$ $I_{\text{откл.ном}} = 31,5 \text{ А}$ $I_{a\text{.ном}} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_{\text{норм}} \cdot I_{\text{откл.ном}}}{100}$ $= \frac{\sqrt{2} \cdot 0,20 \cdot 31,5}{100} = 8,9 \text{ кА}$ $I_{\text{дин}} = 31,5 \text{ кА}$ $i_{\text{дин}} = 80 \text{ кА}$ $I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}} = 31,5^2 \cdot 3$ $= 2976 \text{kA}^2 \cdot \text{с}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$ $I_{\text{утяж}} \leq I_{\text{ном}}$ $I_n^{(3)} \leq I_{\text{пр.с}}$ $i_{y\text{l}} \leq i_{\text{дин}}$ $B_k \leq I_{\Pi\tau}^2 \cdot t_{\tau}$

Окончание таблицы 1

23	ВВУ-СЭЩ-Э-10-31,5/3150 (СВ-10 1-2 сек)	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\Pi\tau} = 8,89 \text{ А}$ $I_{a\tau} = 4,32 \cdot 10^{-13} \text{ А}$ $I_{\Pi 0} = 8,89 \text{ А}$ $i_{\text{уд}} = 17,21 \text{ А}$ $B_K = 24,49$	$I_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{ном}} = 3150 \text{ А}$ $I_{\text{откл.ном}} = 31,5 \text{ А}$ $I_{a\text{.ном}} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_{\text{норм}} \cdot I_{\text{откл.ном}}}{100}$ $= \frac{\sqrt{2} \cdot 0,20 \cdot 31,5}{100} = 8,9 \text{ кА}$ $I_{\text{дин}} = 31,5 \text{ кА}$ $i_{\text{дин}} = 128 \text{ кА}$ $I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}} = 31,5^2 \cdot 3$ $= 2976 \text{kA}^2 \cdot \text{с}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$ $I_{\text{утяж}} \leq I_{\text{ном}}$ $I_n^{(3)} \leq I_{\text{пр.с}}$ $i_{\text{yl}} \leq i_{\text{дин}}$ $B_k \leq I_{\Pi\tau}^2 \cdot t_{\tau}$
24	ВВУ-СЭЩ-Э3-10-31,5-1600 (ф. 26-29)	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\Pi\tau} = 8,43 \text{ А}$ $I_{a\tau} = 4,1 \cdot 10^{-13} \text{ А}$ $I_{\Pi 0} = 8,43 \text{ А}$ $i_{\text{уд}} = 16,32 \text{ А}$ $B_K = 22,03$	$I_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{ном}} = 1600 \text{ А}$ $I_{\text{откл.ном}} = 31,5 \text{ А}$ $I_{a\text{.ном}} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_{\text{норм}} \cdot I_{\text{откл.ном}}}{100}$ $= \frac{\sqrt{2} \cdot 0,20 \cdot 31,5}{100} = 8,9 \text{ кА}$ $I_{\text{дин}} = 31,5 \text{ кА}$ $i_{\text{дин}} = 80 \text{ кА}$ $I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}} = 31,5^2 \cdot 3$ $= 2976 \text{kA}^2 \cdot \text{с}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$ $I_{\text{утяж}} \leq I_{\text{ном}}$ $I_n^{(3)} \leq I_{\text{пр.с}}$ $i_{\text{yl}} \leq i_{\text{дин}}$ $B_k \leq I_{\Pi\tau}^2 \cdot t_{\tau}$

5. Релейная защита.

На ПС 110/35/10 КСК в ячейках установлены реле приведенные в таблице 6:

Таблица 6 – реле на ПС 110кВ КСК

№ ячейки	Тип защиты	Размещение	Год ввода в эксплуатацию	Состояние
№1 (ШР В-1Т-10)	-	ЗРУ -10кВ	1963	удовлетворительное
№2 (В-1Т-10)	-	ЗРУ -10кВ	1963	удовлетворительное
№3 (ф.26-03)	PT-85	ЗРУ -10кВ	1963	удовлетворительное
№4 (1TH-10 1сек.)	PT-85	ЗРУ -10кВ	1963	удовлетворительное
№5 (2TH-10 1сек.)	PT-85	ЗРУ -10кВ	1963	удовлетворительное
№7 (CB-10)	PT-85	ЗРУ -10кВ	1963	удовлетворительное
№8 (ШР CB-10)		ЗРУ -10кВ	1963	удовлетворительное
№9 (1TH-10, 2TH-10 2сек.)		ЗРУ -10кВ	1963	удовлетворительное
№10 (Резерв)	PT-85	ЗРУ -10кВ	1963	удовлетворительное
№11 (ШР В-2Т-10)	-	ЗРУ -10кВ	1963	удовлетворительное
№12 (В-2Т-10)	-	ЗРУ -10кВ	1963	удовлетворительное
№15/14 (Резерв)	PT-85	ЗРУ -10кВ	1963	удовлетворительное
№17/16 (Резерв)	PT-85	ЗРУ -10кВ	1963	удовлетворительное
№18 (ф.26-18)	PT-85	ЗРУ -10кВ	1963	удовлетворительное
№19 (ф.26-19)	PT-85	ЗРУ -10кВ	1963	удовлетворительное
№22/21 (Резерв)	PT-85	ЗРУ -10кВ	1963	удовлетворительное
№24/23 (Резерв)	PT-85	ЗРУ -10кВ	1963	удовлетворительное
№25 (ф.26-25)	PT-85	ЗРУ -10кВ	1963	удовлетворительное
№26 (ф.26-26)	PT-85	ЗРУ -10кВ	1963	удовлетворительное
№26 (ф.26-27)	PTB	ЗРУ -10кВ	1963	удовлетворительное
№28 (ф.26-28)	PT-85	ЗРУ -10кВ	1963	удовлетворительное
№29 (ф.26-29)	PT-85	ЗРУ -10кВ	1963	удовлетворительное
№30 (ф.26-30)	PT-85	ЗРУ -10кВ	1963	удовлетворительное
№31 (ф.26-31)	PT-85	ЗРУ -10кВ	1963	удовлетворительное
№32 (ф.26-32)	PT-85	ЗРУ -10кВ	1963	удовлетворительное
№34 (ф.26-34)	Сириус-2Л	ЗРУ -10кВ	2013	удовлетворительное

Реле имеют защиту трех типов: PT-85, PTB и Сириус – 2Л. Реле типа **PT-85** используется в устройствах защиты на переменном оперативном токе. Оно оснащено контактами усиленной мощности. Эти контакты способны шунтировать и дешунтировать управляемую цепь при токах до 150 А, если ее полное сопротивление не более 4 Ом при токе 4 А и не более 1,5 Ом при токе 50 А.

Реле применяются для защиты электрических установок при нагрузках и коротких замыканиях. Они являются комбинированными и состоят из двух

элементов: индукционного с диском, создающего выдержку времени, и электромагнитного мгновенного действия, создающего «отсечку» при больших значениях тока короткого замыкания.

Реле РТВ используется как элемент дистанционного автоматического управления пружинных приводов типа ПП-67, ПП-67К.

Реле РТВ выполняется в шести вариантах. Диапазон уставок номинальных отключающих токов 5-35 А. Отклонение тока срабатывания реле относительно тока уставки по шкале в пределах +/-10%. Погрешность тока срабатывания на одной уставке 4%.

Реле имеют ограниченно зависимую характеристику выдержки времени. Выдержка времени срабатывания РТВ в не зависит от величины тока части ее характеристики плавно регулируется от 0 до 4 сек., погрешность выдержки времени не более 0,2 сек.

Устройство «Сириус-2-Л» предназначено для выполнения функций релейной защиты, автоматики, управления и сигнализации присоединений напряжением 3–35 кВ.

Функции защиты:

1. трехступенчатая максимальная токовая защита (МТЗ) от междуфазных повреждений с контролем двух или трех фазных токов;
2. автоматический ввод ускорения любых ступеней МТЗ при любом включении выключателя;
3. защита от обрыва фазы питающего фидера (ЗОФ);
4. защита от однофазных замыканий на землю (ОЗЗ) по сумме высших гармоник;
5. защита от однофазных замыканий на землю по току основной частоты;
6. выдача сигнала пуска МТЗ для организации логической защиты шин. Функции автоматики, выполняемые устройством:
7. операции отключения и включения выключателя по внешним командам с защитой от многократных включений выключателя;
8. возможность подключения внешних защит, например, дуговой, или от однофазных замыканий на землю;
9. формирование сигнала УРОВ при отказах своего выключателя; - одно- или двукратное АПВ;
10. исполнение внешних сигналов АЧР и ЧАПВ.

Все реле, установленные в ячейках фидеров, находятся в удовлетворительном состоянии, но были введены в эксплуатацию в 1963 году. За такой большой срок службы реле устарели и требуют замены, на более новые и технологичные.

Основными критериями, указывающими на необходимость замены, модернизации и реконструкции устройств РЗА, являются следующие:

1. техническое перевооружение энергообъекта или его части, при котором выполняется замена защищаемого основного оборудования (трансформатора, выключателей и др.);
2. несоответствие технических характеристик или функциональных возможностей устройства требованиям к селективности, быстродействию, чувствительности, резервированию при действующих или предусматриваемых в ближайшей перспективе схемах или режимах работы энергообъекта или прилегающей сети;
3. невозможность восстановления требуемых параметров и характеристик устройств и комплексов РЗА при проведении технического обслуживания;
4. фактический износ большей части аппаратов электромеханического устройства до состояния, требующего их замены;
5. неудовлетворительное состояние изоляции контрольных кабелей, монтажных проводов устройства, катушек, изоляционных трубок и т.д. по механической (высыхание, трещины, хрупкость) или электрической прочности или по уровню сопротивления изоляции;
6. рост количества случаев изменения характеристик и (или) повреждений элементов устройства, выявленных при проведении технического обслуживания и при анализе случаев неправильной работы;
7. рост относительного числа неправильной работы (процента отказов, излишней и ложной работы устройства);
8. техническое перевооружение на смежном энергообъекте, функционально связанного устройства РЗА;
9. прекращение выпуска устройств РЗА и отсутствие запасных частей к ним.

5.1. Расчет уставок релейной защиты

Для защиты линий 10 кВ используется многоступенчатая токовая защита. В роли первой ступени рассчитывается токовая отсечка без выдержки времени (ТО), второй ступенью принято считать токовую отсечку с выдержкой времени (ТОВ). Третьей ступенью, как самой чувствительной, используют максимальную токовую защиту (МТЗ). Для линий с небольшой протяженностью. Очень часто невозможно построить полноценную трехступенчатую защиту из-за недостаточной чувствительности первой или второй ступени. Следовательно, применяют либо двухступенчатую защиту – токовой отсечки и максимальной токовой защиты, либо только МТЗ.

На рассматриваемой ПС «КСК» в качестве защиты линий принимаем двухступенчатую защиту (ТО, МТЗ) опираясь на их небольшую протяженность. По требованиям безопасности и надежности, следует рассчитать защиту от однофазных замыканий на землю. Для каждого выключателя также необходимо предусмотреть устройство резервирования отказа выключателя.

Первая ступень токовой защиты – это токовая отсечка (ТО) – она предназначена для отключения близких КЗ. Уставка ТО отстраивается от максимального значения тока трехфазного короткого замыкания в конце защищаемой линии или питающего элемента. Ток срабатывания ТО выбирается по формуле:

$$I_{\text{с.з.то}} = K_{\text{отс}} \cdot I_{k2.\text{max}}, \quad (5.1)$$

где $K_{\text{отс}}$ - коэффициент отстройки, принимаемый для МП реле 1,1...1,2.

$I_{k2.\text{max}}$ – ток трехфазного короткого замыкания в конце защищаемого элемента, кА.

Затем необходимо определить ток срабатывания реле:

$$I_{\text{с.р}} = \frac{I_{\text{с.з.то}} \cdot K_{\text{сx}}}{n_T} \quad (5.2)$$

Далее выбирается окончательная уставка срабатывания реле и производится обратный расчет тока срабатывания защиты.

Чувствительность защит выражается коэффициентом чувствительности защиты, который рассчитывается по следующей формуле:

$$K_{\text{ч.о}} = 0,87 \cdot \frac{I_{k1\text{min}}}{I_{\text{с.з.у}}} \quad (5.3)$$

Согласно ПУЭ, должны выполняться условия:

$$K_{\text{ч}} \geq 1,5$$

Для обеспечения селективности по току:

$$I_{C,3.\text{TO.посл}} = K_{\text{н}} \cdot I_{C,3.\text{TOпред}} \quad (5.4)$$

Токовая отсечка для отходящих линий выполняется без выдержки времени.

Вторая ступень токовой защиты – это максимальная токовая защита (МТЗ) – она предназначена для защиты не только линии, на которой она установлена, но и обеспечить дальнее резервирование при повреждениях выключателей либо несрабатывания защиты на нижестоящих линиях.

Токи срабатывания МТЗ выбираются по следующим условиям:

- несрабатывание защиты при сверхтоках после отключения КЗ на предыдущем элементе;
- согласование чувствительности защит предыдущего и последующего элементов;
- обеспечение необходимой чувствительности при коротком замыкании в конце защищаемой линии и в конце предыдущего элемента.

По условию несрабатывания защиты при сверхтоках, ток срабатывания защиты рассчитывается по выражению:

$$I_{C,3} \geq \frac{K_{\text{н}}}{K_{\text{в}}} \cdot K_{\text{сзп}} \cdot I_{\text{раб.макс}} , \quad (5.5)$$

где $K_{\text{н}}$ - коэффициент надежности несрабатывания защиты, с учетом запаса и погрешностей, $K_{\text{н}} = 1,1 \dots 1,2$;

$K_{\text{в}}$ - коэффициент возврата, $K_{\text{в}} = 0,95 \dots 0,98$;

$K_{\text{сзп}}$ - коэффициент самозапуска нагрузки, отражающий увеличение рабочего тока $I_{\text{раб.макс}}$ за счет одновременного пуска электродвигателей, которые затормозились при снижении напряжения во время короткого замыкания. Для бытовой нагрузки $K_{\text{сзп}} = 1,1 \dots 1,3$.

Максимальное значение рабочего тока защищаемого элемента $I_{\text{раб.макс}}$ определяется с учетом его перегрузки, для чего необходимо знать максимальный нагрузочный ток линии. При отсутствии данных, ток определяется приближенно как длительно допустимый ток провода линии. Также, нагрузочный ток линии можно рассчитать по суммарной мощности подключенных трансформаторов.

Для согласования защит предыдущего и последующего элементов сети, ток срабатывания защиты последующего элемента выбирается по условию:

$$I_{\text{сз.посл.}} \geq K_{\text{нс}} \cdot (I_{\text{сз.пред.}} + \sum I'_{\text{раб.макс}}), \quad (5.6)$$

где $K_{\text{нс}}$ – коэффициент надежности согласования, $K_{\text{нс}} = 1,1$;

$I_{\text{сз.пред.}}$ - наибольшее значение тока срабатывания МТЗ предыдущего элемента сети, с которым производится согласование, А;

$\sum I'_{\text{раб.макс}}$ - арифметическая сумма значений рабочих токов нагрузки всех предыдущих элементов, за исключением того элемента, с защитой которого производится согласование, А.

За расчетный ток принимается значение наибольшего тока из условий (5), (6).

Далее необходимо определить ток срабатывания реле:

$$I_{\text{c.p.}} = \frac{I_{\text{c.3}} \cdot K_{\text{сх}}}{n_T}, \quad (5.7)$$

где $I_{\text{c.3}}$ – ток срабатывания защиты (первичный), А;

n_T – коэффициент трансформации трансформаторов тока;

$K_{\text{сх}}$ – коэффициент схемы соединения трансформаторов тока, при применении схемы полной или неполной звезды $K_{\text{сх}} = 1$ и при полном или неполном треугольнике $K_{\text{сх}} = \sqrt{3}$.

Далее выбирается окончательная уставка срабатывания реле и производится обратный расчет тока срабатывания защиты.

В конечном итоге, уставка защиты (МТЗ) последующего элемента всегда должна быть меньше уставки защиты (МТЗ) предыдущего элемента, что обеспечивает выполнение условия селективности защит.

По условию обеспечения необходимой чувствительности необходимо знать значения токов КЗ в конце основной зоны и в конце зоны резервирования. Определение коэффициентов чувствительности защиты производится по выражениям:

$$K_{\text{ч.о}} = 0,87 \cdot \frac{I_{k1\min}}{I_{\text{с.з.у}}} \quad (5.8)$$

$$(5.9)$$

$$K_{\text{ч.р}} = 0,87 \cdot \frac{I_{k2\min}}{I_{\text{с.з.у}}} .$$

где $K_{ч.о}$, $K_{ч.р}$ – коэффициенты чувствительности защиты соответственно в основной и резервной зонах.

Согласно ПУЭ, должны выполняться условия:

$$K_{ч.о} \geq 1,5, \quad (5.10)$$

$$K_{ч.р} \geq 1,2. \quad (5.11)$$

В целях обеспечения временной селективности действия защиты последующего и предыдущего элементов для максимальной токовой защиты вводится выдержка времени для замедления действия защиты данной линии. Время срабатывания защиты в данном случае выставляется больше, чем время срабатывания защиты предыдущей линии:

$$t_{c.z.\text{посл}} = t_{c.z.\text{пред}} + \Delta t, \quad (5.12)$$

где Δt – ступень селективности. $\Delta t = 0,2$ с;

Величина Δt состоит из времени отключения выключателя (0,04...0,11 с), времени возврата защиты (0,04 с), погрешности по времени последующей и предыдущей защит (4...6%) и необходимого запаса (0,05...0,1 с).

Согласно ПУЭ, в целях обнаружения однофазных КЗ для каждой отходящей линии должна быть предусмотрена защита от однофазных замыканий на землю, действующая на сигнал и на отключение (при необходимости).

Задача однофазных замыканий на землю, как правило, применяется в разветвленных сетях с большим количеством присоединений с приблизительно равными параметрами линий, такими как длина, тип проводника, и т.д. ЗОЗЗ должна реагировать на суммарный емкостный ток сети, протекающий через поврежденный элемент.

Значение емкостного тока линии и, также, суммарного емкостного тока линий всей сети можно ориентировочно определить по эмпирической формуле (для воздушных сетей):

$$I_{C\Sigma} \approx \frac{U_n \cdot L_{\Sigma}}{350} \quad (5.13)$$

где U_n – номинальное напряжение линии, кВ,

L_{Σ} – суммарная длина линий, км.

Ток срабатывания защиты выбирается из учета несрабатывания при внешних однофазных замыканиях на землю и в режимах без ОЗЗ, кроме того,

для исключения ложных срабатываний защита отстраивается по времени срабатывания $t_{c.z}$. Первичный ток срабатывания выбирается из двух условий:

1) отстройки от собственного емкостного тока защищаемого присоединения I_{Ci} при дуговых перемежающихся однофазных замыканиях на землю:

$$I_{0c.z} \geq K_{omc} K_{\delta p} I_C \quad (5.14)$$

где $K_{otc} = 1,2 \dots 1,3$ — коэффициент отстройки, учитывающий погрешность реле тока, ошибки расчета I_{Ci} и запас;

$K_{\delta p} = 1,2 \dots 2,5$ — коэффициент, учитывающий увеличение действующего значения I_c при дуговых перемежающихся ОЗЗ;

2) отстройки от максимального тока небаланса фильтра токов нулевой последовательности в режимах без ОЗЗ или при внешних междуфазных КЗ:

$$I_{0c.z} \geq K_{omc} I_{n\bar{b}.max} \quad (5.15)$$

где $K_{otc} = 1,25$ для трехтрансформаторных ФТНП и $1,5 \dots 2$ (с учетом приближенного характера определения $I_{n\bar{b}.max}$) для кабельных трансформаторов тока нулевой последовательности;

$I_{n\bar{b}.max}$ — максимальный ток небаланса, А.

5.2. Защита линий 10 кВ

Для примера произведем расчет согласно вышеизложенной методике уставок токовой отсечки, максимальной токовой защиты и защиты однофазных замыканий на землю фидера «26-03», с типом защиты РТ – 85.

Для данного присоединения:

Максимальный ток $I_{раб.max} = 14$ А, $I_{k2max} = 16,32$ А;

Выберем уставки для токовой отсечки:

Согласно (5.9) ток срабатывания:

$$I_{c.z.to} = K_{otc} \cdot I_{k2max} = 1,1 \cdot 16,32 = 17,952 \text{ A.}$$

Вычислим согласно (5.3) ток срабатывания реле:

$$I_{c.p} = \frac{I_{c.z.to} \cdot K_{cx}}{n_T} = \frac{17,795 \cdot 1}{10} = 1,795 \text{ A.}$$

Принимаем к уставке на терминале защит $I_{c.p.y} = 1,8 \text{ A}$, с действием на отключение.

Тогда ток срабатывания на первичной стороне будет:

$$I_{c.p.y} \cdot K_T = 1,8 \cdot 50 = 90 \text{ A.}$$

Выберем уставки для максимальной токовой защиты:

Согласно (5.1) ток срабатывания:

$$I_{c.3} \geq \frac{K_H}{K_B} \cdot K_{czp} \cdot I_{\text{раб.макс}} = \frac{1,1}{0,96} \cdot 1,8 \cdot 14 = 28,87 \text{ A.}$$

Вычислим согласно (5.3) ток срабатывания реле:

$$I_{c.p} = \frac{I_{c.3} \cdot K_{cx}}{n_T} = \frac{28,87 \cdot 1}{10} = 2,88 \text{ A.}$$

Принимаем к уставке на терминале защит $I_{c.p.y} = 3 \text{ A}$, с действием на отключение.

Тогда ток срабатывания на первичной стороне будет:

$$I_{c.z.y} = K_t \cdot I_{c.p.y} = 3 \cdot 20 = 60 \text{ A.}$$

Время срабатывания МТЗ принимаем $t_{cz} = 0,4 \text{ с.}$

Выберем уставки для защиты от однофазных замыканий на землю:

Рассчитаем согласно (5.13) значение емкостного тока линии, и, соответственно, всей сети:

$$I_{C\Sigma} = \frac{U_H \cdot L_\Sigma}{10} = \frac{10 \cdot 20}{350} = 0,57 \text{ A.}$$

Вычислим согласно (5.14) ток срабатывания защиты:

$$I_{0c.3} \geq K_{otc} \cdot K_{bp} \cdot I_C = 1,2 \cdot 1,2 \cdot 0,57 = 0,8208$$

Рассчитаем ток срабатывания реле:

$$I_{c.p} = \frac{I_{c.3} \cdot K_{cx}}{n_T} = \frac{0,8208 \cdot 1}{15} = 0,0547 \text{ A.}$$

Принимаем к уставке на терминале защит $I_{c.p.y} = 0,05 \text{ A}$, с действием на отключение.

Тогда ток срабатывания на первичной стороне будет:

$$I_{c.z.y} = K_t \cdot I_{c.p.y} = 0,05 \cdot 25 = 1,25 \text{ A}.$$

Время срабатывания защиты принимаем $t_{c3} = 10 \text{ с}$.

5.2.1. Функция УРОВ

При отказе выключателя устройство резервирования отказа выключателя должно действовать на отключение более близкого к источнику питания выключателя. При отказе выключателя стороны НН, этим выключателем будет являться выключатель стороны ВН трансформатора. Воздействие УРОВ при отказе выключателя в первом случае осуществляется внутри устройства БЭ2502А0102 подключением функции УРОВ к соответствующему выходному реле, а во втором случае - сигнал УРОВ выдается во внешнюю схему. Выдержка времени УРОВ должна обеспечивать возврат схемы после нормального отключения выключателя.

Таким образом, время действия УРОВ можно принять $0.15 - 0.3 \text{ сек.}$, с учетом качества применяемых выключателей.

Расчет уставки произведем по следующей формуле:

$$I_{c.3} = 0,1 \cdot I_{c.z.MT3} = 0,1 \cdot 60 = 6 \text{ A}.$$

Ток срабатывания реле:

$$I_{c.p} = \frac{I_{c.3} \cdot K_{cx}}{n_T} = \frac{6 \cdot 1}{10} = 0,6 \text{ A}.$$

Расчетные данные уставок остальных отходящих линий сводим в таблицу 7.

Таблица 7 – Уставки РЗА для отходящих линий 10 кВ

№ п/п	Фидер	Уставка ТО			Уставка МТЗ			Уставка УРОВ		
		Iс.з., А	Iс.р., А	tс.з., с	Iс.з., А	Iс.р., А	tс.з., с	Iс.з., А	Iс.р., А	tс.з., с
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	ШРВ-1Т-10	17,952	1,795	0,1	28,87	2,88	1	6	0,6	0,2
2	B-1Т-10	17,952	1,795	0,1	28,87	2,88	1	6	0,6	0,2
3	Φ.26-03	17,952	1,795	0,1	28,87	2,88	1	6	0,6	0,2

Окончание таблицы 7

4	1TH-10 1 сек	17,952	1,795	0,1	28,87	2,88	1	6	0,6	0,2
5	2TH-10 1 сек	17,952	1,795	0,1	28,87	2,88	1	6	0,6	0,2
6	СВ-10	17,952	1,795	0,1	28,87	2,88	1	6	0,6	0,2
7	ШР СВ-10	18,931	1,839	0,1	28,87	2,88	1	6	0,6	0,2
8	1TH-10, 2TH-10 2 сек	17,952	1,795	0,1	28,87	2,88	1	6	0,6	0,2
9	ШР В-2Т- 10	18,931	1,839	0,1	28,87	2,88	1	6	0,6	0,2
10	Φ. 26-18	17,952	1,795	0,1	28,87	2,88	1	6	0,6	0,2
11	Φ. 26-19	17,952	1,795	0,1	28,87	2,88	1	6	0,6	0,2
12	Φ. 26-25	17,952	1,795	0,1	28,87	2,88	1	6	0,6	0,2
13	Φ. 26-26	17,952	1,795	0,1	28,87	2,88	1	6	0,6	0,2
14	Φ. 26-27	17,952	1,795	0,1	28,87	2,88	1	6	0,6	0,2
15	Φ. 26-28	17,952	1,795	0,1	28,87	2,88	1	6	0,6	0,2
16	Φ. 26-29	17,952	1,795	0,1	28,87	2,88	1	6	0,6	0,2
17	Φ. 26-30	17,952	1,795	0,1	28,87	2,88	1	6	0,6	0,2
18	Φ. 26-31	17,952	1,795	0,1	28,87	2,88	1	6	0,6	0,2
19	Φ. 26-32	17,952	1,795	0,1	28,87	2,88	1	6	0,6	0,2
20	Φ. 26-34	17,952	1,795	0,1	28,87	2,88	1	6	0,6	0,2
21	В-2Т-10	18,931	1,839	0,1	28,87	2,88	1	6	0,6	0,2

6. Локальная смета реконструкции ПС «КСК».

Смета — это официальный документ, в котором рассчитывается сумма средств необходимых на выполнение проекта, в данном случае, на реконструкцию ПС 110/35/10 «КСК». Смета содержит в себе информацию о расходах:

1. фонда заработной платы;
2. налоги и отчисления по ней;
3. расходы на приобретение материалов и комплектующих.

Сметная стоимость - это сумма финансов необходимых для выполнения проекта. Сметная стоимость является основой для определения размера капитальных вложений, расходов на финансирование, на приобретение оборудования и пр.

Локальная смета — это исходный сметный документ, который делается по отдельным видам работ. Он включает в себя затраты отдельно взятых участков.

Локальная смета считается самой примитивной. Составляется в виде таблицы из двух взаимозависимых частей. В первой части указывается перечень работ, их шифр, затраты на выполнение и единицы измерения. Во второй части указываются уточненные затраты. Они выражаются в денежном эквиваленте на единицу продукции. Итог по смете - это стоимость планируемых работ.

Стоимость работ в локальных сметах может рассчитываться в двух уровнях цен:

1. в ценах базисного уровня, определяемых на основе действующих сметных норм и цен, установленных на 01.01.2000 г.;
2. в текущих ценах, определяемых на основе цен, сложившихся в настоящее время.

Стоимость оборудования представлена в таблице 8.

Полная стоимость объекта включает затраты на строительно-монтажные работы, затраты на приобретение и монтаж оборудования и прочие затраты:

$$C_{\text{п}} = C_{\text{смр}} + C_{\text{об}} + C_{\text{пр}}, \quad (6.1)$$

где $C_{\text{смр}}$ — затраты на строительно-монтажные работы по возведению зданий и сооружений, монтаж технологического оборудования;

$C_{\text{об}}$ — затраты на приобретение оборудования;

$C_{\text{пр}}$ — прочие и лимитированные затраты, включающие научно-исследовательские работы; авторский надзор, подготовку кадров, дополнительные расходы и др.

Стоимость строительно-монтажных работ в локальной смете включает прямые затраты, накладные расходы и сметную прибыль:

$$C_{\text{смр}} = C_{\text{пз}} + C_{\text{н}} + P_{\text{см}}, \quad (6.2)$$

где $C_{\text{пз}}$ – прямые затраты, включающие стоимость материалов, изделий, конструкций, оплату труда рабочих и эксплуатации строительных машин;

$C_{\text{н}}$ – накладные расходы, охватывающие затраты строительно-монтажных организаций;

$P_{\text{см}}$ – сметная прибыль, сумма средств, необходимых для покрытия расходов.

Прямые затраты на строительно-монтажные работы включают:

$$C_{\text{пз}} = C_{\text{зп}} + C_{\text{эм}} + C_{\text{мат}}, \quad (6.3)$$

где $C_{\text{зп}}$ – сдельная и повременная оплата труда рабочих;

$C_{\text{эм}}$ – расходы по эксплуатации строительных машин и оборудования;

$C_{\text{мат}}$ – расходы на материалы, необходимые для выполнения строительно-монтажных работ.

Прямые затраты на строительно-монтажные работы иначе определяются исходя из объемов работ и согласованных единичных расценок:

$$C_{\text{пз}} = \sum_{i=1}^I W_i \cdot P_{ci}, \quad (6.4)$$

где W_i – объем строительно-монтажных работ i -го вида;

P_{ci} – цена (расценка) за единицу строительно-монтажной работы;

$i=1 \dots I$ – число работ на объекте строительства.

Стоимость монтажных работ в базисных ценах включает в себя следующие элементы:

Общая стоимость 65,760 тыс. руб.

в том числе:

Фонд основной заработной платы 25,920 тыс. руб.

Сметная стоимость материалов 39,840 тыс. руб.

Базисные индексы удорожания стоимости строительства 2020 г. по отношению к 2000 г. с учетом инфляции составляют:

- стоимость материалов = 4,81;
- заработка плата = 4,039.

После расчёта величины прямых затрат переходим к определению накладных расходов.

Накладные расходы определяются:

$$C_{\text{н}} = C_{\text{зп}} \cdot I_{\text{зп}} \cdot \frac{k_{\text{н}}}{100} = (C_{\text{зпс}} + C_{\text{зпм}}) \cdot I_{\text{зп}} \cdot \frac{k_{\text{н}}}{100}, \quad (6.5)$$

$$C_{\text{н}} = 25,920 \cdot 4,039 \cdot 0,95 = 99,456 \text{ тыс. руб}$$

где $C_{\text{зп}}$ – суммарная величина основной заработной платы;

$I_{\text{зп}}$ – индекс текущего уровня заработной платы по отношению к уровню 2000 г.;

$k_{\text{н}}$ – норматив накладных расходов, рекомендуемый Госстроем России – 0,95.

Сметная прибыль является нормативной частью стоимости строительной продукции и не относится на себестоимость работ. Размер сметной прибыли определяем на основе рекомендуемых общеотраслевых нормативов от оплаты труда рабочих:

$$P_{\text{см}} = C_{\text{зп}} \cdot I_{\text{зп}} \cdot \frac{k_{\text{н}}}{100} = (C_{\text{зпс}} + C_{\text{зпм}}) \cdot I_{\text{зп}} \cdot \frac{k_{\text{н}}}{100}, \quad (6.6)$$

$$P_{\text{см}} = 118,181 \cdot 0,65 = 76,817 \text{ тыс. руб.}$$

где $C_{\text{зп}}$ – суммарная величина основной заработной платы рабочих;

$I_{\text{зп}}$ – индекс текущего уровня заработной платы в строительстве по отношению к уровню 2000 г.;

$k_{\text{п}}$ – норматив сметной прибыли, рекомендуемый Госстроем России – 0,65.

Пересчет локальной сметы в текущие цены при использовании базисно-индексного метода.

При детальном пересчете в текущие цены индексируются следующие элементы локальной сметы: фонд заработной платы; стоимость оборудования и материалов.

Затраты на материалы в текущих ценах тыс. руб. расчетного года τ :

$$C_{\text{м}}^{\tau} = C_{\text{м}} \cdot C_{\text{м}}^{\tau}, \quad (6.7)$$

где $C_{\text{м}}$ – стоимость материалов в базисных ценах 2000 г.;

$C_{\text{м}}^{\tau}$ – базисные индексы удорожания материалов к расчетному году τ :

$$C_{\text{м}}^{\tau} = 39,840 \cdot 4,81 = 191,630 \text{ тыс. руб}$$

Затраты на основную заработную плату по монтажу и на заработную плату по эксплуатацию машин в текущих ценах:

$$C_{зп}^{\tau} = C_{зп} \cdot I_{зп}^{\tau} = (C_{зпс} + C_{зпм}) \cdot I_{зп}^{\tau} \quad (6.8)$$

где $C_{зп}$ – основная заработная плата работников в расценках 2000 г.;
 $I_{зп}^{\tau}$ – базисный индекс увеличения заработной платы к расчетному году τ .

$$C_{зп} = 25,920 \cdot 4,039 = 104,690 \text{ тыс.руб}$$

Для определения прямых затрат просуммируем полученные по формулам (6.7) и (6.8) результаты.

Расчет дополнительных затрат.

При составлении локальных смет на приобретаемое оборудование учитываем дополнительные затраты на тару и упаковку, транспортные расходы, заготовительно-складские расходы и наценка торговых организаций:

$$C_{доп} = C_{зч} + C_{ты} + C_{тр} + C_{об} + C_{ком} + C_{зс}, \quad (6.9)$$

где $C_{зч}$ – стоимость запасных частей;

$C_{ты}$ – расходы на тару и упаковку;

$C_{тр}$ – транспортные расходы;

$C_{ком}$ – расходы на комплектацию;

$C_{зс}$ – заготовительно-складские расходы.

Все составляющие дополнительных расходов, связанных с приобретением оборудования, в соответствии с нормативными документами определяются как доля от сметной стоимости оборудования:

стоимость запасных частей

$$C_{зч} = k_{зч} \cdot C_0, \quad (6.10)$$

расходы на тару и упаковку

$$C_{ты} = k_{ты} \cdot C_0, \quad (6.11)$$

транспортные расходы

$$C_{tp} = k_{tp} \cdot C_0, \quad (6.12)$$

стоимость услуг посреднических и сбытовых организаций

$$C_{cb} = k_{cb} \cdot C_0, \quad (6.13)$$

расходы на комплектацию

$$C_{kom} = k_{kom} \cdot C_0, \quad (6.14)$$

заготовительно-складские расходы

$$C_{zc} = k_{zc} \cdot C_0, \quad (6.15)$$

где $k_{zc} = 0,02$ – коэффициент, учитывающий стоимость запчастей;

k_{ty} – коэффициент, учитывающий расходы на тару и упаковку, принимается равным для электрооборудования 0,015;

$k_{tp} = 0,03$ – транспортные расходы;

$k_{cb} = 0,05$ – снабженческо-сбытовая наценка;

$k_{kom} = 0,005$ – коэффициент, учитывающий расходы на комплектацию;

$k_{zc} = 0,012$ – коэффициент, учитывающий заготовительно-складские расходы;

C_0 – сметная стоимость основного технологического оборудования.

$$C_{расх.обор} = C_{доп} + C_0, \quad (6.16)$$

$$C_{расх.обор} = 5,250 + 39,840 = 45,090 \text{ тыс. руб.}$$

Сметная стоимость материалов, изделий и конструкций.

Сметная стоимость материалов, изделий и конструкций определяем следующим образом:

$$C_{мат} = C_{отп} + C_{tp} + C_{ty} + C_{зср.} \quad (6.17)$$

где $C_{отп}$ – отпускная цена поставщика на материалы, изделия или конструкции;

C_{tp} – транспортные расходы;

C_{ty} – расходы на тару и упаковку;

$C_{зср}$ - заготовительно-складские расходы.

$$C_{мат} = 39,840 + 1,195 + 0,597 + 0,478 = 42,110 \text{ тыс. руб.}$$

Лимитированные и прочие затраты.

Дополнительные затраты при производстве строительно-монтажных работ в зимнее время определяем по нормативам Сборника сметных норм дополнительных затрат при производстве строительно-монтажных работ в зимнее время.

Расчет дополнительных затрат при производстве работ в зимнее время осуществляем по формуле:

$$\begin{aligned} C_3^\tau &= k_3 \cdot \\ C_{смр}^\tau & \end{aligned} \quad (6.18)$$

где k_3 – среднегодовая сметная норма, учитывающая дополнительные затраты строительной организации при работе в зимнее время.

Среднегодовую сметную норму на конструкции и виды работ определяем следующим образом.

Норма дополнительных затрат по конструкциям и видам работ, приведенная в разделе II ГЭСН 81-05-02-2001 умножается на удельный вес зимнего периода в году для температурной зоны, к которому относится регион:

$$C_3 = 472,593 \cdot 0,0203 = 9,593 \text{ тыс. руб.}$$

Затраты на подвижной и разъездной характер работы

Данный вид затрат определяем расчетным путем следующим образом:

$$C_{ри}^\tau = k_p \cdot C_{зп}^\tau \quad (6.19)$$

где $C_{ри}^\tau$ – суммарная величина основной заработной платы рабочих;

k_p – коэффициент, учитывающий увеличение затрат строительной организации, связанных с разъездным и подвижным характером работы 0,15.

$$C_{рип} = 104,690 \cdot 0,15 = 15,703 \text{ тыс. руб.}$$

В состав сводного сметного расчета, затраты на добровольное страхование включаются в размере до 3% от суммы строительно-монтажных работ, согласно Постановлению Правительства РФ от 31.05.2000 года №20.

Размер средств на покрытие страховых взносов по добровольному страхованию определяем:

$$C_{\text{смр}}^{\tau} = k_{\text{ст}} \cdot C_{\text{ст}}^{\tau} \quad (6.20)$$

где $k_{\text{ст}}$ – коэффициент, учитывающий дополнительные затраты строительной организации на осуществление добровольного страхования деятельности.

$$C_{\text{ст}} = 472,593 \cdot 0,03 = 14,177 \text{ тыс. руб.}$$

Рассчитываем затраты, связанные с премированием за ввод в эксплуатацию объектов в срок. Оплата премий за ввод объектов в эксплуатацию определяем от текущей стоимости строительно-монтажных работ по объекту:

$$C_{\text{смр}}^{\tau} = k_{\text{экс}} \cdot C_{\text{экс}}^{\tau} \quad (6.21)$$

где $C_{\text{смр}}^{\tau}$ – сметная норма, учитывающая размер средств на премирование за ввод в действие объекта.

$$C_{\text{экс}} = 472,593 \cdot 0,025 = 11,814 \text{ тыс. руб.}$$

Сумму лимитированных и прочих затрат определяем, как сумму полученных результатов, которая равняется 51,287 тыс. руб.

Рассчитываем резерв средств на непредвиденные работы и затраты. Назначение резерва средств на непредвиденные работы и затраты состоит в возмещении стоимости работ и затрат, появившихся в ходе уточнения проектных решений или изменения условий строительства. Размер отчислений составляет не более 2% от полной сметной стоимости для объектов социальной сферы и не более 3% - для объектов производственного назначения:

$$C_{\text{не}}^{\tau} = k_{\text{не}} \cdot C_{\text{п}}^{\tau} \quad (6.22)$$

где $k_{\text{не}}$ – коэффициент, учитывающий размер резерва на непредвиденные работы и затраты.

$$C_{\text{не}} = ((51,287 + 472,593 + 45,090 + 42,110) \cdot 0,03 = 18,332 \text{ тыс. руб.}$$

Значение лимитированных и прочих затрат определяем, как сумму лимитированных, прочих затрат и непредвиденных расходов, которое равняется 69,619 тыс.руб.

Полная стоимость строительно-монтажных работ в текущих ценах.

Полную стоимость электромонтажных работ определяем, как сумму лимитированных и прочих затрат, расходов на оборудование в текущих ценах и затрат на монтажные работы в текущих ценах.

Полученные результаты расчета сметы представлены в таблице 9.

Таблица 8 – Стоимость оборудования.

№ п/п	Наименование оборудования	Ед.изм.	Кол-во	Стоимость за единицу (тыс. руб.)	Стоимость общая (тыс. руб.)
1	ВВУ-СЭЩ-ЭЗ-10-31,5-1600	Шт.	21	1660,00	34860,00
2	ВВУ-СЭЩ-Э-10-31,5/3150	Шт.	3	1660,00	4980,00
Итого					39840,00

Таблица 9 – Детальный пересчет сметы в текущие цены.

№ п/п	Наименование показателя	Коэффициент, отн. ед.	Значение, тыс.руб.
1	Монтажные работы в базисных ценах (01.01.2000 г.)		
	Основная заработка плата		25,920
	Строительные материалы		39,840
2	Пересчет стоимости монтажных работ в текущие цены		
	Удорожание затрат на заработную плату	4,039	104,690
	Удорожание материалов	4,81	191,630
	Всего прямых затрат в текущих ценах:		296,32
	Накладные расходы	0,95	99,456
	Сметная прибыль организаций	0,65	76,817
	Всего затрат на монтажные работы в текущих ценах по смете:		472,593
3.	Стоимость оборудования по смете:		
	Стоимость оборудования в текущих ценах		39,840
	Расчет дополнительных расходов на оборудование		
	Расход на запасные части	0,02	0,796
	Расход на тару и упаковку	0,015	0,597

	Транспортные расходы	0,03	1,195
	Снабженческо – сбытовая наценка	0,05	1,992
	Заготовительно – складские расходы	0,012	0,478
	Расходы на комплектацию	0,005	0,192
	Всего дополнительные расходы на оборудование:		5,250
	Всего расходы на оборудование в текущих ценах		45,090
4	Стоимость материалов по смете:		
	Оптовая цена на материалы в текущих ценах		39,840
	Расчет дополнительных расходов на материалы		
	Транспортные расходы	0,03	1,195
	Расходы на тару и упаковку	0,015	0,597
	Заготовительно – складские расходы	0,012	0,478

Окончание таблицы 9

	Всего дополнительные расходы на материалы:		2,270
	Всего дополнительные расходы в текущих ценах		42,110
5	Лимитированные и прочие затраты в текущих ценах:		
	Затраты на работу в зимнее время	0,0203	9,593
	Затраты на подвижной характер работы	0,15	15,703
	Затраты на добровольное страхование	0,03	14,177
	Затраты на премирование за ввод в эксплуатацию	0,025	11,814
	Сумма лимитированных и прочих затрат		51,287
	Непредвиденные расходы и затраты	0,03	18,332
	Всего лимитированных и прочих затрат в текущих ценах:		69,619
	Полная стоимость работ в текущих ценах:		629,412

7. Система АСКУЭ

Описание, принцип работы и установка автоматизированной системы коммерческого учета электроэнергии приведено из следующих электронных источников [16], [17] и [18].

Одной из наиболее важных задач для любого промышленного предприятия является эффективное энергосбережение, которое позволяет содействовать конкурентоспособности в условиях неизменного роста стоимости энергоресурсов. Осуществить меры эффективного энергосбережения невозможно, если на предприятии не обеспечивается безошибочный учет потребления электроэнергии. Очень важным шагом на этом пути станет создание АСКУЭ.

Автоматизированная система коммерческого учёта электроэнергии — предоставляет коммерческий учёт электроэнергии (мощности).

Коммерческий учёт электрической энергии (мощности) – это процесс измерения количества электрической энергии и диагностирования объема мощности, сбора, сохранения, обработки, предоставления результатов измерений и формирования данных о количестве произведенной и потребленной электрической энергии (мощности) для взаиморасчетов за поставленные электрическую энергию и мощность, а также за услуги.

Системы энергоучёта позволяют создавать учёт расходования электроэнергии и тепла на объектах жилого, коммерческого и производственного назначения. Эти системы могут учитывать потребление энергоресурсов на уровне дома, районов, города, населённого пункта с унитарным диспетчерским и финансовым центрами.

Функции системы АСКУЭ:

1. Автоматическое собирание данных коммерческого учёта расходования электроэнергии по каждой точке (группе) учёта на заданных коммерческих интервалах;
2. Сохранение параметров учета баз данных;
3. Снабжение многотарифного учёта потребления (отпуска) электроэнергии;
4. Залог контроля за соблюдением лимитов энергопотребления;
5. Вывод расчётных параметров на терминал и/или на устройство печати по требованию оператора;
6. Ведение унитарного системного времени с возможностью его корректировки.

Специфика систем автоматизированного коммерческого учета электроэнергии.

Система АСКУЭ способна выполнить полноценный сбор сведений, которые предоставляют автоматизированные счетчики. Данная процедура

производится дистанционно, данные проходят обработку и отправляются на верхнюю ступень.

АСКУЭ представляет из себя сложную структуру иерархической разновидности. Такое формирование позволяет выполнять организованный учёт энергии. Оно включает в себя следующие уровни:

1. Верхний уровень. Является главным компонентом сбора данных. На его сервер поступает определенная информация, передаваемая с приборов учёта, локальной разновидности. Связь обеспечивается с помощью специального протокола. Обмен данными происходит на высокой скорости;
2. Средний уровень. Данный уровень осуществляет передачу данных и включает в себя приборы, отвечающие за сбор и передачу сведений;
3. Нижний уровень, включающий в себя первичные измерители, такие как интеллектуальные счётчики, производящие мониторинг электроэнергии. Он отвечает за непрерывные замеры и передачу сведений на следующий уровень.

Каждый элемент играет значительную роль, и нарушение работы одного негативным образом повлияет на функционирование всей системы.

Структура, осуществляющая автоматизированный учет электроэнергии, играет значительную роль. Она необходима для:

- Подключения и отключения потребителей от сети;
- Автономного сбора сведений со счётчиков и отправки на сервер;
- Анализа данных, связанных с расходом энергии;
- Непрерывного сбора и хранения информации за прошедшие периоды;
- Определения несанкционированного подключения к сети.

Рассматривать строение АСКУЭ целесообразно, разбив ее на блоки.

Блок №1 включает в себя приборы учета энергии, которые представляют собой электронный (индукционный) электросчетчик. Они устанавливаются непосредственно у потребителя. Если установлен электронный счетчик, то сбор информации производится через встроенный порт связи. На сегодняшний день большинство производимых приборов учета оснащены интерфейсом для включения в АСКУЭ. Если установлен индукционный счетчик, то применяется считывающее устройство и передача данных ведется непосредственно с этого датчика.

Блок №2 выполняет функцию связи. Показания, собранные с помощью первого блока должны быть переданы и надежно защищены от неправомерного доступа. Выполнить данную функцию возможно с помощью монтажа следующих линий связи:

1. мобильная связь различных стандартов GPRS, 3G либо по wi-fi;
2. телефонные линии связи;
3. сеть интернет;

4. совокупность всех способов, для наилучшей работы системы.

Блок №3 представляет собой совокупность современных специализированных средств компьютерной обработки полученных данных. С его помощью показания счетчиков будут собраны, обработаны и проанализированы. Он состоит из какого-либо сервера или компьютера с установленным программным обеспечением, которое позволит оптимально настроить все части системы.

На рисунке 5 наглядно представлен принцип работы автоматизированной системы коммерческого учета электроэнергии.

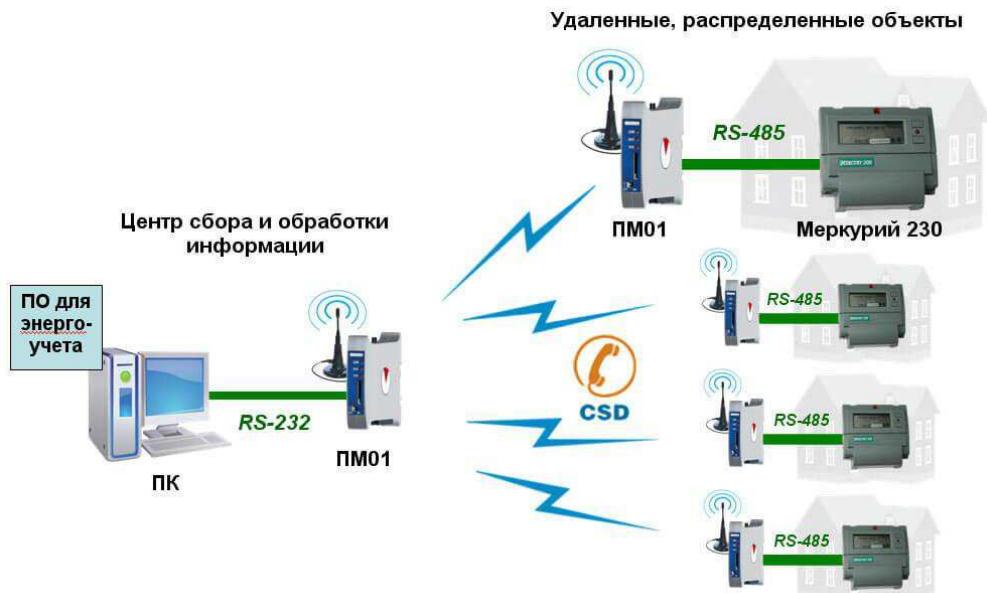


Рисунок 5 – принцип работы автоматизированной системы коммерческого учета электроэнергии.

Монтаж АСКУЭ.

Проектирование – это начальный этап внедрения системы, от его проведения во многом зависят дальнейшая установка и подключение АСКУЭ. На этапе проектирования учитываются следующие особенности объекта: ресурсы, учет которых будет вестись; объемы производства предприятия. На основании расчетов количество и вид применяемого оборудования при установке системы может меняться.

Установка – следует за проведением проектировочных и расчетных работ. Этап установки включает в себя:

- Монтаж оборудования – приборы учета, модемы, серверы, компьютеры;
- Прокладка и монтаж кабельных линий;
- Подключение оборудования;
- Настройка установленного оборудования.

Работы по подключению и настройке АСКУЭ выполняют подрядные организации. Они могут выполнить следующие мероприятия:

1. детальное изучение объекта, выбор подходящего оборудования и составление проектно - сметной документации;
2. согласование с органами Энергосбыта, проведение монтажных и пусконаладочных работ;
3. установка и настройка необходимого компьютерного обеспечения, проведение консультаций, гарантийное обслуживание оборудования.

При возникновении неполадок и сбоев в работе системы можно обращаться к подрядчику, который специализируется на построении данных систем.

Монтаж автоматизированной системы коммерческого учета электроэнергии ведется согласно четким требованиям заказчика, учитывая данные объекта. Большую роль имеет не только этап проектирования и установки, но и настройка системы. Поэтому крайне важно выставить правильные параметры работы и надежно подключиться по каналу связи. От этих факторов будет зависеть все функционирование системы.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Целью реконструкции РУ 10 кВ ПС 110/35/10 КСК с применением элементов цифровизации, принадлежащей филиалу ПАО «МРСК-Сибири» «Хакасэнерго», является её модернизирование и улучшение функционирования.

В данной работе решается вопрос о замене морально устаревших масленых выключателей на более современные вакуумные.

Приведен расчет токов короткого замыкания и на его основе сделан выбор вакуумных выключателей.

Реконструкция подстанции выполнена в следующем объеме: заменены устаревшие масляные выключатели 10 кВ на новые вакуумные, а также устройства релейной защиты и автоматики.

Всё оборудование, предлагаемое к замене на подстанции, проверено на устойчивость при токах короткого замыкания. Проведен расчет и выбор релейной защиты данной подстанции.

Локальный сметный расчет реконструкции РУ 10 кВ ПС 110/35/10 КСК, предоставлен в разделе укрупненный расчет стоимости реконструкции ПС «КСК».

Также в работе рассмотрена автоматизированная система коммерческого учета электроэнергии.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

13. РТ – 85 и РТ – 86 – индукционное реле максимального тока с зависимой и независимой выдержкой времени. [Электронный ресурс] : https://rza.org.ua/rele/read/RT-85-i-RT-86---induktsionnoe-rele-maksimalnogo-toka-s-zavisimoy-i-nezavisimoy-viderzhkoy-vremeni_17.html

14. Рекомендации по модернизации, реконструкции и замене длительно эксплуатирующихся устройств релейной защиты и автоматики энергосистем. [Электронный ресурс] : http://webcache.googleusercontent.com/search?q=cache:p0_AmTvl2X4J:www.rosseti.ru/investment/standart/corp_standart/doc/%25D0%25A1%25D0%25A2%25D0%259E%2034.01-4.1-011-2020.pdf+&cd=2&hl=ru&ct=clnk&gl=ru

15. Локальные сметные расчеты – локальная смета – составление смет на строительные работы. [Электронный ресурс] : https://www.npoekt.ru/local_estimates.html

17. Система АСКУЭ : описание, принцип работы, установка.
[Электронный ресурс] : <https://icbcom.ru/ru/askueaiis-kue/>

18. Автоматическая система коммерческого учета электроэнергии. [Электронный ресурс] : <http://www.ackye.ru/activities/sozdanie-askue/>

19. СТО 4.2-07-2014. Система менеджмента качества. Общие требования к построению, изложению и оформлению документов учебной деятельности [Текст] — Красноярск: ИПК СФУ, 2014. - 60с.

20. Федосеев А. М. Релейная защита электроэнергетических систем [Текст]: уч. пособие для вузов / А. М. Федосеев, М. А. Федосеев. – М.: Энергоатомиздат 1992. – 528 с.

21. Методика расчёта уставок РЗиА на базе шкафов производства НПП «ЭКРА» [Текст] – Чебоксары : НПП «Экра» – 226 с.

22. Беркович М. А. Основы техники релейной защиты [Текст] / М. А. Беркович, В. В. Молчанов, В. А. Семенов. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 375с.

23. Андреев, В. А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения / В. А. Андреев – М : Высшая школа, 1991 – 467 с.

24. СТО 34.01–4.1–005–2017 Правила технического обслуживания устройств релейной защиты, автоматики, дистанционного управления и сигнализации на объектах электросетевого комплекса. – Введ. впервые; дата введ. 19.09.2017. – Москва: ПАО «Россети» 2017. – 152 с.

25. Захаров, О. Г. Надежность цифровых устройств релейной защиты. Показатели. Требования. Оценки: учеб. пособие / О. Г. Захаров. – М.: Инфра-И, 2018. – 128 с.

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Хакасский технический институт — филиал
ФГАОУ ВО «Сибирский федеральный университет»
институт
Электроэнергетика
кафедра

утверждаю
Заведующий кафедрой
Г.Н. Чистяков
подпись инициалы, фамилия
«25» 06 2020г.

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА

13.03.03 «Электроэнергетика и электротехника»
(код и наименование специальности)

Реконструкция РУ - 10 кВ ПС 110/35/10 «КСК» с применением элементов
цифровизации
тема

Руководитель

Елена Ильинична
подпись, дата

Е.В. Платонова

инициалы, фамилия

И.А. Рыжова

инициалы, фамилия

И.А. Кычакова

инициалы, фамилия

Выпускник

24.06.2020

Нормоконтролер

24.06.2020

Абакан 2020