

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

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой

 Н.В. Савина
«06» 07 2020 г.

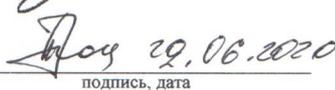
БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция системы электроснабжения поселка Бира Еврейской автономной области с центром питания подстанция Бира 35/10 кВ

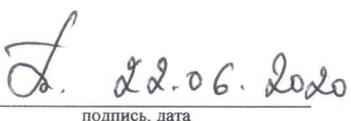
Исполнитель
студент группы 642-об3

 22.06.2020
подпись, дата В.М. Чернецов

Руководитель
доцент

 22.06.2020
подпись, дата П.П. Проценко

Консультант по
безопасности и
экологичности
доцент, канд.техн.наук

 22.06.2020
подпись, дата А.Б. Булгаков

Нормоконтроль
ст. преподаватель

 06.07.2020
подпись, дата Н.С. Бодруг

Благовещенск 2020

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой

 Н.В. Савина

« 25 » 03 2020 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Чернецова Василия Михайловича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция системы электроснабжения поселка Бира Еврейской автономной области с центром питания подстанция Бира 35/10 кВ.

(утверждено приказом от 23.03.2020 № 657-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта): 22.06.2020 г.

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Контрольные замеры нагрузок по подстанциям в Еврейской автономной области, схема электрических сетей Еврейской автономной области, материалы преддипломной практики.

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): 1. Характеристика существующей схемы электроснабжения. 2. Расчёт электрических нагрузок. 3. Разработка вариантов реконструкции. 4. Расчёт ТКЗ. 5. Выбор коммутационного аппарата. 6. Выбор уставок функций защит. 7. Автоматика в распределительных сетях. 8. Газовая защита трансформатора. 9. Техико экономический расчёт. 10. Безопасность и экологичность.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.): 6 листов графической части, 21 таблиц, 19 источника, 21 рисунков.

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

7. Дата выдачи задания: 24.03.2020 г.

Руководитель выпускной квалификационной работы: П.П. Проценко, доцент.

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

Задание принял к исполнению (дата): 23.03.2020


(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 107 с., 21 рисунок, 21 таблицы, 21 источника.

ТРАНСФОРМАТОР, ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СЕТЬ, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ПОДСТАНЦИЯ, ТОК КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ, ОПОРЫ, РАСЧЕТ РЕЖИМА, ЗАЗЕМЛЕНИЕ, МОЛНИЕЗАЩИТА, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА, БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ, ОКУПАЕМОСТЬ

В первой части данной работы была рассмотрена существующая схема электроснабжения поселка Бира. Для начала приведено обоснование реконструкции. Произведен выбор напряжения РУ. А также произведен расчет нагрузок существующей сети.

Во второй части был предложен вариант реконструкции сети. Выбраны сечения проводников и трансформаторы.

Третья часть работы посвящена расчету токов короткого замыкания. Были рассчитаны токи трехфазного и двухфазного короткого замыкания в двух точках.

В четвертой части произведен выбор коммутационного и измерительного оборудования на подстанции на напряжение 10 кВ.

В пятой части были рассчитаны уставки защит линий и трансформаторов.

Шестая часть работы посвящена описанию автоматики, используемой в распределительных сетях.

В седьмой части приведено описание газовой защиты трансформатора.

В восьмой части приведен технико-экономический расчет.

В девятой части рассмотрены вопросы безопасности жизнедеятельности при проведении работ.

СОДЕРЖАНИЕ

Определения, сокращения и обозначения	5
Введение	6
1 Существующая схема электроснабжения	8
1.1 Обоснование реконструкции	8
1.2 Существующая схема электроснабжения	9
1.3 Выбор напряжения и схем распределительных устройств	12
1.4 Режим заземления нейтралей	17
1.5 Требования предъявляемые к релейной защите	19
1.6 Расчёт нагрузок ТП – 10/0,38 кВ с учетом динамики роста	23
1.6.1 Расчет нагрузок существующих сетей	24
1.6.2 Расчёт полной мощности	25
1.7 Определение допустимых потерь напряжения	25
2 Разработка варианта реконструкции сети	27
2.1 Описание варианта реконструкции	27
2.2 Расчет нагрузок в установившемся режиме	28
2.3 Выбор сечения проводов	34
2.4 Выбор силовых трансформаторов	37
2.4.1 Первый вариант	37
2.4.2 Второй вариант	39
2.5 Техничко-экономическое сравнение двух вариантов	39
3 Расчет токов короткого замыкания	46
3.1 Расчет параметров схемы замещения	46
3.2 Вычисление токов короткого замыкания	49
3.3 Вычисление ударного тока КЗ	52
4 Выбор коммутационного оборудования	54
4.1 Выбор выключателя ВН на питающей подстанции	54
4.2 Выбор трансформатора тока	56
4.3 Выбор разъединителя	57

4.4	Выбор трансформатора напряжения	58
5	Выбор уставок функций защит	61
5.1	Максимальная токовая защита	61
5.1.1	МТЗ отходящих воздушных и кабельных линий 6(10) кВ	62
5.1.2	МТЗ понижающих трансформаторов 6,3(10,5)/0,4 кВ	65
5.2	Защита от однофазных замыканий на землю	68
5.2.1	Ненаправленная защита от ОЗЗ по основной гармонике в сетях с изолированной нейтралью	68
5.2.2	Ненаправленная сигнализация ОЗЗ по ВГ в сетях с нейтралью заземленной через ДГР	70
5.2.3	Направленная защита от ОЗЗ по основной гармонике	72
5.3	Логическая защита шин	72
5.4	Защита минимального напряжения	73
5.4.1	ЗМН вводного выключателя	73
5.4.2	ЗМН устройств защиты двигателя и трансформатора напряжения	74
5.5	Защита от повышения напряжения	74
6	Автоматика в распределительных сетях	76
6.1	Автоматическое повторное включение	76
6.1.1	Однократное АПВ линий с односторонним питанием	76
6.1.2	Двукратное АПВ линий с односторонним питанием	77
6.2	Автоматический ввод резерва	77
6.3	Восстановление нормального режима	78
7	Газовая защита трансформатора	81
8	Технико – экономический расчет	85
8.1	Определение стоимости линий электропередач	85
8.2	Определение стоимости ячеек распределительных устройств	86
8.3	Определение стоимости ячеек трансформатора	88
8.4	Определение стоимости постоянной части затрат	89
8.5	Оценка экономической эффективности инвестиций	90

9 Безопасность и экологичность	93
9.1 Безопасность	93
9.2 Экологичность	96
9.3 Чрезвычайные ситуации	101
Заключение	103
Библиографический список	104

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

КТП – комплексная трансформаторная подстанция;

РУ – распределительное устройство;

ОРУ – открытое распредустройство;

СЭС – система электроснабжения;

РЭС – районные электрические сети;

КЛ – кабельная линия;

ВН – высокое напряжение;

ТП – трансформаторная подстанция;

ЦРП – центральный распределительный пункт;

АВР – автоматический ввод резерва;

МТЗ – максимальная токовая защита;

ПУЭ – правила устройства электроустановок;

КЗ – короткое замыкание.

ВВЕДЕНИЕ

Основной задачей проекта электроснабжения села является определение ожидаемых электрических нагрузок на различных ступенях электрической сети. Только нагрузки являются основополагающими техническими характеристиками элементов электрической сети – сечения и марки проводников, мощности и типы трансформаторов, электрических аппаратов и другого вспомогательного электротехнического оборудования. Завышение ожидаемых электрических нагрузок при проектировании нагрузок по сравнению с реальными электрическими нагрузками, возникающими при эксплуатации объекта, приводит к перерасходу проводников и неоправданному перерасходу средств, вложенных в избыточную мощность электрооборудования. Уменьшение – к чрезмерным потерям мощности в сети, перегреву, повышенному износу и сокращению срока службы электрооборудования.

Развитие системы электроснабжения поселка Бира разрабатывается на расчетный срок до 2017 года и выполнено в соответствии с требованиями всех действующих нормативных документов. В дипломном проекте взяты во внимание все потребители электроэнергии, расположенные в пределах условных границ поселка Бира. Расчетные нагрузки для жилых домов существующего многоэтажного жилого сектора будут определяться с учетом централизованного электропищеприготовления.

Реконструкция сетей 10 кВ проводится в поселке Бира, расположенном в 49 км от областного центра г. Биробиджан на берегу реки Бира.

Климат района муссонный по характеру формирования, континентальный по температурным признакам. Лето жаркое и влажное, осадков только в июле и августе 220 – 250 мм (до 43 % годовой нормы), солнечное сияние в июле 53 % возможного. Зима холодная и малоснежная, солнечная, снежный покров около 17 – 21 см, солнечное сияние в январе 63 % возможного. Средняя температура воздуха в июле плюс 20,8 °С, абсолютный максимум плюс 41 °С. Средняя

температура в январе минус 26,4 °С, абсолютный минимум минус 42°С. Глубина промерзания грунта достигает 2,2 метра.

Годовое количество осадков 458 мм (по данным метеостанции поселка Кульдур. Большая часть осадков выпадает в теплое время года.

Преобладающее направление ветра в январе – северное, северо-западное, в июле - юго-восточное. Среднегодовая скорость ветра 3,6 м/с, в отдельные дни весной и осенью до 20 м/с. Средняя температура вегетационного периода 15,9 °С, продолжительность в среднем 162 дня, безморозного периода 127 дней. Сумма среднесуточных температур выше плюс 10 °С – 2172 °С. Количество грозных часов в году - 50. Толщина стенки гололеда достигает 10 мм.

Максимальный скоростной напор ветра на высоте 15 метров над землей до 50 Н/мм².

1 СУЩЕСТВУЮЩАЯ СХЕМА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

1.1 Обоснование реконструкции

В настоящее время в селе Бира эксплуатируется устаревшая система электроснабжения, спроектированная в 60-е годы, которая рассчитана на электропотребление жилого сектора с учетом, что все дома по проектам имеют газовые плиты. Но из года в год цена на газ растет, поэтому большая часть жилого сектора перешла на использование электрических и индукционных плит. Появление в быту новых мощных электроприборов таких как электрочайники, СВЧ печи, водонагреватели и использование для отопления домов электропанелей типа «Ковчег» приводит к значительному росту нагрузки. В связи с чем, питающие кабели от трансформаторных подстанций и сами трансформаторы работают с повышенной нагрузкой. В периоды осеннего и весеннего максимумов нагрузок, когда отопление в жилых домах отключено, а на улице низкая температура воздуха, многие жильцы пользуются электрическими обогревателями, которые дополнительно перегружают систему электроснабжения поселка Бира.

Жилой массив, питавшийся от ТП-1, ТП-2 снесен, как ветхое жильё, жильцы частично переселены в новые дома, которые запитаны от ТП-3, ТП-7. От ТП-6 запитан вновь построенный завод по переработки минеральной воды «Воды».

Наружное освещение села Бира выполнено частично на лампах накаливания и частично на лампах ДРЛ. В светильниках для ламп ДРЛ Часто используются лампы накаливания. Много светильников уничтожено, а в некоторых районах села наружное освещение вообще отсутствует. Тип управления освещением – ручной.

В связи с таким перераспределением нагрузки, возникла необходимость реконструкции электроснабжения поселка Бира.

Это приводит:

- 1) к отклонению норм качества электрической энергии согласно требованиям ГОСТ 13109-97;
- 2) к перегреву и частому выходу из строя кабельных линий;
- 3) к работе трансформаторов с перегрузкой и выхода их из строя;
- 4) к увеличению ущерба от недоотпуска электроэнергии;
- 5) применяются морально и физически устаревшие типы светильников и используемых в них ламп, неэкономическое управление наружным освещением.

Ущерб от указанных причин несет на себе ООО «Электросеть» поэтому возникла необходимость полной реконструкции системы электроснабжения села.

Для этого необходимо:

- 1) произвести расчет изменившихся нагрузок потребителей;
- 2) произвести расчет токов КЗ;
- 3) произвести расчет сечений жил кабелей и выбрать их тип и марку;
- 4) выбор оборудования на КТП;
- 5) выбор оборудования и аппаратов защиты сетей;
- 6) произвести реконструкцию наружного освещения.

В результате реконструкции ожидается снижение расходов на ремонт и эксплуатационное обслуживание, увеличение срока службы электрических аппаратов, снижение потерь электроэнергии, снижение ущерба от недоотпуска электроэнергии.

1.2 Существующая схема электроснабжения

В настоящее время электроснабжение села Бира осуществляется от подстанции 35/10 кВ, получающей питание по одной линии 35 кВ: Лондоко - Бира Т-145. На ПС-35/10 кВ «Бира» установлен 1 трансформатор мощностью 2500 кВА.

Схема подстанции 35/10 кВ «Бира» изображена на рисунке 1.

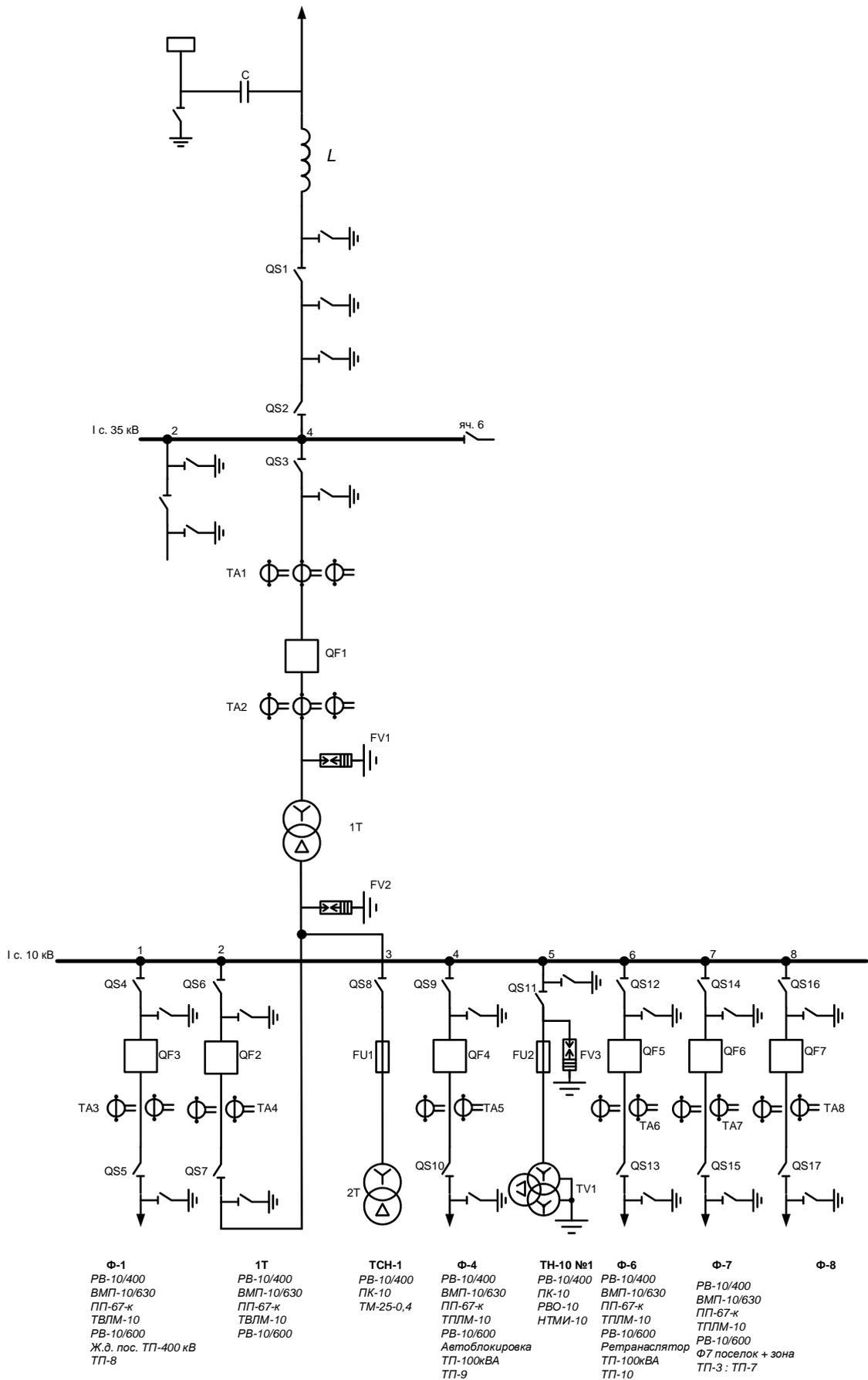


Рисунок 1 – Принципиальная схема подстанции 35/10 кВ «Бира»

Из исходных данных по нагрузке фидеров 10 кВ видно, что основные потребители по фидерам 10 кВ это жилые здания, котельные, школы, детские сады, фермерские хозяйства, пекарни, мастерские, зернохранилище, больницы, училище, воинские части, а также промышленные предприятия.

По надежности питания среди потребителей имеются потребители первой, второй, третьей категории. К потребителям первой категории следует отнести больницы и котельные, которые обладают незначительной мощностью потребления, а бесперебойность их питания обеспечивается за счет собственных дизель-генераторов или установки систем АВР по 0,4 кВ от резервных трансформаторных подстанций.

Схема сети 10 кВ поселка Бира приведена на рисунке 2.

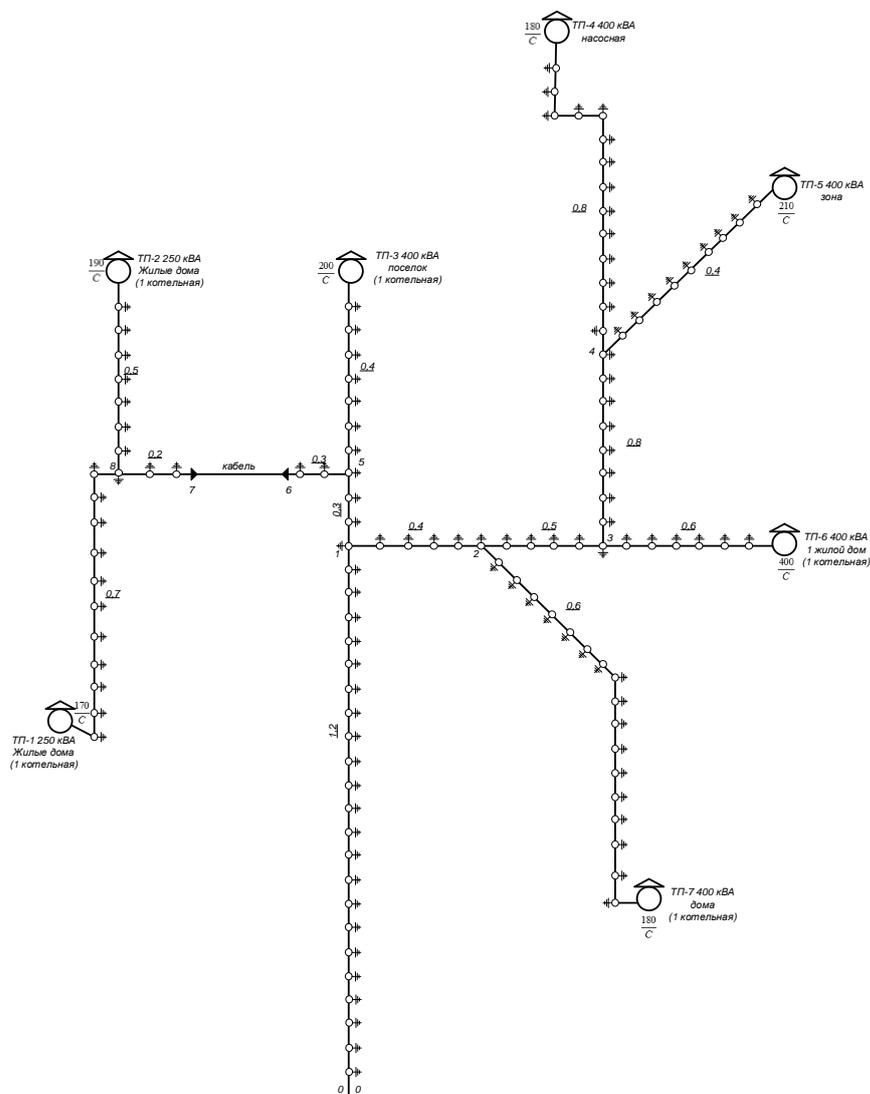


Рисунок 2 - Схема сети 10 кВ поселка Бира

1.3 Выбор напряжения и схем распределительных устройств

Напряжение электрической сети для населенных пунктов выбирается с учетом минимального количества ступеней трансформации энергии. Для бытовых потребителей используется напряжение 0,38 кВ. С учетом плана дальнейшего развития, наиболее целесообразной является система напряжений 35/10 кВ. Распределительная сеть 10 кВ будет подключена к подстанции «Бира», которая питается по линиям 110 кВ от подстанции «Лондоко» по ВЛ-35КВ Т-145. Распределительная сеть 10 кВ для электроприемников второй категории будет принята – петлевая схема, обеспечивающая двухстороннее питание каждой ТП, и петлевые схемы 0,38 кВ для питания потребителей. При этом линии 0,38 кВ в петлевых схемах могут присоединяться к одной или разным ТП. Для потребителей третьей категории используются радиальные и магистральные схемы распределения электроэнергии.

Для подстанции «Бира» предусматривается установка КРУ. Комплектное распределительное устройство (КРУ) представляет из себя устройство, состоящее из шкафов, в которых смонтированы коммутационные аппараты, устройства, защиты, автоматики и телемеханики, измерительные приборы и вспомогательные устройства, поставляемые на место установки комплектно в собранном и полностью подготовленном для сборки виде.

Комплектное распределительное устройство (КРУ) предназначено для приема и распределения электроэнергии переменного трехфазного тока промышленной частоты 50 Гц, напряжением 6 и 10 кВ.

КРУ бывают следующих видов: КРУ внутренней установки и КРУ наружной установки (КРУН). КРУ внутренней установки 6-10 кВ предназначаются для работы в ЗРУ и выпускаются с одной системой СШ. Для напряжения до 35 кВ включительно КРУ имеют воздушную изоляцию, а для 110 кВ и выше – с изоляцией SF₆. По типу выключателя комплектные распределительные устройства внутренней установки подразделяются на КРУ с маломасляными или вакуумными выключателями и КРУ с электромагнитными выключателями.

Наибольшее применение получили КРУ внутренней установки следующих типов: К-ХII, К-ХV, КРУ2-10, К-ХХVI, К-ХVI, КМ-I, К-104, КР10-Д10, КВ-1, КВ-3, имеющие шкафы выкатного исполнения на базе маломасляных и вакуумных выключателей, и типов: К-ХХIV, К-ХХ, КЭ-10/20, КЭ-6/40, КЭЭ-6, имеющие шкафы выкатного исполнения на базе выключателей с электромагнитным приводом.

КРУН 6-10 кВ предназначены для открытых распределительных устройств (ОРУ). КРУН имеют два основных конструктивных исполнения стационарное и выкатное. Применение получили КРУН следующих типов: КРУН-6/10Л, К-47, К-49, К-59, К-63, имеющие шкафы выкатного исполнения, и типов: КРН-10, КРН-Ш-10, имеющие шкафы стационарного исполнения на базе маломасляных выключателей.

По условиям обслуживания КРУ могут быть одностороннего обслуживания, с подходом с фасадной стороны, и двустороннего обслуживания (свободностоящие), устанавливаемые свободно с проходами с фасадной и задней стороны.

Конструктивно КРУ представляют собой металлические шкафы (ячейки), в которых установлены высоковольтные аппараты, различные приборы и вспомогательные устройства. Шкаф (ячейку) выполняют из стали, что обеспечивает необходимую прочность и ограничивает разрушения при возникновении КЗ, вентиляцию и выброс газов. Все шкафы одной серии КРУ выпускаются одних и тех же габаритов, а размеры шкафов различных сечений определяются применяемым оборудованием и его расположением.

В шкафах КРУ наружного исполнения предусматривается местный подогрев, который обеспечивает нормальную работу приводов выключателей, реле, счетчиков и измерительных приборов в зимнее время.

Достоинства КРУ:

- 1) повышение надежности работы РУ;
- 2) повышение безопасности и удобство обслуживания;

- 3) максимальное улучшение монтажных работ, позволяющее сильно сократить объем работ на месте установки и сроки сооружения РУ;
- 4) уменьшение строительной площадки под распределительным устройством;
- 5) возможность скорого расширения и маневренность при реконструкции;
- 6) возможность скорой замены неисправного выключателя.

В зависимости от применяемого оборудования КРУ имеют различную конструкцию и схемы главных и вспомогательных соединений. Таким образом, при их выборе ориентируются на стандартные схемы и каталожные данные.

Комплектные распределительные устройства внутренней установки типа КРУ2-10Э монтируются из отдельных конструктивно отточенных элементов: шкафов и шинных кожухов, которые служат для соединения отдельных частей КРУ.

Шкаф КРУ2-10Э/Э (рис. 3) включает в себя 3 блока: корпус, выдвижной элемент, релейный шкаф.

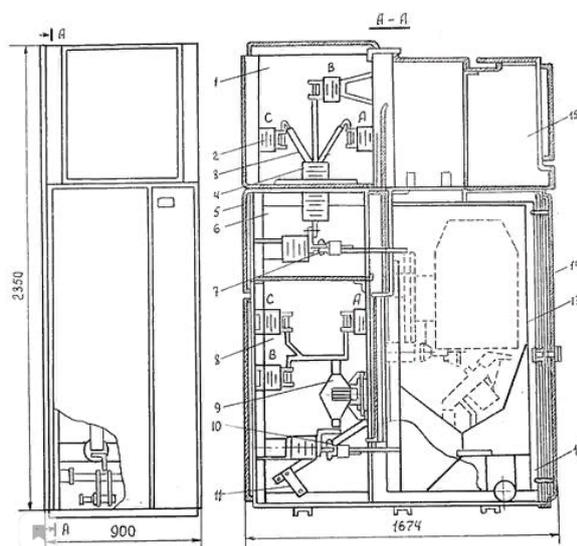


Рисунок 3 - Шкаф КРУ-2-10Э/Э с электромагнитным выключателем ВЭМ-10Э:

- 1 – отсек сборных шин; 2 изолятор опорный; 3 – сборные шины; 4 – изолятор проходной; 5 – съёмная крышка; 6 – отсек верхних разъёмных контактов главной цепи; 7, 10 – верхний и нижний

Корпус шкафа разделён металлическими перегородками и шторками на 4 отсека: сборные шины, верхние разъёмные контакты главной цепи, выдвижной элемент, а также линейный элемент. Сборные шины в отсеке располагаются на опорных изоляторах по треугольнику. Они связаны с верхними разъёмными контактами шинными отпайками, проходящими через перегородку сквозь проходные изоляторы. Наверху отсек закрыт съёмной крышкой. Отсеки верхних разъёмных контактов и линейный отсек отделены от отсека выдвижного элемента металлическим съёмным листом и шторками падающего типа. Они автоматически закрывают проёмы к неподвижным контактам главной цепи при выкатывании выдвижного элемента.

В закрытом положении шторки со съёмным листом создают сплошную закрытую перегородку отсеков. Разъёмные неподвижные верхние и нижние контакты установлены на опорных изоляторах в своих отсеках. Помимо ТТ и кабельных присоединений в линейном отсеке устанавливаются заземляющий разъединитель и трансформаторы тока для защиты от замыканий на землю. Жилы двух кабелей подключаются непосредственно к вторичным выводам ТТ. Для удобства присоединения трёх кабелей при номинальном токе 630 А к выводам трансформаторов тока фиксируются переходные контакты уголкового профиля, к которым, в свою очередь, примыкают жилы кабеля; на токи 1000-1600 А в отсеке устанавливается кабельная сборка.

На выдвижном элементе устанавливается электрооборудование в зависимости от типа шкафа. В верхней и нижней частях выдвижного элемента установлены подвижные разъёмные контакты главной цепи. В верхней части лицевой стороны выдвижного элемента внедрены подвижные контакты вспомогательных цепей. Выдвижной элемент имеет 3 основные положения: рабочее, контрольное, ремонтное. В рабочем положении выдвижной элемент находится внутри корпуса шкафа, в то время как контакты главных и вспомогательных цепей, которые обеспечивают стабильную работу шкафа КРУ, замкнуты.

В контрольном положении разъёмные контакты главных цепей разомкнуты (находятся на безопасном расстоянии по отношению к электрическому пробую), а разъёмные контакты вспомогательных цепей могут быть замкнуты для возможности опробования выключателя с приводом. В ремонтное положение выдвижной элемент выкатывается из корпуса шкафа, в то время как главные и вспомогательные цепи разомкнуты. Для возможности опробования выключателя с приводом в ремонтном положении цепи вспомогательных соединений тележки и корпуса могут быть соединены с помощью вставки.

Релейный шкаф является сварной металлической конструкцией шкафного типа. В шкафу и на дверцах размещены аппараты управления защиты, сигнализации, а также приборы учёта и измерения. На задней стенке релейного шкафа могут находиться до 15 реле, а на передней стенке устанавливаются сигнальные реле, ключи управления и сигнальные лампы. На двери релейного шкафа устанавливаются измерительные устройства. В верхней части релейного шкафа размещается щиток, который служит для крепления магистральных шин вспомогательных цепей, изготавливающиеся в виде изолированных проводов, и подключения ответвлений от магистральных сетей. В нижней части отсека РЗ имеют место порядка 132 зажимов для подключения контрольных и сигнальных кабелей и других внешних электрических цепей. Ввод контрольного кабеля непосредственно в шкаф производится через специально установленные втулки, располагающиеся в дне шкафа с правой стороны. Внизу отсека РЗ имеются статические (низковольтные) контакты вспомогательных цепей для связи с аппаратурой, установленной на выкатном выключателе.

Шкафы КРУ с выдвижными выключателями имеют специальные защищающие шторки, которые вместе с перегородками между отсеком выдвижного выключателя и отсеком трансформаторов тока РЗ создают своего рода ограждение, обеспечивающее защиту обслуживающего персонала от случайного контакта с токопроводящими частями, находящимися под высоким напряжением при выкатанном из шкафа выдвижном выключателе. При

выкатывании выдвижного выключателя в пазы шкафа шторки автоматически разъезжаются и розетки разъёмных контактов, расположенных на выкатном выключателе, коммутируют с ножами, поставленными в корпусе самого шкафа КРУ. При выкатывании выдвижного элемента из шкафа КРУ шторки автоматически опускаются и закрывают проёмы к ножам разъёмных контактов.

Чтобы не допустить случайного попадания рабочего коллектива к частям, которые находятся под высоким напряжением в то время, когда выдвижной выключатель находится за пределами шкафа КРУ (в ремонтном положении), имеется возможность блокировки шторочного механизма на специальный замок. Для этой цели в самом корпусе шкафа и на нижней шторке присутствует ушко с технологическим отверстием для установки висячего замка.

Для обеспечения безопасности обслуживания выдвижной элемент имеет скользящий контакт заземления, обеспечивающий надёжное электрическое соединение корпуса тележки с корпусом шкафа в любом положении выдвижного элемента в корпусе шкафа КРУ. Для более высокой надёжности заземления выдвижного элемента предусмотрена установка двух скользящих контактов, устанавливаемых зеркально с двух сторон шкафа.

1.4 Режим заземления нейтралей

Электроустановки напряжением выше 1000 В работают в режиме с изолированной нейтралью, с компенсированной нейтралью, заземленной через дугогасящее устройство (ДГУ), или с резистивной компенсацией, эффективнозаземленной нейтралью и глухозаземлённой нейтралью.

В соответствии с ПУЭ (Правила устройств электроустановок) их разделяют на установки с малыми токами замыкания на землю, у которых ток однофазового замыкания на землю не более 500 А, и установки с большими токами замыкания на землю, у которых ток однофазового замыкания на землю более 500 А.

Установки 110 кВ и выше могут работать с эффективнозаземленной или с глухозаземлённой нейтралью, у них токи короткого замыкания большие и отключаются релейной защитой. Сети до 1000 В – общепромышленные

380/220 В работают с глухозаземлённой нейтралью и всякое замыкание в этих сетях немедленно отключается защитой (перегорают предохранители, или отключаются автоматические выключатели).

При однофазном (простом) замыкании на землю в сетях с изолированной нейтралью фазное напряжение поврежденной фазы уменьшается до нуля, а фазное напряжение неповрежденных фаз увеличивается до линейного, что требует повышенного уровня изоляции системы.

Междуфазные напряжения, при простом замыкании, остаются неизменными, поэтому питание потребителей, включенных на междуфазное (линейное) напряжение не нарушается, и они продолжают работать нормально, в течение некоторого времени, достаточно для отыскания места повреждения. Это является основным преимуществом системы с изолированной нейтралью.

Для предотвращения выхода, из строя электрооборудования при однофазных замыканиях на землю ограничивают. ПУЭ установлено, что системы питания могут работать при следующих токах однофазного замыкания на землю: сети 35 кВ – 10 А, сети 10 кВ – 20 А, сети 10 кВ – 20 А, сети 10 кВ – 20 А, сети 6 кВ – 30 А.

Для снижения величины емкостного тока в месте замыкания, применяются компенсирующие устройства. Заземляющие реакторы включают в нейтраль трансформатора.

При этом емкостный ток проводимости воздушных линий в месте замыкания и индуктивность компенсирующего устройства взаимно компенсируются, уменьшая ток замыкания в месте повреждения изоляции.

Опасность замыкания на землю в том, что при растекании по земле тока возникает опасное шаговое напряжение, что опасно в зоне растекания тока короткого замыкания для людей и животных.

Для обнаружения замыкания на землю в сетях с изолированной нейтралью, обязательно предусмотрен контроль состояния изоляции по сети 35 кВ и 10 кВ. Контроль осуществляется через измерительные трансформаторы напряжения ЗНОМ и НТМИ-10.

В обмотку открытого треугольника включено реле напряжения. При замыкании на землю на выводах открытого треугольника появляется напряжение, реле срабатывает на звуковой сигнал, дежурный электромонтер должен немедленно найти поврежденную линию и отключить её.

Электрические сети 10 кВ выполняются трехфазными с изолированной нейтралью. Сети до 1 кВ выполняются с глухим заземлением нейтрали, напряжением 380/220 В. Схема соединения обмоток трансформаторов треугольник – звезда.

1.5 Требования, предъявляемые к релейной защите

Релейная защита выполняется в виде автономных устройств, которые устанавливаются на элементах энергосистемы. Устройства релейной защиты, прореагировав на КЗ и ненормальные режимы, действуют на отключение выключателей защищаемых элементов.

РЗ должна срабатывать при повреждениях в защищаемой зоне (при внутренних повреждениях), однако не должна срабатывать при повреждениях вне защищаемой зоны (при внешних повреждениях), в том числе при отсутствии повреждений.

Защиты бывают следующих видов: основные и резервные.

Основной называется защита, которая предназначена для работы при всех или части видов КЗ в пределах всего защищаемого объекта со временем срабатывания меньшим, чем у других установленных защит.

Резервной называется защита, которая предусмотрена для работы взамен основной защиты данного конкретного объекта при её отказе, а также выводе из работы, и вместо защит смежных объектов при их отказе или отказах выключателей смежных элементов.

Основные требования, предъявляемые к защите от КЗ:

1. Быстродействие.

Быстрое отключение повреждённого оборудования или участка электроустановки снижает размеры повреждений, сохраняет стабильную работу потребителей неповреждённой части установки, останавливает

нарушение параллельной работы генераторов, электростанций, а также энергосистемы в целом. Последнее условие является главным к исполнению.

Допустимое время отключения КЗ по условию сохранения устойчивости зависит от ряда факторов. Один из основных - величина остаточного напряжения на шинах электростанций и узловых подстанций энергосистемы. Таким образом, чем меньше остаточное напряжение, тем хуже условия устойчивости, следовательно, тем быстрее нужно отключать КЗ. ПУЭ рекомендуют определять остаточное напряжение на шинах электростанций и узловых подстанций при трехфазных КЗ в интересующей нас точке сети. Если остаточное напряжение получается меньше 60% номинального, то для сохранения устойчивости применяют быстродействующую защиту.

Полное время отключения повреждения $t_{откл}$ складывается из времени работы защиты $t_з$ и времени действия выключателя $t_в$, разрывающего ток к.з.

$$t_{откл} = t_з + t_в.$$

Современные устройства быстродействующей релейной защиты имеют время действия 0,02-0,1 с.

2. Селективность или избирательность.

Селективность – это способность защиты отключать при КЗ лишь поврежденный участок сети ближайшими к месту КЗ выключателями.

Таким образом, при КЗ в точке К1 (рис. 4) для правильной ликвидации аварии должна сработать защита только на выключателе В1 и отключить этот выключатель, в то время как остальная часть электрической установки останется в работе.

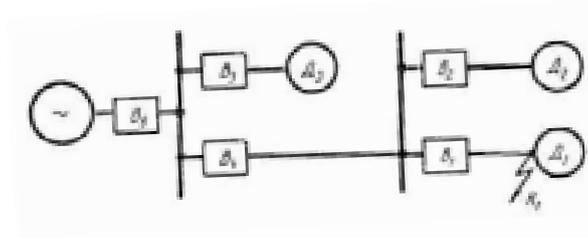


Рисунок 4 - Схема, поясняющая принцип селективности релейной защиты

Если же при КЗ в точке K_1 раньше защиты выключателя B_1 подействует защита выключателя B_4 , отключив этот выключатель, то ликвидация аварии будет неправильной, потому что помимо повреждённого электродвигателя D_1 , останется без напряжения неповрежденный электродвигатель D_2 .

Так, селективностью называется свойство защиты, которое делает возможным отключение при КЗ лишь повреждённого объекта системы.

В зависимости от способов обеспечения селективности при внешних КЗ можно выделить две основные группы защит: с абсолютной селективностью и с относительной селективностью.

Абсолютную селективность имеют защиты, селективность которых при внешних КЗ обеспечивается их принципом действия, то есть защита может работать только при КЗ на защищаемом участке. Таким образом, защиты с абсолютной селективностью выполняются без выдержек времени.

Относительную селективность имеют защиты, на которые по принципу действия можно возложить функции резервных защит при КЗ на смежных элементах электрической сети. Следовательно, такие защиты выполняются с выдержками времени в зависимости от ступеней защиты.

3. Чувствительность.

Защита должна обладать такой чувствительностью в пределах установленной для неё зоны, чтобы обеспечивалось её действие в самом начале возникновения повреждения, в результате чего уменьшаются размеры повреждения оборудования в месте КЗ.

Так, чувствительностью называется свойство защиты, которое обеспечивает выявление повреждения электрооборудования в самом начале его возникновения.

Чувствительность защиты должна также обеспечивать её действие при повреждениях на смежных участках сети. Например, если при повреждении в токе K_1 (рисунок 2) по какой-либо причине не отключается выключатель B_1 , то должна сработать защита следующего к источнику питания выключателя B_4 ,

отключив этот выключатель. Такое действие защиты называется дальним резервированием смежного или следующего участка.

Чувствительность защиты должна быть такой, чтобы она действовала при КЗ в конце установленной для неё зоны в минимальном режиме работы системы и при замыканиях через электрическую дугу.

Чувствительность защиты можно оценить коэффициентом чувствительности $K_{\text{ч}}$. Для защит, реагирующих на ток к.з.

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{min}}}{I_{\text{с.з}}}, \quad (1)$$

где I_{min} – минимальный ток к.з., $I_{\text{с.з}}$ – ток срабатывания защиты.

4. Надёжность.

Основная задача надёжности состоит в том, что защита должна безошибочно и беспрекословно срабатывать в пределах установленной для неё зоны и не должна работать неправильно в режимах, при которых её работа не предусматривалась.

Ненадёжная защита, как правило, становится причиной аварий.

При эксплуатации возможны следующие виды отказов в функционировании устройств релейной защиты:

- отказы срабатывания при требуемом срабатывании;
- излишние срабатывания при повреждениях в защищаемой зоне с требованием несрабатывания;
- ложные срабатывания при отсутствии повреждений в защищаемой зоне.

Требование надёжности обеспечивается совершенством принципов защиты и механизма устройств и аппаратуры, легкостью реализации, а также степенью эксплуатации.

Основные требования к РЗ от ненормальных режимов:

Защиты от ненормальных режимов должны обладать селективностью, более чем достаточной чувствительностью и надёжностью. Но быстродействия у защит от ненормальных режимов, в основном, не требуется.

Ненормальные режимы часто носят кратковременный характер и самоликвидируются. Например, при кратковременных перегрузках при пуске асинхронного электродвигателя скорое отключение не только не является необходимым, но и может нанести вред потребителям. Поэтому действие на отключение защит от ненормальных режимов должно производиться с выдержкой времени и только в том случае, когда возникает опасность для защищаемого оборудования.

В тех случаях, когда устранение ненормального режима может выполнить дежурный персонал электроустановки, защита от ненормальных режимов может производиться действием на предупредительный сигнал.

1.6 Расчет нагрузок ТП – 10/0,38 кВ с учетом динамики роста

Расчет нагрузок на ТП – 10/0,38 кВ ведется, исходя из существующих (по данным замеров ООО «Электросеть» по состоянию на январь 2017 года). С учетом роста нагрузок на ближайшие 10 лет расчетная активная мощность $P_{расч.}$, кВт

$$P_{расч.} = K_P P_{МАХ}, \quad (2)$$

где $P_{МАХ}$ – максимально заданная мощность ТП – 10/0,38 кВ (таблица 1);

K_P – коэффициент роста нагрузок с учетом прироста на 10 лет [1].

Дневные P_D , кВт и вечерние P_B , кВт нагрузки определяются с учетом коэффициента дневного и вечернего максимума нагрузки

$$P_D = K_D P_{расч.}, \quad (3)$$

$$P_B = K_B P_{расч.}, \quad (4)$$

где K_D , K_B – коэффициенты соответственно дневного и вечернего максимума нагрузки [1].

Данные расчетов сводятся в таблицу 1.

1.6.1 Расчет нагрузок существующих сетей

Расчет нагрузок выполняется по фидерам 10 кВ по дневной и вечерней нагрузкам.

Таблица 1 - Определение расчетных нагрузок ТП 10\0,38 кВ

№ фидера	№ ТП	P_{MAX} , кВт	Вид нагрузки	K_P	$P_{расч}$, кВт	K_D	K_B	P_D , кВт	P_B , кВт
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ф7	ТП-1	170	С	2	340	1,0	1,0	340	340
	ТП-2	190	С	2	380	1,0	1,0	380	380
	ТП-3	200	С	2	400	1,0	1,0	400	400
	ТП-4	180	П	2,1	378	1,0	0,6	378	227
	ТП-5	210	КБ	1,8	378	0,5	1,0	227	378
	ТП-6	400	П	2,1	840	1,0	0,6	840	504
	ТП-7	180	С	2	360	1,0	1,0	360	360
Σ								2925	2589
Ф1	ТА-8	150	С	2	300	1,0	1,0	300	300
Ф4	ТП-9	70	П	2,1	147	1,0	0,6	147	88,0
Ф6	ТП-10	80	П	2,1	168	1,0	0,6	168	100,8
Ф8	ТП-11	75	КБ	1,8	135	0,6	1,0	81	135

При приближенных нагрузках допускается [2] расчет нагрузок определять с учетом коэффициента одновременности K_O , не учитывая разнородность потребителей, по формуле

$$P_D = K_O \cdot \sum P_{Di}, \quad (5)$$

$$P_B = K_O \cdot \sum P_{Bi}, \quad (6)$$

где P_{Di} , P_{Bi} – соответственно дневная и вечерняя нагрузка i -го участка

сети (i – го от ТП – 10/0,38 кВ) [2].

Результаты расчетов сводятся в таблицу 2.

Таблица 2 – Расчет нагрузок по коэффициенту одновременности

№ фидера	$\sum P_D$, кВт	K_O	P_D , кВт	$\sum P_B$, кВт	K_O	P_B , кВт
1	2	3	4	5	6	7
Ф – 7	2925	0,75	2194	2589	0,75	1942
Ф – 1	300	1,0	300	300	1,0	300
Ф – 4	147	1,0	147	88,0	1,0	88,0
№ фидера	$\sum P_D$, кВт	K_O	P_D , кВт	$\sum P_B$, кВт	K_O	P_B , кВт
Ф – 6	168	1,0	168	100,8	1,0	100,8
Ф – 8	81	1,0	81	135	1,0	135

1.6.2 Расчет полной мощности

Расчет полной мощности для дневного S_D , кВА и вечернего S_B , кВА максимума выполняется по формулам

$$S_D = \frac{P_D}{\cos\varphi_D}, \quad (7)$$

$$S_B = \frac{P_B}{\cos\varphi_B}, \quad (8)$$

где $\cos\varphi_D$, $\cos\varphi_B$ – дневной и вечерний коэффициенты мощности.

Коэффициенты мощности определяются в зависимости от соотношения нагрузок P_D/P_B [1]. Данные расчетов сводятся в таблицу 3.

Таблица 3 - Полные мощности участков сети

№ фидера	Дневной максимум			Вечерний максимум		
	P_D , кВт	$\cos\varphi_D$	S_D , кВА	P_B , кВт	$\cos\varphi_B$	S_B , кВА
Ф – 7	2194	0,83	2643	1942	0,91	2134
Ф – 1	300	0,80	375	300	0,90	333
Ф – 4	147	0,80	175	88,0	0,85	104

Ф – 6	168	0,80	200	100,8	0,85	118
Ф – 8	81	0,9	90	135	0,92	147

1.7 Определение допустимых потерь напряжения

Потери напряжения $\Delta U\%$ определяются по максимальной полной мощности с учетом длины фидера, марки проводов по формуле

$$\Delta U\% = \Delta U_{уд} S_{MAX} L 10^{-3}, \quad (9)$$

где $\Delta U_{уд}$ – удельные потери напряжения, выраженные в тысячных долях процента на 1 кВА·км;

S_{MAX} – максимальная полная расчетная мощность, кВА;

L – длина участка линии, км.

Результаты расчетов сводятся в таблицу 4.

Таблица 4 - Определение потерь напряжения в сети

№ фидера	S_{MAX} , кВА	L , км	$COS\varphi$	Марка провод а	Потери напряжения, %		
					$\Delta U_{уд}$	$\Delta U_{уч}$	$\Delta U_{снл}$
Ф – 7	2643	7,82	0,9	АС – 7	0,548	11,73	11,73
Ф – 1	375	1,2	0,91	АС – 35	0,944	0,43	0,43
Ф – 4	175	1,1	0,91	АС – 35	0,944	0,18	0,18
Ф – 6	200	0,9	0,91	АС – 35	0,944	0,17	0,17
Ф – 8	147	1,3	0,91	АС – 35	0,944	0,18	0,18

Потери напряжения на Ф – 7 не соответствуют нормам ПУЭ. В связи с увеличением нагрузки:

- 1) строительство частных домов (1,2 этажных), магазинов, аптеки, ввод в эксплуатацию завода по переработке минеральной воды;
- 2) необходимости разделения производственной и коммунально-бытовой нагрузки.

В связи с вышеизложенным возникла необходимость реконструкции внешнего электроснабжения с. Бира с реконструкцией существующей ПС 35/10 кВ. В процессе реконструкции ПС 35/10 кВ на РУ–10 кВ устанавливается дополнительно 1 отходящая ячейка 10 кВ.

Производится разноска нагрузки на новый фидер 10 кВ (граф. часть). На Φ_1 – выносятся питание «зоны», тем самым разгружается Φ_7 и для надежности питание Φ_1 и Φ_7 кольцуется с разрывом на ТП-5. Питание железнодорожного поселка переносится на Φ_{14} .

2 РАЗРАБОТКА ВАРИАНТА РЕКОНСТРУКЦИИ СЕТИ

2.1 Описание варианта реконструкции

Схема электроснабжения поселка должна обеспечивать надежное питания потребителей. Согласно ПУЭ, потребители первой категории должны быть подключены к двум независимым источникам питания, в роли которых в согласно с §1-2-10 ПУЭ, приняты секционированные сборные шины подстанций. Для электроснабжения указанных потребителей будут применены двухтрансформаторные ТП–10/0,4 кВ с секционированными шинами и автоматическим вводом резерва (АВР).

Существующая подстанция 35 кВ питается по одной линии 35 кВ: Т-145 Лондоко - Бира. В настоящее время электроснабжение села Бира осуществляется от однострансформаторной ПС –35/10 кВ «Бира» с мощностью 2500 кВА.

Проектируемая схема распределительных сетей 10 кВ, удовлетворяют требованиям ПУЭ и Р.Д.34.20.185-94 по надежности электроснабжения. Принята кольцевая схема распределительных сетей 10 кВ. будет построено кольцо, замыкающее Ф7 и Ф1 ТП-5 через секционный разъединитель.

Построение распределительных сетей должно осуществляться с помощью схем, обеспечивающих большую надежность электроснабжения потребителей, включая необходимое число автоматических устройств для резервирования их питания. Трансформаторные подстанции (ТП) 10/0,4 кВ в основном тупиковые.

Допустимые по собственному техническому состоянию ТП, при реконструкции системы электроснабжения жилых районов будут применены при последующей эксплуатации.

Для проведения полной реконструкции системы электроснабжения села необходимо:

- 1) произвести расчет изменившихся нагрузок потребителей;
- 2) произвести расчет токов КЗ;

- 3) произвести расчет сечений жил кабелей и выбрать их тип и марку;
- 4) выбор оборудования на КТП;
- 5) выбор оборудования и аппаратов защиты сетей;
- 6) произвести реконструкцию наружного освещения;
- 7) произвести расчет уставок релейной защиты и автоматики для реконструируемой сети

В результате реконструкции ожидается снижение расходов на ремонт и эксплуатационное обслуживание, увеличение срока службы электрических аппаратов, снижение потерь электроэнергии, снижение ущерба от недоотпуска электроэнергии.

2.2 Расчет нагрузок в установившемся режиме

Расчет электрических нагрузок в сетях 10 кВ производится в соответствии с нормативными данными, с учетом перспективного развития не менее чем 5 лет.

Для того, чтобы провести электрические расчеты сети 10 кВ по исходной схеме и расчетные данные, должна быть составлена расчетная схема.

Расчетная схема составляется на примере исходной схемы Ф-7 (рис. 5).

Расчет электрических нагрузок в сетях выполняется с конца расчетной сети методом суммирования расчетных нагрузок ТП 10 / 0,38 кВ врозь для дневного и вечернего максимумов нагрузок.

Расчетная нагрузка определяется следующим образом: при однородной нагрузке и нагрузке, которая не отличается по мощности более чем в 4 раза суммированием с учетом коэффициента одновременности:

$$P_D = K_0 \cdot \sum_1^n P_{Di} , \quad (10)$$

$$P_B = K_0 \cdot \sum_1^n P_{Bi} , \quad (11)$$

где P_D , P_B – расчетная дневная и вечерняя нагрузки i -ой подстанции, кВт;

K_0 – коэффициент одновременности.

При смешанной нагрузке и нагрузке, отличающейся более чем в 4 раза, их суммируют, воспользовавшись таблицей суммарных нагрузок в сетях напряжением 6 – 35 кВ,

$$P_{(Д.В)} = P_B + \Delta P_M, \quad (12)$$

где P_B – большая из нагрузок, кВт;

ΔP_M – добавка от меньшей из нагрузок, кВт.

На рисунках 5-10 изображены расчетные схемы фидеров.

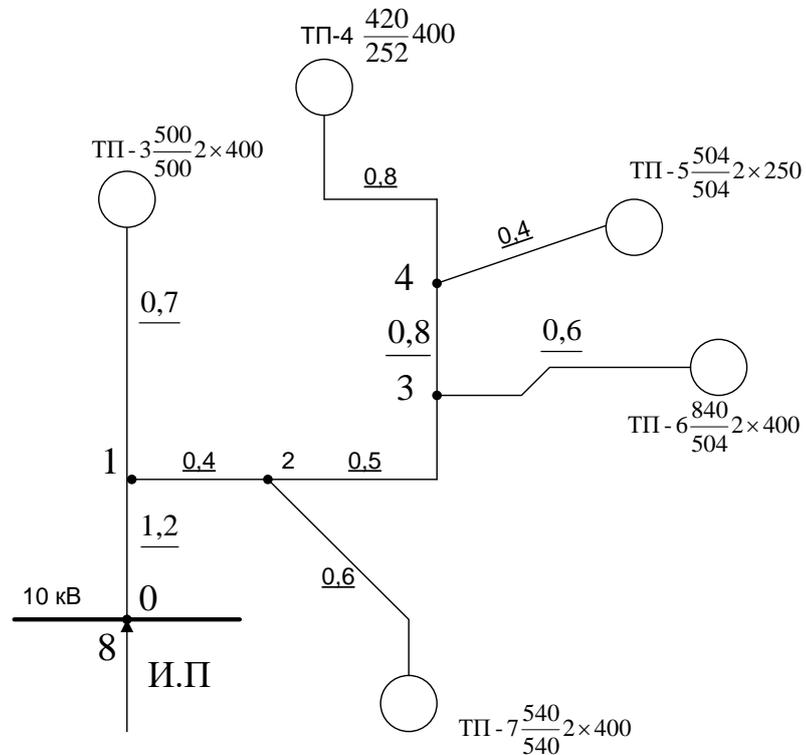


Рисунок 5 - Расчётная схема сети 10 кВ Ф7 (пос. Бира)

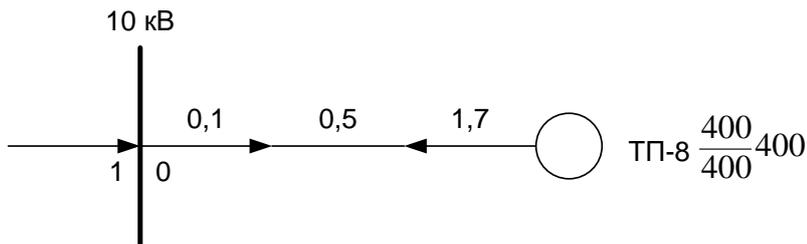


Рисунок 6 - Расчётная схема Ф1 (зона)

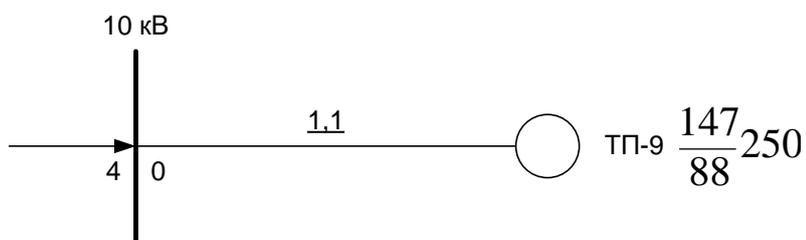


Рисунок 7 - Расчётная схема Ф4 (автоблокировка)

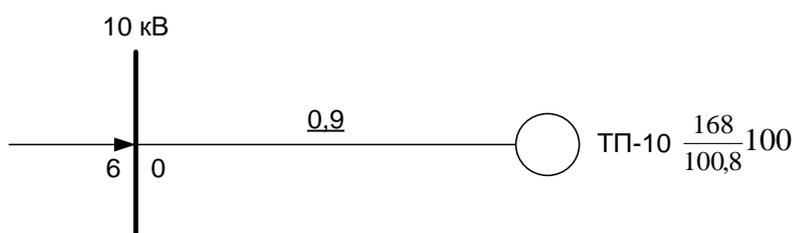


Рисунок 8 - Расчётная схема Ф6 (ретранслятор)

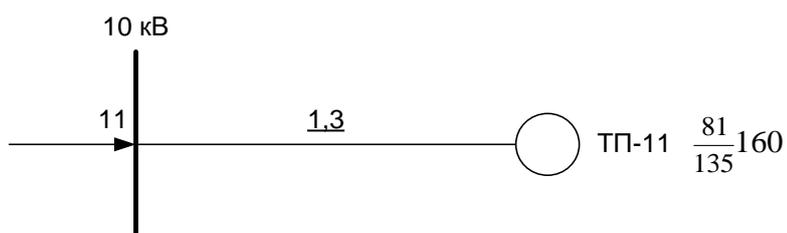


Рисунок 9 - Расчётная схема Ф8 (военные склады)

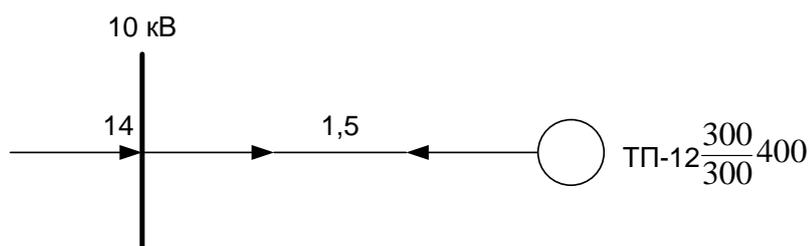


Рисунок 10 - Расчётная схема Ф14 (ж.д. поселок)

Расчёт дневного максимума Ф7:

1) участок 4-ТП-4

$$P_{4-ТП4} = 420 \text{ кВт}$$

2) участок 4-ТП-5

$$P_{4-ТП5} = 504 \text{ кВт}$$

3) участок 3 – 4

$$P_{3-4} = k_0(P_{ТП4} + P_{ТП5}), \quad (13)$$

$$P_{3-4} = 0,9(420+504) = 832 \text{ кВт}$$

4) участок 3-ТП-6

$$P_{3-ТП6} = 840 \text{ кВт}$$

5) участок 2 – 3

$$P_{2-3} = P_{3-4} + \Delta P_{ТП-6}, \quad (14)$$

$$P_{2-3} = 832 + 686 = 1518 \text{ кВт}$$

6) участок 2-ТП-7

$$P_{ТП7} = 540 \text{ кВт},$$

7) участок 1 – 2

$$P_{1-2} = P_{2-3} + \Delta P_{ТП-7}, \quad (15)$$

$$P_{1-2} = 1518 + 432 = 1950 \text{ кВт}$$

8) участок 1-ТП-3

$$P_{1-ТП3} = 500 \text{ кВт}$$

9) участок 0 – 1

$$P_{0-1} = P_{1-2} + \Delta P_{ТП-3}, \quad (16)$$

$$P_{0-1} = 1950 + 400 = 2350 \text{ кВт}.$$

Расчёт нагрузок Ф1, Ф4, Ф6 и вечернего максимума Ф7 производится аналогично. Результаты занесены в таблицу 5.

Таблица 5 - Расчет нагрузок по участкам сети 10 кВ

№ фидера и участка	Дневной максимум				Вечерний максимум			
	$\sum P_{д,}$ кВт	$K_{о}$	ΔP кВт	$P_{д,}$ кВт	$P_{в,}$ кВт	$K_{о}$	ΔP кВт	$P_{в,}$ кВт
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Фидер 7								
4-ТП-4	420	-	-	420	252	-	-	252
4-ТП-5	504	-	-	504	504	-	-	504
3 – 4	924	0,9	-	832	756	0,9	-	680
3-ТП-6	840	-	-	840	504	-	-	504
2 – 3	832	-	686	1518	680	-	404	1084
2-ТП-7	540	-	-	540	540	-	-	540
1 – 2	1518	-	432	1950	1084	-	432	1516
1-ТП-3	500	-	-	500	500	-	-	500
0 – 1	1950	-	400	2350	1516	-	400	1916
Фидер 1								
№ фидера и участка	Дневной максимум				Вечерний максимум			
	$\sum P_{д,}$ кВт	$K_{о}$	ΔP кВт	$P_{д,}$ кВт	$P_{в,}$ кВт	$K_{о}$	ΔP кВт	$P_{в,}$ кВт
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0-ТП-8	400	-	-	400	400	-	-	400
Фидер 4								
0-ТП-9	147	-	-	147	88	-	-	88
Фидер 6								
0-ТП-10	168	-	-	168	100,8	-	-	100,8

Фидер 8								
0-ТП-11	81	-	-	81	135	-	-	135
Фидер 14								
0-ТП-12	300	-	-	300	300	-	-	300

2.3 Выбор сечения проводов

Сечение проводов воздушных линий номинальным напряжением 10 кВ находят исходя из минимальных проведенных затрат – методом экономических интервалов.

Для ВЛ-10 кВ и ВЛ – 0,4 кВ применяем самонесущие изолированные провода (СИП) типа СИП-1 (для сети 0,4 кВ) 4-х жильные и СИП-3 для сети 10 кВ – одножильные.

Преимущества СИП перед голым проводом АС:

- при равнозначных капиталовложениях ЛЭП с проводом СИП требуют меньше эксплуатационных расходов;
- вероятность общей подвески на опорах проводов с различным уровнем напряжения и телефонными линиями;
- сокращение безопасных расстояний до зданий и других инженерных сооружений (электрических, телефонных и воздушных линий);
- высота над уровнем земли – 4 м, для неизолированных проводов – 6 м;
- устранение вероятности короткого замыкания между проводами фаз и на землю;
- исключено опасное образование пожаров в случае, когда провод падает на землю;
- высокая безопасность обслуживания – исключен риск поражения при касании фазных проводов, находящихся под напряжением;
- меньший вес и большая длительность налипания снега, повышенная надежность в зонах интенсивного гололёдообразования, сокращение гололёдных нагрузок на опоры;

- сокращение падения напряжения вследствие малого реактивного сопротивления;

- уменьшение количества аварийно-восстановительных работ;
- легкость ремонтов, в особенности при работах под напряжением;
- уменьшение риска похищения электроэнергии и разрушения ЛЭП;
- безопасность работ вблизи ЛЭП.

Рекомендуется для воздушных линий напряжением выше 1000 В в соответствии с ПУЭ (по условиям механической прочности) принимать следующие минимальные допустимые площади сечения проводов:

СИП- 3-(50):

Допустимый ток нагрузки

$$I_{доп} = 245 \text{ А},$$

Ток термической устойчивости

$$I_t = 4,3 \text{ кА/1с}.$$

При проектировании линий рекомендуется ограничить число марок проводов не больше двух для одной линии.

На отпайках рекомендуется принимать сечение провода на ступень ниже.

СИП-3 (35):

$$I_{доп} = 200 \text{ А},$$

$$I_t = 3,2 \text{ кА/1с}.$$

Если учесть, что расчет ведется на перспективу, то в начальный период провода будут недогружены. Исходя из этого, сечения проводов выбирают по максимальной эквивалентной мощности S_{max} , кВА – дневной или вечерней.

$$S_{ЭК} = K_{ДР} \cdot S_{max} , \quad (17)$$

где $S_{ЭК}$ – экономически выгодная мощность, кВА;

$K_{ДР}$ – коэффициент динамики роста нагрузок; для сельских потребителей $K_{ДР} = 0,7$.

По экономическим интервалам нагрузок для основных и дополнительных приводов выбираются площади сечения проводов. Результаты расчетов и марки провода сведены в таблицу 6.

Для проверки правильности выбора сечения провода определяем потери напряжения на каждом участке линии по формуле

$$\Delta U\% = \Delta U_{уд} \cdot S_{max} \cdot L \cdot 10^{-3}, \quad (18)$$

где $\Delta U_{уд}$ – удельные потери напряжения, выраженные в тысячных долях процента на 1 кВА·км;

L – длина расчетного участка, км.

Пример расчета:

Участок 0-1 Ф-7:

$$S_{ЭК} = 0,7 \cdot 3092 = 2164 \text{ кВА.}$$

Участок 0-1 Ф-7:

$$\Delta U\% = 0,709 \cdot 3092 \cdot 1,2 \cdot 10^{-3} = 2,63 \text{ \%}.$$

Результаты расчетов сведены в таблицу 6

Таблица 6 - Эквивалентные мощности, марки проводов и потери в сети 10 кВ

№ фидера и участка	S_{MAX} , кВА	$S_{ЭК}$, кВА	L , км	Марка основного провода	Потери напряжения, %		
					удельные	на участке	с начала линии
1	2	3	4	5	6	7	8
Фидер 7							
0-1	3092	2164	1,2	СИП-3-(50)	0,709	2,63	2,63
1-ТП-3	641	449	0,7	СИП-3-(35)	0,926	0,42	3,05
1-2	2565	1796	0,4	СИП-3-(50)	0,709	0,73	3,36
2-ТП-7	692	484	0,6	СИП-3-(35)	0,926	0,38	3,74
2-3	1997	1398	0,5	СИП-3-(50)	0,709	0,71	4,07

3-ТП-6	1151	806	0,6	СИП-3-(35)	0,888	0,61	4,68
3-4	1095	167	0,8	СИП-3-(35)	0,709	0,57	4,64
4-ТП-5	646	452	0,4	СИП-3-(35)	0,943	0,23	4,87
4-ТП-4	575	403	0,8	СИП-3-(35)	0,888	0,41	5,05
Фидер 1							
0-ТП-8	512	358	3,2	СИП-3-(50)	0,709	1,60	1,160
Фидер 4							
0-ТП-9	193	135	1,1	СИП-3-(35)	0,926	0,20	0,20
Фидер 6							
0-ТП-10	221	155	0,9	СИП-3-(35)	0,926	0,18	0,18
Фидер 8							
0-ТП-11	145	102	1,3	СИП-3-(35)	0,943	0,18	0,18
Фидер 14							
0-ТП-12	385	270	1,2	СИП-3-(35)	0,923	0,43	0,43

Максимальная потеря напряжения на самой удалённой ТП-4 составляет $\Delta U\% = 5,05\%$.

Согласно ПУЭ [7], для линии 10 кВ потери напряжения должны составлять не более $\pm 10\%$. Для железобетонных опор для 2 зоны по гололеду и ветровой нагрузке (ПУЭ) - зона Дальнего Востока.

Выбранный провод по потере напряжения проходит.

2.4 Выбор силовых трансформаторов

2.4.1 Первый вариант

При выборе числа и мощности трансформатора учитываются следующие моменты:

- число трансформаторов на подстанции, для обеспечения надёжности питания потребителей, с учётом их категории;

- сравнивают два варианта по мощности выбираемых трансформаторов с учетом допускаемой нагрузки их в нормальном режиме и допустимой перегрузки в аварийном режиме;

- определяется экономически выгодный вариант при заданном графике нагрузки;

- учитывается возможность увеличения мощности подстанции, путем установки более мощных трансформаторов на тех же фундаментах.

Так как подстанция узловая и имеются потребители первой категории 10% и второй категории 50 %, то намечаем два варианта двух трансформаторной подстанции.

Расчётная мощность на шинах 10 кВ.

$$\sum P_{10} = (P_{\max \Phi 7} + P_{\max \Phi 1} + P_{\max \Phi 4} + P_{\max \Phi 6} + P_{\max \Phi 8} + P_{\max \Phi 14}) k_0, \quad (19)$$

где $P_{\max \Phi 7} - P_{\max \Phi 14}$ – расчётный дневной максимум нагрузки;

$k_0 = 0,80$ – коэффициент одновременности максимума нагрузок.

$$\sum P_{10} = (2350 + 400 + 147 + 168 + 81 + 300) \cdot 0,80 = 2756 \text{ кВт.}$$

Расчетная полная мощность:

$$S_{P_{10}} = \frac{\sum P_{10}}{\cos \varphi}, \quad (20)$$

$$S_{P_{10}} = \frac{2756}{0,86} = 3200 \text{ кВА.}$$

Расчётный ток:

$$I_{P_{10}} = \frac{S_P}{\sqrt{3} \cdot U_H}, \quad (21)$$

$$I_{P_{10}} = \frac{3200}{\sqrt{3} \cdot 10} = 185 \text{ А.}$$

В качестве 1 варианта предлагаем установить: 2 трансформатора ТМН-2500-35/10 мощностью по 2,5 МВА;

2.4.2 Второй вариант

В качестве 2-го варианта предлагаем установить 2 трансформатора ТМН-1600-35/10 мощностью по 1,6 МВА.

2.5 Технико-экономическое сравнение двух вариантов

Проверяем намеченные варианты по перегрузочной способности в нормальном и аварийных режимах.

По кривым кратностей допустимых перегрузок трансформатора за счет неравномерности суточного графика при $K_{зг} = 0,74$ и $t_{max} = 4$ ч. [34].

$$K_{пер1} = 1,12$$

За счёт летней недогрузки допускается дополнительная перегрузка трансформатора в размере 15%, но суммарная перегрузка в часы максимума не должен превышать 30%.

В данном случае допустима перегрузка:

$$K_{пер} = K_{пер1} + K_{перл},$$

$$K_{пер} = 12 + 15 = 27 \text{ \%}.$$

Проверяем первый вариант по перегрузочной способности:

$$S_p = 3200 \text{ кВА};$$

$$2S_{итр} = 2 \cdot 2500 = 5000 \text{ кВА}.$$

С допустимой нагрузкой два трансформатора можно загрузить:

$$S_{пер} = 1,27 \cdot 5000 = 6350 > S_p = 3200 \text{ кВА}.$$

Из расчётов видно, что с допустимой перегрузкой два трансформатора по 2500 кВА полностью обеспечивают потребленную мощность.

В аварийном случае, при выходе из работы одного из трансформаторов, по ПУЭ допускается перегрузка – трансформатора 40 % по 6 часов в течение 5 суток.

$$S_{пер авар} = 1,4 \cdot 2500 = 3500 \text{ кВА}.$$

$$S_{\text{пер авар}} = 3500 \text{ кВА} > S_p = 3200 \text{ кВА}.$$

Следовательно, с аварийной перегрузкой один трансформатор 2500 кВА обеспечивает питание всех потребителей.

Проверяем по перегрузочной способности второй вариант:

$$S_{\text{нтр}} = 2 \cdot 1600 = 3200 \text{ кВА};$$

$$S_p = 3200 \text{ кВА}.$$

$$S_{\text{пер}} = 1,27 \cdot 3200 = 4064 \text{ кВА} > S_p = 3200 \text{ кВА}.$$

В нормальном режиме два трансформатора по 1600 кВА обеспечивают всю необходимую мощность.

В аварийном случае, при работе одного трансформатора:

$$S_{\text{пер. авар}} = 1,4 \cdot 1600 = 2240 \text{ кВА} < S_p = 3200 \text{ кВА}.$$

$$S_{\text{I, II кат}} = 0,6 S_p = 0,6 \cdot 3200 = 1920 \text{ кВА} < S_{\text{пер. авар}} = 2240 \text{ кВА}.$$

Из расчётов видно, что один трансформатор с аварийной перегрузкой обеспечивает всю необходимую мощность для потребителей I и II категории.

Из проверки вариантов по перегрузочной способности в рабочем и аварийном режимах видно, что оба варианта приемлемы. Окончательный выбор варианта производится после сравнения технико-экономических показателей.

Выбираем по [5] паспортные данные двух трансформаторов и сводим их в таблицу 6.

Таблица 7 - Паспортные данные трансформаторов

Тип трансформатора	S_n , кВА	U_{H1}/U_{H2} кВ	P_{xx} кВА	$P_{кз}$ кВА	$U_{кз}$ %	I_{xx} %	Цена руб.
ТМН-2500/35/10	2500	35/10	3,9	23,5	6,5	1,0	1945847,5
ТМН-1600/35/10	1600	35/10	3,65	16,2	6,4	1,15	1202935,26

Определяем потери энергии в трансформаторах за год, пользуясь формулой [3]:

$$\Delta W_{\text{ст}} = 2 \cdot \left[\left(\Delta P_{xx} + K_{\text{ип}} \cdot \frac{I_{xx}}{100} \cdot S_{\text{инт}} \right) \cdot T_{\text{ст}} + K_{30,5^2} \cdot \left(\Delta P_{кз} + K_{\text{ип}} \cdot \frac{U_{кз}}{100} \cdot S_{\text{инт}} \right) \cdot \tau_{\text{ст}} \right] \quad (22)$$

где $T_{ст}$ – продолжительность каждой ступени нагрузки по годовому графику, час.

$\tau_{ст}$ – время потерь каждой ступени, ч;

$K_{ип} = 0,1$ кВт/квар – коэффициент изменения потерь активной мощности при передаче реактивной мощности;

$K_з = S_{ст} / S_{нтр}$ – коэффициент загрузки одного трансформатора;

$K_{з0,5} = S_{ст} / 2S_{нтр}$ – коэффициент загрузки при работе двух трансформаторов.

На рисунке 11 представлен суточный график нагрузки.

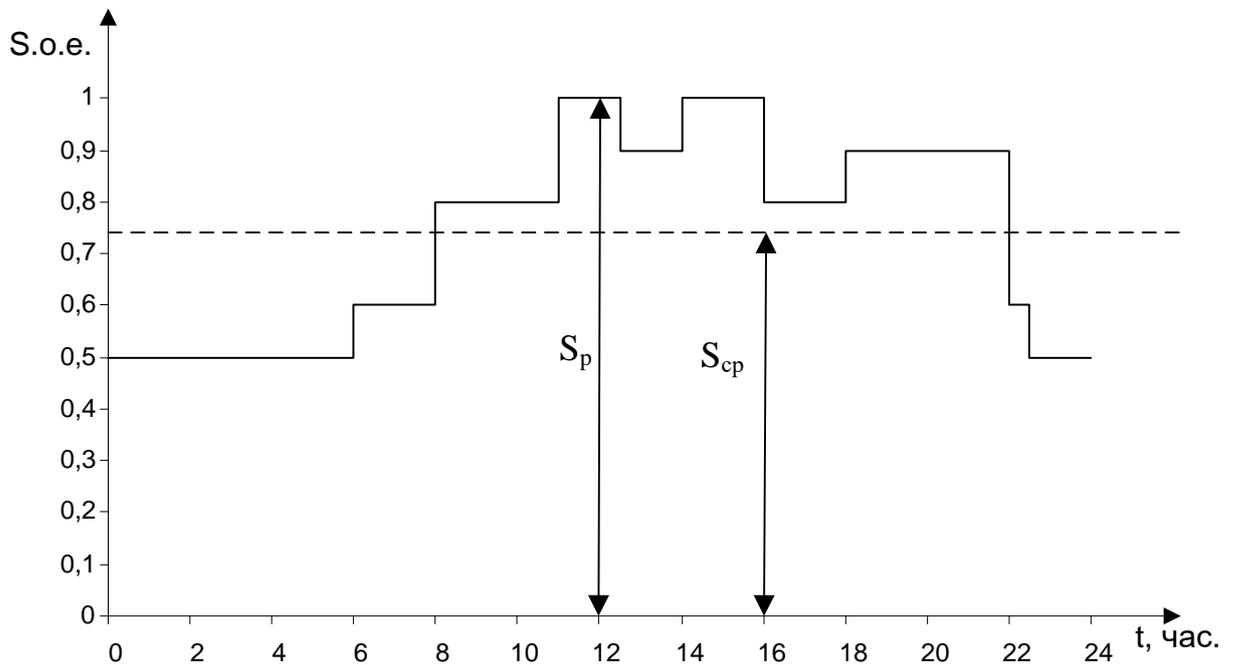


Рисунок 11- Суточный график нагрузки

Определяем среднесуточную нагрузку по суточному графику (рисунок 11).

Среднесуточная нагрузка:

$$S_{ср} = \frac{\sum S \cdot t}{\sum t} \quad (23)$$

где S – нагрузка ступени суточного графика, т. е.;

t – продолжительность степени суточного графика, ч.

$$S_{\text{ср}} = \frac{0,5(6 + 1) + 0,6(2 + 1) + 0,8(3 + 2) + 0,9(1 + 4) + 1(2 + 2)}{24} = 0,74$$

Коэффициент заполнения графика:

$$K_{\text{зг}} = S_{\text{ср}} / S_{\text{р}},$$

$$K_{\text{зг}} = 0,74 / 1 = 0,74.$$

По суточному графику нагрузки строим график (рисунок 12) в относительных единицах по продолжительности исходя из количества рабочих дней в году – 300, выходных и праздничные – 65 дней.

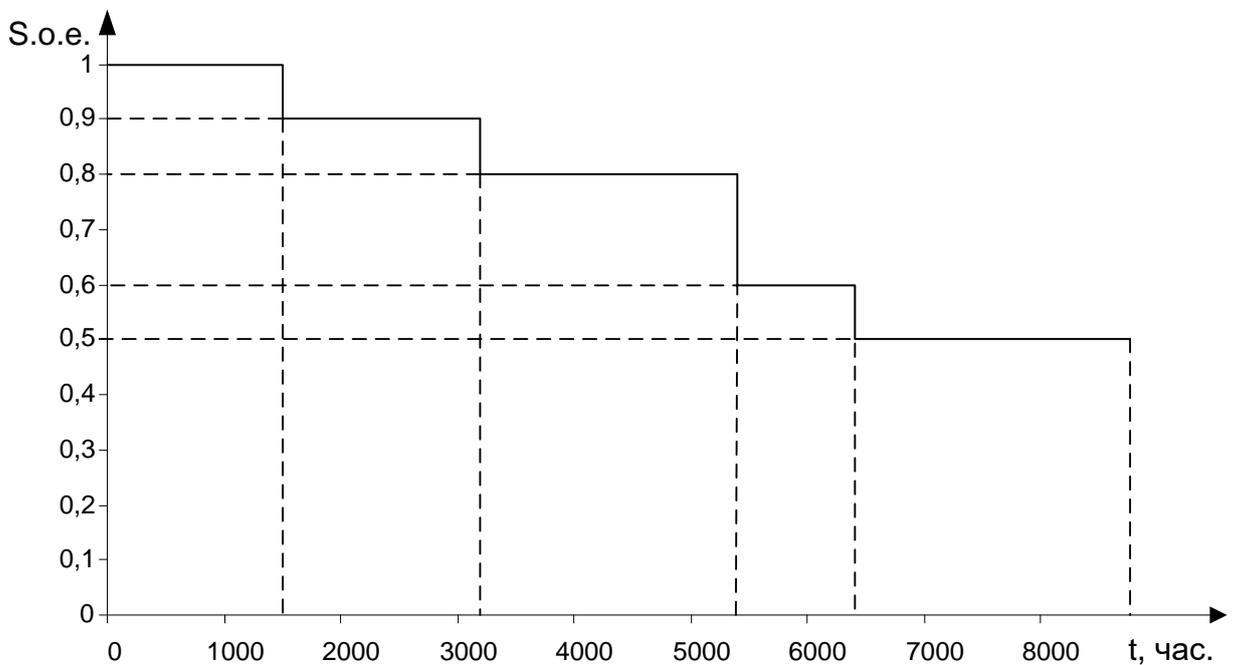


Рисунок 12 - Годовой график нагрузки

Согласно годовому графику, определяем годовое использование времени максимума нагрузки:

$$T_{\text{М}} = \frac{W_{\text{год}}}{S_{\text{М}}} = \frac{\sum S \cdot t}{S_{\text{М}}} \quad (24)$$

где S – нагрузка ступени годового графика, кВА;

S_M – максимум нагрузки, кВА;

t – продолжительность ступени нагрузки годового графика, ч.

$$T_M = \frac{1 \cdot 1469 + 0,9 \cdot 1825 + 0,8 \cdot 1825 + 0,6 \cdot 1095 + 0,5 \cdot 2555}{1} = 6497 \text{ час}$$

Определяем время потерь τ годовое.

$$\tau_{\text{год}} = \left(0,124 + \left(\frac{T_M}{10000} \right)^2 \right) \cdot 8760 \quad (25)$$

$$\tau_{\text{год}} = \left(0,124 + \left(\frac{6497}{10000} \right)^2 \right) \cdot 8760 = 4784 \text{ часов}$$

Время потерь ступеней нагрузки:

$$\tau_{\text{ст}} = \frac{T_{\text{ст}} \cdot \tau_{\text{год}}}{T_{\text{год}}} \quad (26)$$

где $T_{\text{ст}}$ – продолжительность ступени нагрузки годового графика, ч;

$T_{\text{год}}$ – годовое время, ч.

Время потерь первой ступени нагрузки:

$$\tau_{\text{ст1}} = \frac{1460 \cdot 4784}{8760} = 797 \text{ ч}$$

Коэффициент загрузки трансформаторов для I варианта.

$$K_{30,5-1\text{с}} = \frac{3200}{2 \cdot 2500} = 0,64$$

Определяем энергии при работе на первой ступени:

$$\Delta W_{\text{ст1}} = 2 \cdot \left[\left(3,9 + 0,1 \cdot \frac{1,0}{100} \cdot 2500 \right) \cdot 1460 + 0,64^2 \cdot \left(23,5 + 0,1 \cdot \frac{6,5}{100} \cdot 2500 \right) \cdot 797 \right] = 44650 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

Результаты расчетов предложенных вариантов изложены в таблицах 7, 8.

Таблица 8 - Результаты расчетов для первого варианта

№ ступени	Нагрузки ступени о.е.	Нагрузки ступени кВА	T _{ст} час	τ _{ст} час	K _з	K ₃₀₅	P _{xx} кВт	P _{кз} кВт	U _{кз} %	I _{xx} %	Потери энергии кВт час
1	1	3200	1460	797	-	0,64	3,9	23,5	6,5	1	44650
2	0,9	2880	1825	997	-	0,58	3,9	23,5	6,5	1	50024
3	0,8	2560	1825	997	-	0,51	3,9	23,5	6,5	1	46472
4	0,6	1920	1095	598	-	0,38	3,9	23,5	6,5	1	20881
5	0,5	1600	2555	1395	0,64	-	3,9	23,5	6,5	1	39065
W _{год} = 183092											

Таблица 9 - Результаты расчетов для второго варианта

№ ступени	Нагрузки ступени о.е.	Нагрузки ступени кВА	T _{ст} час	τ _{ст} час	K _з	K ₃₀₅	P _{xx} кВт	P _{кз} кВт	U _{кз} %	I _{xx} %	Потери энергии кВт час
1	1	3200	1460	797	-	1	3,65	16,2	6,4	1,15	58175
2	0,9	2880	1825	997	-	0,9	3,65	16,2	6,4	1,15	62742
3	0,8	2560	1825	997	-	0,8	3,65	16,2	6,4	1,15	53780
4	0,6	1920	1095	598	-	0,6	3,65	16,2	6,4	1,15	23408
5	0,5	1600	2555	1395	-	0,5	3,65	16,2	6,4	1,15	48796
W _{год} = 246901											

Расчёт капитальных затрат.

$$K = 2 \cdot C_{тр}, \quad (27)$$

1 вариант:

$$K_1 = 2 \cdot C_{тр1} = 2 \cdot 1945847,5 = 3891695 \text{ руб.}$$

2 вариант:

$$K_2 = 2 \cdot C_{тр2} = 2 \cdot 1202935,26 = 2405870,52 \text{ руб.}$$

Годовые эксплуатационные расходы:

$$C_T = C_{см} \cdot K + C_{тр} \cdot K + C_o \cdot W_{год} \quad (28)$$

где, C_{см} = 6,9% - норматив амортизационных отчислений;

$C_{\text{тр}} = 1\%$ - отчисления на текущий ремонт;

$C_o = 2,15$ руб/кВт·ч – цена одного кВт·ч;

$W_{\text{год}}$ = годовые потери энергии в трансформаторах.

Годовые эксплуатационные расходы 1 вариант:

$$C_1 = (6,9/100) \cdot 3891695,0 + (1/100) \cdot 3891695,0 + 2,15 \cdot 183092 = 701092 \text{ руб.}$$

Годовые эксплуатационные расходы 2 вариант:

$$C_1 = (6,9/100) \cdot 2405870,52 + (1/100) \cdot 2405870,52 + 2,15 \cdot 246901 = 759603 \text{ руб.}$$

Срок окупаемости

$$T_{\text{ок}} = \frac{K_I - K_{II}}{C_{II} - C_I} \quad (29)$$

$$T_{\text{ок}} = \frac{3891695 - 2405870,52}{759603 - 701092} = 25 \text{ лет}$$

Нормативный срок окупаемости 8 лет. Так как расчётный срок окупаемости $T_{\text{ок}} = 25$ лет много больше нормативного, то экономически более выгоден 2-й вариант.

Окончательно принимаем на подстанции «Бира» два трансформатора ТМН-1600/35/10.

3 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

3.1 Расчет параметров схемы замещения

При расчете токов короткого замыкания (КЗ) принимаются следующие допущения:

- 1) не учитываются углы сдвига фаз между ЭДС;
- 2) не учитываются емкостные проводимости ЛЭП;
- 3) не учитывается нагрузка в схеме замещения прямой последовательности;
- 4) сопротивления прямой и обратной последовательности для всех элементов схемы равны;
- 5) короткие замыкания считаются металлическими;
- 6) сопротивления ЛЭП принимаются сосредоточенными;
- 7) расчет ведется для начального момента времени возникновения КЗ;
- 8) расчет ведется по средним значениям напряжения.

Расчет токов КЗ производится для выбора (проверки) электрических аппаратов, шин кабелей и изоляторов в аварийном режиме, выбора средств ограничения токов КЗ (реакторов), а также проектирования и настройки устройств релейной защиты и автоматики. В этом разделе будем проводить расчет токов симметричного КЗ для расчетных точек: на шинах ВН питающей и понижающей подстанции и шинах НН понижающей подстанции.

Однолинейная схема рассматриваемого участка представлена на рисунке 13.

На основе расчетной схемы составляем схему замещения для определения значений сопротивлений, входящих в нее. При составлении схемы замещения для электроустановок напряжением выше 1000 В учитываем индуктивные сопротивления электрооборудования.

Схема замещения выполнена в однолинейном исполнении и путем соответствующего преобразования приведена к простейшему виду для определения результирующего сопротивления относительно точки короткого

замыкания.

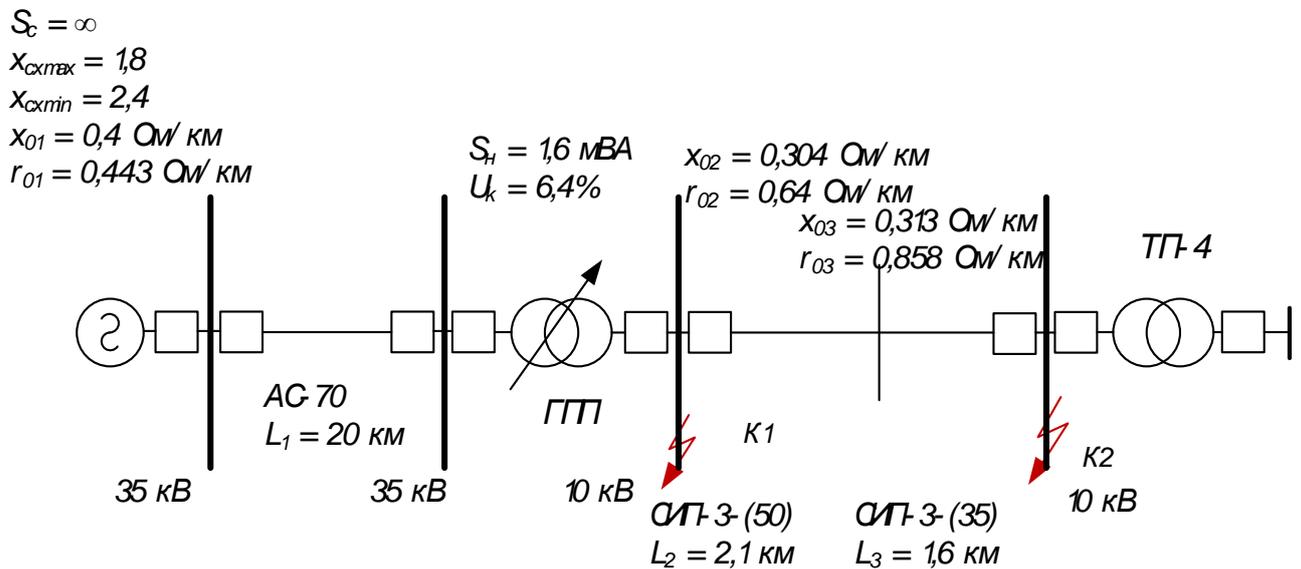


Рисунок 13 - Однолинейная схема рассматриваемого объекта

Определение базисного тока:

$$I_{б1} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{б1}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 35} = 1,65 \text{ кА}$$

$$I_{б2} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{б2}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10} = 5,774 \text{ кА}$$

Сопротивление системы:

$$X_{с.макс} = 1,8 \text{ Ом}$$

$$X_{с.мин} = 2,4 \text{ Ом}$$

Сопротивление ЛЭП:

$$X_{л1} = X_{01} \cdot L_1 \cdot \frac{S_6}{U_{ср.ном1}^2} = 0,4 \cdot 20 \cdot \frac{100}{37^2} = 0,584$$

$$R_{Л1} = R_{01} \cdot L_1 \cdot \frac{S_6}{U_{\text{ср.ном1}}^2} = 0,443 \cdot 20 \cdot \frac{100}{37^2} = 0,647$$

$$X_{Л2} = X_{02} \cdot L_2 \cdot \frac{S_6}{U_{\text{ср.ном2}}^2} = 0,304 \cdot 2,1 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,579$$

$$R_{Л2} = R_{02} \cdot L_3 \cdot \frac{S_6}{U_{\text{ср.ном2}}^2} = 0,64 \cdot 1,6 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,929$$

$$X_{Л3} = X_{03} \cdot L_3 \cdot \frac{S_6}{U_{\text{ср.ном2}}^2} = 0,313 \cdot 1,6 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,454$$

$$R_{Л3} = X_{03} \cdot L_3 \cdot \frac{S_6}{U_{\text{ср.ном2}}^2} = 0,858 \cdot 1,6 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 1,245$$

Трансформатор ГПП:

$$X_m = \frac{U_k \cdot S_6}{100 \cdot 2 \cdot S_{\text{ном}}} = \frac{6,4 \cdot 100}{100 \cdot 2 \cdot 1,6} = 2$$

Схема замещения с рассчитанными параметрами изображена на рисунке 14.

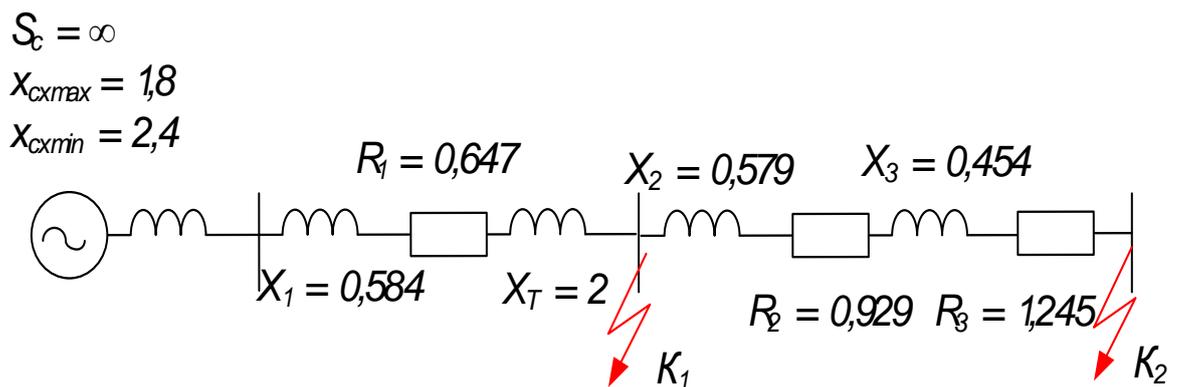


Рисунок 14 - Схема замещения рассматриваемого участка

3.2 Вычисление токов короткого замыкания

Расчет ТКЗ в максимальном режиме точка K_1 .

Точка КЗ K_1 на шинах ВН питающей подстанции. Система находится в максимальном режиме. Рассчитанные значения параметров наносятся на схему замещения прямой последовательности для максимального режима (рисунок 15):

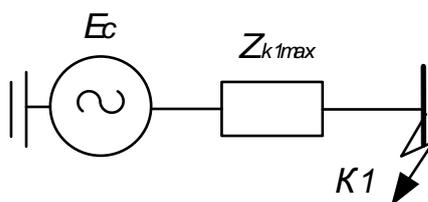


Рисунок 15 - Эквивалентная схема замещения прямой последовательности относительно точки $K1$ для максимального режима

Эквивалентное сопротивление в точке $K1$ в максимальном режиме:

$$z_{\Sigma k1.макс} = \sqrt{R_{л1}^2 + (X_{с.макс} + X_{л1} + X_m)^2} = \sqrt{0,647^2 + (1,8 + 0,584 + 2)^2} = 4,432$$

Определяем ток трехфазного короткого замыкания в точке K_1 по формуле:

$$I_{3.k1.макс} = \frac{I_{б1}}{z_{\Sigma k1.макс}} = \frac{1,65}{4,432} = 0,372 \text{ кА}$$

Ток двухфазного КЗ в точке K_1 по формуле:

$$I_{2.k1.макс} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{3.k1.макс} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 0,372 = 0,32 \text{ кА}$$

Расчет ТКЗ в минимальном режиме точка K_1 .

Точка КЗ K_1 на шинах ВН питающей подстанции. Система находится в минимальном режиме. Рассчитанные значения параметров наносятся на схему

замещения прямой последовательности для минимального режима (рисунок 16):

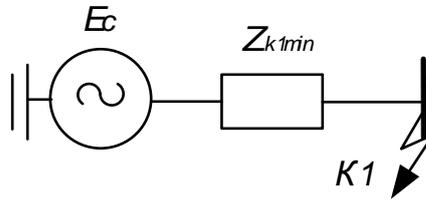


Рисунок 16 - Эквивалентная схема замещения прямой последовательности относительно точки К1 для минимального режима

Эквивалентное сопротивление в точке К1 в минимальном режиме:

$$z_{\Sigma k1.макс} = \sqrt{R_{л1}^2 + (X_{с.мин} + X_{л1} + X_m)^2} = \sqrt{0,647^2 + (2,4 + 0,584 + 2)^2} = 5,026$$

Определяем ток трехфазного короткого замыкания в точке К₁ по формуле:

$$I_{3.k1.мин} = \frac{I_{б1}}{z_{\Sigma k1.мин}} = \frac{1,65}{5,026} = 0,328 \text{ кА}$$

Ток двухфазного КЗ в точке К₁ по формуле:

$$I_{2.k1.мин} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{3.k1.мин} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 0,328 = 0,284 \text{ кА}$$

Расчет ТКЗ в максимальном режиме точка К₂.

Точка КЗ К₂ на шинах ВН понижающей подстанции. Система находится в максимальном режиме. Рассчитанные значения параметров наносятся на схему замещения прямой последовательности для максимального режима (рисунок 17):

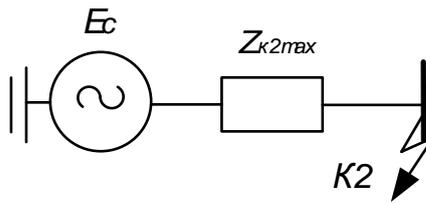


Рисунок 17 - Эквивалентная схема замещения прямой последовательности относительно точки К2 для максимального режима

Эквивалентное сопротивление в точке К2 в максимальном режиме:

$$\begin{aligned}
 z_{\Sigma \text{к2.макс}} &= \sqrt{(R_{\text{л1}} + R_{\text{л2}} + R_{\text{л3}})^2 + (X_{\text{с.макс}} + X_{\text{л1}} + X_m + X_{\text{л2}} + X_{\text{л3}})^2} \\
 &= \sqrt{(0,647 + 0,929 + 1,245)^2 + (1,8 + 0,584 + 2 + 0,579 + 0,454)^2} \\
 &= 6,108
 \end{aligned}$$

Определяем ток трехфазного короткого замыкания в точке К₂ по формуле:

$$I_{3.\text{к2.макс}} = \frac{I_{\text{б2}}}{z_{\Sigma \text{к2.макс}}} = \frac{5,774}{6,108} = 0,945 \text{ кА}$$

Ток двухфазного КЗ в точке К₂ по формуле:

$$I_{2.\text{к2.макс}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{3.\text{к2.макс}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 0,945 = 0,81 \text{ кА}$$

Расчет ТКЗ в минимальном режиме точка К₂.

Точка КЗ К₂ на шинах ВН понижающей подстанции. Система находится в минимальном режиме. Рассчитанные значения параметров наносятся на схему замещения прямой последовательности для минимального режима (рисунок 18):

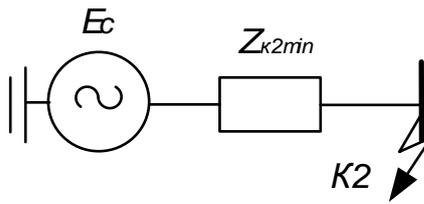


Рисунок 18 - Эквивалентная схема замещения прямой последовательности относительно точки К2 для минимального режима

Эквивалентное сопротивление в точке К2 в минимальном режиме:

$$\begin{aligned}
 z_{\Sigma_{K2.мин}} &= \sqrt{(R_{л1} + R_{л2} + R_{л3})^2 + (X_{с.мин} + X_{л1} + X_m + X_{л2} + X_{л3})^2} \\
 &= \sqrt{(0,647 + 0,929 + 1,245)^2 + (2,4 + 0,584 + 2 + 0,579 + 0,454)^2} \\
 &= 6,646
 \end{aligned}$$

Определяем ток трехфазного короткого замыкания в точке К₂ по формуле

$$I_{3.к2.мин} = \frac{I_{б2}}{z_{\Sigma_{K2.мин}}} = \frac{5,774}{6,646} = 0,869 \text{ кА}$$

Ток двухфазного КЗ в точке К₂ по формуле:

$$I_{2.к2.мин} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{3.к2.мин} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 0,869 = 0,752 \text{ кА}$$

3.3 Вычисление ударного тока КЗ

Для выбора, проверки оборудования на электродинамическую и термическую стойкость в режиме КЗ и проверки на отключающую способность выключателя необходимо рассчитать на основе начального действующего значения периодической составляющей тока КЗ $I_{п0}$ [4]:

1. Периодическую составляющую тока КЗ i в момент времени t .
2. Аперiodическую составляющую тока КЗ в момент времени t .
3. Ударный ток КЗ I_y .

Максимальный ток трехфазного КЗ в начале защищаемого участка воздушной линии равен:

$$I_{no} = I_{3.к1.макс} = 0,372 \text{ кА}$$

Найдём периодическую составляющую тока КЗ:

$$I_{пт} = \gamma_t \cdot I_{no} = 0,85 \cdot 0,372 = 0,316 \text{ кА}$$

Апериодическую составляющую тока КЗ:

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{no} \cdot e^{\frac{-t}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 0,372 \cdot e^{\frac{-0,04}{0,02}} = 0,071 \text{ кА}$$

где t – собственное время отключения выключателя;

T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ, равная 0,02 с.

T – время размыкания цепи КЗ дугогасительными контактами выключателя [6].

Ударный ток КЗ:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{no} \cdot K_{уд} = \sqrt{2} \cdot 0,372 \cdot 1,608 = 0,846 \text{ кА}$$

где $K_{уд} = 1,608$ – ударный коэффициент для систем [6].

Результаты расчетов токов КЗ и ударного тока сведены в таблице 10.

Таблица 10 - Результаты расчетов ТКЗ и ударного тока

Точка КЗ	Виды КЗ			
	Max		Min	
	(3)	(2)	(3)	(2)
К1	0,372	0,322	0,372	0,284
К2	0,945	0,819	0,945	0,752
Расчеты ударного тока				
Ток ПО, кА	Периодическая составляющая тока КЗ, кА	Апериодическая составляющая тока КЗ, кА	Ударный ток, кА	
0,372	0,316	0,071	0,846	
0,945	0,803	0,181	2,149	

4 ВЫБОР КОММУТАЦИОННОГО ОБОРУДОВАНИЯ

4.1 Выбор выключателя ВН на питающей подстанции

Выключатель – это аппарат, предназначенный для отключения и включения цепей высокого напряжения в нормальных и аварийных режимах.

Выключатель является основным коммутационным аппаратом в электрических установках.

К выключателям должны предъявляться основные требования [6]:

- надежное отключение любых токов,
- скорость срабатывания,
- пригодность для быстродействующего АПВ,
- взрыво- и пожаробезопасность,
- удобства транспортировки и эксплуатации.

Выбираем элегазовый баковый выключатель ВМПЭ - 11-2500-31,5 с трансформатором тока ТПЛ-10-10Р/30-300/5 производства «ЗАО Энергомаш-Уралэлектротяжмаш». Основные характеристики выключателя:

- Выключатель предназначается для эксплуатации в открытых и закрытых РУ в районах с умеренным и холодным климатом
- Верхнее рабочее значение температуры окружающего выключатель воздуха должно составлять 40 °С.
- Нижнее рабочее значение температуры окружающего выключатель воздуха должно составлять минус 55 °С.
- Выключатель обеспечен устройствами электроподогрева полюсов, которые в результате снижения температуры воздуха до минус 25 °С автоматически включаются и отключаются при температуре минус 19-22 °С.
- Наличие трансформаторов тока типа ТПЛ-10-10Р/30-300/5 с высокими классами точности и большим межпроверочным интервалом – 20 лет.
- Комплектация пружинным приводом с увеличенным количеством сигнальных контактов, длительно пропускающих токи широкого диапазона (от 5 до 25 А); автоматическим управлением 2-мя ступенями обогрева шкафа и

контролем их исправности.

- Высокий механический и коммутационный ресурс, которые обеспечивают при нормальных условиях эксплуатации не менее, чем 25-летний срок службы до первого ремонта.

- Высокие пожаро- и взрывобезопасность.

- Минимальное техническое обслуживание и межремонтный период.

- Вероятность отключения токов нагрузки в результате потери избыточного давления газа в выключателе.

- Невысокая степень шума при срабатывании - соответствует внутренним природоохранным требованиям.

Таблица 11 - Параметры выключателя

ВМПЭ - 11-2500-31,5	
Номинальное напряжение, кВ	10
Номинальный ток, А	2500
Номинальный ток отключения, кА	31,5
Ток включения, наибольший пик, кА	80
Ток включения, начальное действующее значение, кА	31,5
Ток термической стойкости, кА	55
Время протекания тока термической стойкости, с	3
Собственное время отключения, с	0,055

Проверка выключателя по условиям [7] таблица 1.27:

1. По напряжению установки: $U_{\text{сети.ном}} \leq U_{\text{ном}}$.

$$U_{\text{ном}} \leq U_{\text{ном.в}} = 10 \leq 10$$

2. По длительному току: $I_{\text{норм}} \leq I_{\text{ном}}; I_{\text{мах}} \leq I_{\text{ном}}$

$$I_{\text{м'}} \leq I_{\text{ном.в}} = 272,266 \leq 2500$$

Максимальный ток послеаварийного или ремонтного режима находится при условии работы системы при снижении напряжения на 10 % [6]:

$$I_{\text{м}} = \frac{1,4 \cdot S_T}{0,95 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.в}}} = \frac{1,4 \cdot 2 \cdot 1,6}{0,95 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 0,272 \text{ кА}$$

3. По отключающей способности: $I_{\text{п}} \leq I_{\text{отк}}; i_{\text{ат}} \leq i_{\text{а.ном}}$;

Отключение периодической составляющей:

$$I_{nt} \leq I_{н.вкл} = 0,316 \leq 80$$

Отключение аperiodической составляющей:

$$I_{at} \leq I_{вкл} = 0,071 \leq 31,5$$

4. По включающей способности $I_{п0} \leq I_{вкл}$, $i_{уд} \leq i_{вкл}$:

$$I_{п0} \leq I_{вкл} = 0,372 \leq 31,5$$

5. Проверка по электродинамической стойкости $I_{п0} \leq I_{дин}$, $i_{уд} \leq i_{дин}$,

$$I_{п0} \leq I_{вкл} = 0,372 \leq 31,5$$

$$i_{уд} \leq I_{н.вкл} = 0,846 \leq 80$$

где $i_{дин}$, $I_{дин}$, – предельный сквозной ток КЗ (амплитуда и действительное значение).

6. Проверка на термическую стойкость, $B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$

$$B_k \leq B = 0,01 \leq 9075$$

$$B_k = I_{п0}^2 \cdot (t_{св} + T_a) = 0,372^2(0,055 + 0,02) = 0,01$$

$$B = I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 55^2 \cdot 3 = 9075$$

$t_{отк}$ – получается путем сложения времени действия релейной защиты данной цепи с учётом действия АПВ и полного времени отключения выключателя.

$I_{тер}$ – ток термической стойкости

$t_{тер}$ – допустимое время протекания тока термической стойкости
 $t_{отк}=0,055+0$

4.2 Выбор трансформатора тока

Трансформаторы тока выбираются по номинальному напряжению, номинальному току первичной цепи, роду установки, конструкции, классу точности, номинальной мощности вторичной цепи и рассчитывают на электродинамическую и термическую стойкость при протекании сквозных токов короткого замыкания.

Выбираем встроенный в выключатель трансформатор тока типа ТПЛ-10-10Р/30-300/5.

Таблица 12 - Технические характеристики трансформатора тока

ТПЛ-10-10Р/30-300/5	
Номинальное напряжение, кВ	10
Номинальный первичный ток, А	300
Номинальный вторичный ток, А	5
Класс точности	0,33
Ток электродинамической стойкости, кА	102
Предельный ток термической стойкости, кА	40
Время протекания тока термической стойкости, с	1

Производим проверку трансформатора по следующим критериям [7]
таблица 1.27:

1. По напряжению установки: $U_{уст} \leq U_{ном}$

$$U_{уст} \leq U_{ном} = 10 \leq 10$$

2. По номинальному току первичной цепи: $I_{норм} \leq I_{ном}; I_{max} \leq I_{ном}$

$$i \leq I_{ном.1} = 127,279 \leq 300$$

3. По электродинамической стойкости: $i_{уд} \leq i_{дин}; I_{уд} \leq \sqrt{2}K_{эд.ном}$

$$i_{уд} \leq i = 0,846 \leq 127,279$$

4. По термической стойкости: $B_k = I_{по}^2(t_{отк} + t_a) \leq I_{тер}^2 t_{тер}$

$$B = I_{терм}^2 \cdot t_{терм} = 40^2 \cdot 1 = 1600$$

$$B_k \leq B = 0,01 \leq 1600$$

5. По вторичной нагрузке (сравнение по номинальной мощности):

$$S' \leq S_n = 2 \leq 30$$

4.3 Выбор разъединителя

Выбираем разъединитель РВФ–11/1000 производства ОАО «ЭЛЕКТРОЗАВОД».

Разъединитель специализирован для включения и отключения обесточенных участков электроцепей переменного тока частотой 50 Гц с номинальным напряжением 10 кВ, эксплуатируемых под напряжением, с созданием заметного разрыва, в том числе заземления отключенных участков

при помощи заземлителей. Разъединитель допускает включение и отключение токов холостого хода трансформаторов, зарядных емкостных токов. При расстоянии между полюсами 2000 мм разъединитель способен включать и отключать ток холостого хода трансформаторов до 4,0 А и зарядные токи до 1,5 А. Управление основными ножами и заземлителями разъединителя выполняется приводом. Масса разъединителя не больше 750 кг. Ресурс по механической износостойкости не менее 10000 циклов.

Срок службы РГД до первого среднего ремонта, при условии не выработки механического ресурса, не менее, 15 лет.

Таблица 13 - Технические характеристики разъединителя

РВФ–11/1000	
Номинальное напряжение, кВ	10
Номинальный ток, А	1000
Ток термической стойкости, кА	31,5
Время протекания тока, с	3
Ток эл.динамич стойкости, кА	80

Проверяем его по условиям [7] таблица 1.27:

1. По напряжению установки: $U_{\text{сети.ном}} \leq U_{\text{ном}}$.

$$U_{\text{ном}} \leq U_{\text{ном}} = 10 \leq 10$$

2. По току: $I_{\text{норм}} \leq I_{\text{ном}}; I_{\text{мах}} \leq I_{\text{ном}}$

$$I_{\text{м'}} \leq I_{\text{ном}} = 272,266 \leq 1000$$

3. По электродинамической стойкости: $i_{\text{уд}} \leq i_{\text{пр.с}}$

$$i_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}} = 0,846 \leq 80$$

4. По термической стойкости: $V_{\text{к}} = I_{\text{по}}^2(t_{\text{отк}} + t_{\text{а}}) \leq I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}}$

$$V_{\text{к}} \leq V = 0,01 \leq 2976,75$$

$$V = I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} = 31,5^2 \cdot 3 = 2976,75$$

4.4 Выбор трансформатора напряжения

Трансформаторы напряжения выбираются по номинальному напряжению установки, роду установки, типа, конструкции, классу точности.

На действие сквозных токов короткого замыкания трансформаторы напряжения не проверяются.

Выбираем трансформатор напряжения типа ЗНГ-10 производства «ЗАО Энергомаш-Уралэлектротяжмаш». Основные технические характеристики ТН:

- Трансформаторы напряжения индуктивные заземляемые антирезонансные элегазовые серии ЗНГ-УЭТМ используются для работы в электросетях переменного синусоидального тока частотой 50 или 60 Гц с эффективно заземленной нейтралью на открытых и закрытых РУ.

- Наибольший показатель температуры окружающего воздуха составляет $+50^{\circ}\text{C}$

- Наименьший показатель температуры окружающего воздуха составляет -60°C

- Каждый трансформатор имеет в своем составе эффективно действующее взрывозащитное устройство (мембрану), которое исключает взрыв трансформатора даже при коротком внутреннем замыкании

- Высокий класс точности вторичной обмотки для учета - 0,2

- Низкий уровень утечек изолирующего газа - не более 0,2% от общей массы в год, а также применение надежных комплектующих обеспечивают эксплуатацию без обслуживания при среднем сроке службы 40 лет

- Трансформатор напряжения имеет в своем составе 3 вторичные обмотки: первая - для подключения цепей учета, вторая - для присоединения цепей измерения, защиты и управления, третья - для цепей защиты от замыканий на землю

- Так как трансформатор не имеет внутренней твердой изоляции, то исключено возникновение частичных разрядов, что, в свою очередь, избавляет от необходимости проведения эксплуатационных проверок и испытаний изолирующих материалов в течение долгого времени

- Вероятность пломбирования выводов вторичной обмотки для учета электроэнергии способствует предотвращению нежелательного доступа к цепям учета.

Таблица 14 - Технические характеристики ТН

Номинальное напряжение, кВ	10
Номинальное напряжение первичной обмотки, кВ	5,77
Номинальное напряжение вторичной обмотки, кВ	57,74
Класс точности	0,5
Номинальная мощность, ВА	500

Проверяем его по условиям [7] таблица 1.27:

1. По напряжению установки: $U_{уст} \leq U_{ном}$

$$U_{ном} \leq U_{ном} = 10 \leq 10$$

2. Ввиду того, что вторичная нагрузка не известна, проверку по мощности не производим.

5 ВЫБОР УСТАВОК ФУНКЦИЙ ЗАЩИТ

5.1 Максимальная токовая защита

В электросетях номиналом 6-10 кВ максимальная токовая защита находит применение как основная защита линий трансформаторов и т. д. и т. п. МТЗ является частью группы функций математических защит устройств производства фирмы «Механотроника» БЭМП 1 всех типов защищаемых подключений, помимо измерительного трансформатора напряжения.

МТЗ в устройствах БЭМП построена, обычно, трехфазной, трехступенчатой. Защита отзывается на превышение фазным током уставки. Выбор уставки определяется условием селективности действия функции защиты.

Устройства БЭМП могут быть расключены 3, иногда 2 фазных тока, в зависимости от желания потребителя. Во втором случае подсоединение происходит на токи фаз А и С, ток в фазе В при этом вычисляется математически, при помощи внутренних программ $i_B = -i_A - i_C$. Для этого необходимо при наладке устройства БЭМП в параметрах присоединения указать отсутствие ТТ в фазе В [11].

Первая и вторая ступени МТЗ имеют независимую выдержку времени срабатывания, третья ступень может использоваться как с независимой, так и с зависимой времятоковой характеристикой срабатывания. Вообще, в сетях 6 (10) кВ первую ступень защиты (МТЗ-1) эксплуатируют как токовую отсечку без выдержки времени (ТО) с максимальным током срабатывания, вторую ступень (МТЗ-2) эксплуатируют как максимальную токовую защиту с выдержкой времени (МТЗ), и третью ступень эксплуатируют как защиту иногда сигнализацию при токовых перегрузках элемента сети.

В предложенных далее методиках расчета параметров срабатывания разбирается эксплуатация МТЗ для защиты отходящих от распределительных линий, понижающих трансформаторов с напряжениями 6(10)/0,4 кВ и линий этим же силовым трансформаторам. Методы выбора уставок, которые будут

описаны могут применяться и применяются и для других видов присоединений при учете их характерных черт, не расписанных в данной работе.

5.1.1 МТЗ отходящих воздушных и кабельных линий 6(10) кВ

Так как в нашем случае имеется множество линий, как кабельных так и воздушных, то ниже приведем пример расчета уставок срабатывания МТЗ в составе терминала БЭМП-1.

В качестве примера был принят отдельный участок сети, изображенный на рисунке 19.

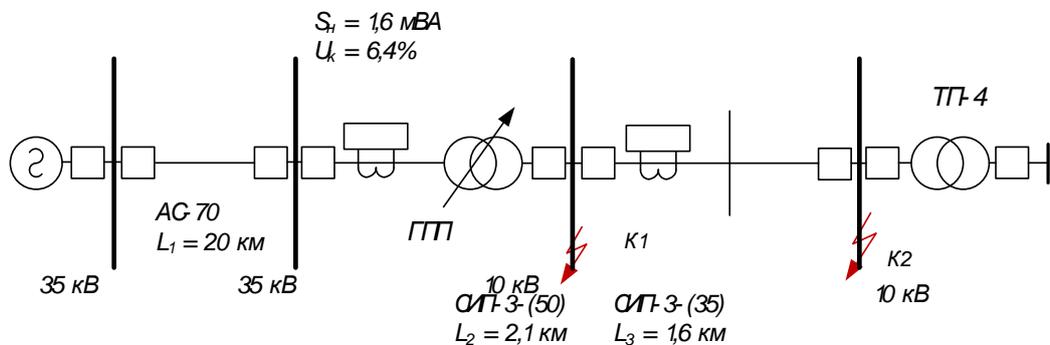


Рисунок 19 - Схема участка сети

Первая ступень МТЗ

Традиционно первая ступень МТЗ находит применение как токовая отсечка от междуфазных КЗ, в зону ответственности которой входит 85% линии. Эта часть находится непосредственно ближе всего к источнику напряжения, и отработывает без технической специальной задержки, т. е. $t_{ср} \approx 0$ с.

Селективность токовой отсечки быстрого срабатывания осуществляется выбором тока срабатывания защиты линии $I_{с.з.}$ большим с запасом, чем наибольший ток трехфазного КЗ $I_{к.маx}^{(3)}$ при повреждении в другом конце защищаемой линии электропередачи:

где $k_n = 1,1 \dots 1,2$ – коэффициент надежности для токовых отсечек без

выдержки времени, установленных на линиях электропередачи;

$I_{k.max}^{(3)}$ – ток трехфазного КЗ в конце защищаемой линии, в максимальном режиме.

Для установления наибольшего показания тока КЗ при повреждении в конце линии электропередачи напряжением 6(10) кВ используется трехфазное КЗ при работе подпитывающей энергосистемы в максимальном режиме, когда электрическое индуктивное сопротивление энергосистемы является наименьшим.

Вторая ступень МТЗ

Вторая ступень - МТЗ-2, находит применение как максимальная токовая защита от междуфазных КЗ с установленной выдержкой времени.

Ток срабатывания отсечки второй ступени отстраивается с оглядкой на токи срабатывания отсечки I или II ступеней защит смежных линий или подключений.

$$I_{сз1} = 1,2 \cdot I_{з.к1.макс} = 1,2 \cdot 0,372 = 0,447 \text{ кА}$$

$$I_{сз1'} = 1,1 \cdot I_{з.к2.макс} = 1,1 \cdot 0,945 = 1,04 \text{ кА}$$

где $k_з = 1,1$ - коэффициент запаса (надежность по согласованию);

$I^{(III)}_{с.з.см(б)}$ - ток срабатывания токовой отсечки (первой ступени) защиты смежной линии .

Помимо прочего, мониторится отстройка от КЗ за трансформатором подстанции- приемника (если имеется выключатель на стороне ВН трансформатора, рисунок 19).

$$I_{сз2'} = 1,1 \cdot I_{сз1'} = 1,1 \cdot 1,04 = 1,144 \text{ кА}$$

$$I_{сз2''} = 1,1 \cdot I_{з.к2.макс} = 1,1 \cdot 0,945 = 1,04 \text{ кА}$$

Выбранным является наивысшее из полученных ранее значений.

Выдержка времени II ступени защиты принимается на ступень селективности ($\Delta t = 0,5$ с) больше выдержек времени ступеней защиты, от которых произведена отстройка:

$$t_{сз2} = 0,5 \text{ с.}$$

В основном, отстройка МТЗ-2 происходит с оглядкой на защиты смежных линий, которые по принципу действия не могут иметь никакой выдержки по времени, из-за этого момента выдержку времени принято выставлять равной 0,5 с.

Чувствительность отсечек второй ступени мониторится в случае металлического КЗ в конце защищаемой линии при минимальном режиме (см. рисунок 19).

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{2.\text{кз.мин}}}{I_{\text{сз2}}} = \frac{0,752}{1,144} = 0,658$$

Третья ступень МТЗ

Третья ступень МТЗ используется в качестве защиты от перегрузок линии рабочими токами. Ток срабатывания максимальной токовой защиты (третьей ступени) считается с оглядкой на максимальный ток нагрузки присоединяемого подключения.

$$I_{\text{сз3}} = \frac{1,1 \cdot 1,5}{0,95} \cdot I_{\text{нагр}} = \frac{1,1 \cdot 1,5}{0,95} \cdot 0,205 = 0,357 \text{ кА}$$

где $k_3 = 1,1$ — коэффициент запаса по избирательности;

$k_C = 1,5 \dots 2,5$ — коэффициент отстройки от самозапуска электродвигателей;

$k_B = 0,95$ — коэффициент возврата токовых защит БЭМП.

Коэффициент отстройки от самозапусков с k принимается равным 3-6 для нагрузки с доминированием электрических машин, с неольшим удельным показанием электрических машин коэффициент понижается.

$I_{\text{нагр}\Sigma}$ — максимальный ток нагрузки.

Максимальный ток нагрузки линии определяется как:

$$I_{\text{нагр}} = \frac{S_T}{\sqrt{3} \cdot 0,9 \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{2 \cdot 1,6}{\sqrt{3} \cdot 0,9 \cdot 10} = 0,205 \text{ кА}$$

где S_{max} — максимальная мощность нагрузки.

Выдержка времени третьей ступени защиты выбирается на пол секунды больше выдержек времени защит, от которых произведена отстройка.

$$t_{\text{сз3}} = t_{\text{сз2}} + \Delta t = 0,5 + 0,5 = 1 \text{ с}$$

Чувствительность третьей ступени защиты проверяется при КЗ в конце смежного участка в минимальном режиме (см. рисунок 17).

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{2.\text{кз.мин}}}{I_{\text{сз3}}} = \frac{0,752}{0,357} = 2,11$$

5.1.2 МТЗ понижающих трансформаторов 6,3(10,5)/0,4 кВ

Первая ступень МТЗ

Первая ступень МТЗ как правило применяется как токовая отсечка от междуфазных КЗ, ее зону ответственности входят выводы обмотки 6,3 (10,5) кВ, часть первичных обмоток трансформатора, а также кабель, соединяющий с одной стороны трансформатор с другой выключателем на стороне 6,3 (10,5) кВ [1].

Уставка срабатывания реле применяется выше показателя тока трехфазного КЗ на стороне 0,4 кВ. Защита не должна отработать в момент, когда включится трансформатор и его будет сопровождать бросок намагничивающего тока.

$$I_{\text{сз1}'} = 1,1 \cdot I_{3.\text{к1.макс}} = 1,1 \cdot 0,372 = 0,409 \text{ кА}$$

где $I_{\text{с.з.}}$ – уставка по току срабатывания отсечки,

$I_{\text{кз}}^{(3)}$ - значение тока трехфазного КЗ на выводах обмотки 0,4 кВ защищаемого трансформатора,

$k_{\text{отс}} = 1,1 \dots 1,15$ – коэффициент отстройки для цифровых терминалов БЭМП.

Также необходимо, чтобы условие $I_{\text{с.з.}} > I_{\text{намагн}}$ соблюдалось, где $I_{\text{намагн}}$ – высшее значение намагничивающего тока коммутации трансформатора.

При коммутации силового трансформатора со стороны высшего напряжения отношение максимального броска тока намагничивания к максимуму номинального показания тока не должно превышать пяти раз. Это указывает на отношение амплитуды броска тока намагничивания к действующему значению номинального тока первой гармоники $5\sqrt{2} \approx 7,05$. При отсутствии выполненного условия нужно отстраивать защиту от БНТ трансформатора. Тогда значение срабатывания отсечки выбирается из

выражения:

$$I_{\text{намагн}} = 7,05 \cdot I_{\text{ном}} = 7,05 \cdot 0,185 = 1,303 \text{ кА}$$

где $k_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки, который принимается 1,1.

Защита имеет независимую от тока характеристику, срабатывая без выдержки времени и действуя на отключение трансформатора с помощью выключателя Q, а также при надобности на независимый расцепитель автомата, установленного со стороны низшего напряжения.

Вторая ступень МТЗ

Показание уставки тока срабатывания второй ступени МТЗ понижающего трансформатора получают из описанных далее условий.

Защита должна быть отстроена от максимально возможного тока нагрузки, с учетом токов самозапуска электрических машин 0,4 кВ, и иметь наибольшую чувствительность.

Ток срабатывания защиты, с учетом отстройки от режима самозапуска электродвигателей, находят по следующей формуле:

$$I_{\text{сз2}} = \frac{1,1 \cdot 1,5}{0,95} \cdot I_{\text{макс.раб}} = \frac{1,1 \cdot 1,5}{0,95} \cdot 0,203 = 0,353 \text{ кА}$$

где $k_{\text{н}}=1,1$ - коэффициент надежности не срабатывания защиты;

$k_{\text{в}}=0,95$ - коэффициент возврата реле тока БЭМП;

$k_{\text{с}} = 1,5 \dots 6$ - коэффициент самозапуска нагрузки, который отражает повышение рабочего тока $I_{\text{раб.макс}}$ за счет одновременного пуска всех электрических машин, затормозившихся при уменьшении напряжения во время возникновения КЗ;

$I_{\text{раб.макс}}$ – максимальный рабочий ток через трансформатор.

Для построения МТЗ трансформаторов 6,3(10,5)/0,4 кВ с временем срабатывания не менее 0,3 с принимают $k_{\text{с}} \geq 1,1 - 1,3$. Максимальные значения коэффициента самозапуска $k_{\text{с}}$ при высокой доле электродвигательной нагрузки находят путем расчета для данных конкретных условий, но в обязательном порядке при особенно тяжелом условии пуска абсолютно остановленных электрических машин.

Максимальное значение рабочего тока защищаемого трансформатора $I_{\text{раб.макс}}$ находят с учетом его максимально допустимой перегрузки. Для трансформаторов номиналом 6 и 10 кВ мощностью до 630 кВА в Российской Федерации разрешается длительная перегрузка до 1,6-1,8 номинального тока.

При согласовании защит с применением принципа временной селективности срабатывание последующей защиты повышается на ступень селективности по отношению к предыдущей защите:

$$t_{\text{сз2}} = 0,3 \text{ с}$$

где $t_{\text{ср.пред}}$ - время срабатывания предыдущей защиты,

Δt – ступень селективности по времени.

При согласовании терминалов БЭМП с предыдущими защитами принимают временную ступень селективности $\Delta t = 0,3 \dots 0,5 \text{ с}$.

Чувствительность МТЗ-2 проверяют по коэффициенту чувствительности защиты со стороны 0,4 кВ по следующей формуле:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{2.\text{к2.мин}}}{I_{\text{сз23}}} = \frac{0,752}{0,353} = 2,131$$

где $k_{\text{ч}}$ – коэффициент чувствительности в основной зоне работы защиты;

$I_{\text{кз}}^{(2)}$ - ток двухфазного КЗ на выводах трансформатора со стороны 0,4 кВ;

$I_{\text{с.з}}$ – значение уставки тока срабатывания защиты.

Согласно нормам ПУЭ коэффициент чувствительности для основной зоны действия защиты должен быть $k_{\text{ч}} \geq 1,5$ и для зоны резервирования $k_{\text{ч}} \geq 1,2$. Если при построении защиты возникают серьезные трудности с обеспечением заданной чувствительности в зоне резервирования, то ПУЭ допускает не обеспечивать резервирование защит в конце отходящих линий.

Третья ступень МТЗ

Третья ступень МТЗ применяется как токовая защита от симметричных перегрузок, которая работает на сигнал или срабатывание.

$$I_{\text{сз3}} = \frac{1,1 \cdot 1,5}{0,95} \cdot I_{\text{НОМ}} = \frac{1,1 \cdot 1,5}{0,95} \cdot 0,185 = 0,321 \text{ кА}$$

где $I_{\text{НОМ}}$ – значение номинального тока трансформатора в сети 6,3 (10,5)

кВ,

$k_B = 0,95$ – коэффициент возврата защиты,

$k_{отс} = 1,05$ – коэффициент отстройки.

Время срабатывания защиты от симметричных перегрузок (для устранения ложных срабатываний) должно превосходить время работы основных защит трансформатора. Обычно выдержка времени защиты трансформаторов от симметричных перегрузок принимается равной 9 с.

5.2 Защита от однофазных замыканий на землю

Защита от замыканий на землю в устройствах БЭМП выполнена в большинстве случаев одноступенчатой и реагирующей на ток основной или высших гармоник, для устройств БЭМП с цепями напряжения, помимо этого, предусматривается направленная защита от ОЗЗ по току и напряжению основной гармоники. Для действия защиты необходимо подключение к устройству БЭМП трансформатора тока нулевой последовательности типа ТЗ, ТЗЛМ, ТЗРЛ и другие.

В сетях с воздушными ЛЭП без кабельных вставок, следовательно, и без ТТ НП селективные токовые защиты от ОЗЗ на устройстве БЭМП не используются. В данном конкретном случае возможно использование лишь неселективных защит, которые реагируют на напряжение нулевой последовательности реализованных в устройствах БЭМП 1-03 и БЭМП 1-06.

Для кабельных линий и воздушных линий с кабельными вставками в зависимости от типа заземления нейтрали сети должна применяться соответствующая защита. Для сетей с изолированной нейтралью или нейтралью заземленной через высокоомный резистор используется направленная или ненаправленная защита по основной гармонике. Для сетей с нейтралью заземленной через ДГР применяется защита, реагирующая на высшие гармоники.

Для сетей с низкоомным сопротивлением нейтрали наиболее разумным будем применение ненаправленной защиты по основной гармонике.

5.2.1 Ненаправленная защита от ОЗЗ по основной гармонике в сетях с

изолированной нейтралью

Защита применяется, в основном, в сетях с наибольшим числом однотипных подключений, которые идентичны друг другу по основным характеристикам [5]. Например, для линий — это ее длина, тип проводников и т. п.

Защита приводится в действие при появлении емкостных токов сети, которые протекают через поврежденный участок воздушной или кабельной линии.

Значение емкостного тока линии и, следовательно, суммарного емкостного тока линий всей сети можно приблизительно найти по эмпирическим формулам:

$$\text{для кабельных сетей} \quad I_{c\Sigma} \approx \frac{U \cdot l_{\Sigma}}{10}$$

$$\text{для воздушных сетей} \quad I_{c\Sigma} \approx \frac{U \cdot l_{\Sigma}}{350}$$

где U_n - номинальное напряжение сети (6 или 10 кВ),

l_{Σ} - суммарная длина линий (км).

Для того, чтобы как можно точнее оценить значения емкостного тока кабельной линии, пользуются таблицей 15, в которой приведены удельные значения емкостных токов в амперах [7].

Таблица 15 - Удельные значения емкостных токов в кабельных сетях (А/км)

Сечение жил кабеля, мм ²	Удельное значение емкостного тока I_c , А/км, при напряжении сети	
	6 кВ	10 кВ
16	0,40	0,55
25	0,50	0,65
35	0,58	0,72
50	0,68	0,80
70	0,80	0,92
95	0,90	1,04

120	1,00	1,16
150	1,18	1,30
185	1,25	1,47
240	1,45	1,70

Ток срабатывания защиты $I_{0с.з.}$ получается, если учитывать бездействие при внешних ОЗЗ и в режимах без ОЗЗ, помимо этого, чтобы не допустить неправильное срабатывание защита отстраивается по выдержке времени срабатывания $t_{с.з.}$. Первичный ток срабатывания получается из отстройки от емкостного тока, который присущ защищаемому присоединению I_{Ci} при дуговых перемежающихся ОЗЗ:

$$I_{0сз} = 1,2 \cdot 1,5 \cdot I_{c\Sigma} = 1,2 \cdot 1,5 \cdot 23,7 = 42,66 \text{ А}$$

где $K_{отс} = 1,2...1,3$ — коэффициент отстройки, учитывающий погрешность реле тока, ошибки расчета I_{Ci} , а также запас;

$K_{бр} = 1,5...2,5$ коэффициент, учитывающий повышение действующего значения I_C при дуговых перемежающихся ОЗЗ.

5.2.2 Ненаправленная сигнализация ОЗЗ по ВГ в сетях с нейтралью заземленной через ДГР

Сигнализация ОЗЗ применяется в сетях с нейтралью, имеющей ДГР в своем составе, где применение защит по основной гармонической составляющей не представляется возможным, так как чувствительность не обеспечивается.

Сигнализация ОЗЗ по ВГ, которая заложена программистами в терминалы БЭМП, срабатывает при наличии действующего значения суммы 3-ей, 5-ой и 7-ой гармоник в токе $3I_0$ защищаемого присоединения. При ОЗЗ высшие гармонические составляющие тока $3I_0$ в месте просто замыкания на землю перераспределяются между нормально работающими и поврежденными подключениями пропорционально емкостям их фаз на землю (т. е. собственным емкостным токам присоединений I_{Ci}), а ток высших гармонических

составляющих в поврежденном присоединении представляет собой сумму токов высших гармонических составляющих в неповрежденных присоединениях, т.е. пропорционален ($I_{\Sigma} - I_{\text{Сповр}}$). Таким образом, для обеспечения остановки работы сигнализации при внешних ОЗЗ (на других присоединениях) первичный ток срабатывания должны получить исходя из отстройки от высших гармоник в токе $3I_0$ защищаемого присоединения:

$$I_{\text{Ос.з.}} \geq k_{\text{отс}} \cdot \alpha_{\text{max}} \cdot I_{\text{с}}$$

где $k_{\text{отс}} = 2 \dots 3$ - коэффициент отстройки;

$I_{\text{с}}$ - собственный ток нулевой последовательности присоединения при ОЗЗ в сети (на других присоединениях);

α_{max} - коэффициент, который определяет максимальное содержание высших гармонических составляющих рабочего диапазона частот в токе ОЗЗ (принимается равным 0,05).

Содержание высших гармонических составляющих в токе ОЗЗ в зависимости от особенностей электросети (числа и характера источников высших гармонических составляющих, параметров их работы, параметров работы сети и др.), может менять свое значение в обширных пределах — от 1 до приблизительно 50 % ($\alpha_{\text{max}} \approx 0,01 \dots 0,5$). Приняв во внимание, что этот коэффициент имеет объемный диапазон и далеко не всегда нам известен, уставку срабатывания защиты нужно находить примерно по величине суммарного емкостного тока сети, в дальнейшем уставку по току срабатывания следует исправить по полученным показателям правильной или ложной работы сигнализации на отходящих присоединениях.

Также нужно помнить, что сигнализация ОЗЗ по ВГ может отрабатывать не селективно. Таким образом, следует применять относительный замер по измеренным в БЭМП на отходящих присоединениях значениям тока $3I_0$ ВГ. Для относительного замера следует считать показания измерений токов ВГ тока нулевой последовательности всех устройств защиты подключений поврежденной секции. Присоединение с наибольшим током $3I_0$ будет с

наибольшей вероятностью указывать на повреждение. Считывание показаний токов НП осуществляется с дисплея терминала или по АСУ ТП.

5.2.3 Направленная защита от ОЗЗ по основной гармонике

Защита предназначена для применения в сетях с изолированной нейтралью, а также в сетях с резистивной нейтралью, в то время как емкостный ток сети и ток в нейтрали близки по значению и не практически не меняют своего значения в разных допустимых режимах.

Для сетей с изолированной нейтралью угол МЧ должен быть равен 90° при использовании резистивной нейтрали, при заземлении нейтрали через резистор угол МЧ должен быть откорректирован в сторону уменьшения. Так, например, при равных значениях величин емкостного тока сети и резистивного тока в нейтрали угол МЧ можно принять 45° .

Направленная защита от ОЗЗ по принципу действия не требует отстройки от собственного емкостного тока защищаемого присоединения. Следовательно первичный ток срабатывания защиты $I_{0с.з.}$ находят из условия обеспечения требуемой чувствительности:

$$I_{0расч} = \frac{I_{с\sum}}{2} = \frac{23,7}{2} = 11,85 \text{ А}$$

где $K_{ч.min.доп} \geq 2$ - минимальный коэффициент чувствительности.

Функция направленной защиты от замыканий на землю в устройствах серии БЭМП не используется для сетей с компенсированной нейтралью. Для них применяется только лишь функция сигнализации от замыканий на землю по высшим гармоническим составляющим тока $3I_0(VГ)$ с действием на предупредительную сигнализацию.

5.3 Логическая защита шин

ЛЗШ воплощается за счет разработанных отечественными конструкторами устройств БЭМП вводного выключателя, секционного выключателя и БЭМП подключений. Функция ЛЗШ реализует быстрое отключение вводного и/или секционного выключателя при возникновении повреждения на шинах методом «от противного», то есть КЗ на шинах

фиксируется при наличии аварийного тока на вводном или секционном выключателе и отсутствии пуска защит подключений.

Функция «логическая защита шин» - дополнительная ступень токовой защиты вводного и секционного выключателя. Ее срабатывание в некоторых случаях можно заблокировать посредством внешнего сигнала, в качестве которого служит выходной контакт «Пуск МТЗ» фидерных защит.

Ток срабатывания ЛЗШ выбирается с оглядкой на сверхтоки послеаварийных перегрузок. Этот принцип подобен выбору тока срабатывания МТЗ второй ступени вводного и секционного выключателя, поэтому, как правило, ток срабатывания ЛЗШ равен току срабатывания МТЗ-2.

Выдержку времени ЛЗШ принимают равным 0,2 с. Помимо выдержки времени выходного реле «Пуск МТЗ» (блокировка ЛЗШ) отходящих подключений, а также времени приема устройством ВВ или СВ команды блокировки, данная выдержка имеет в своем составе немалый запас, следовательно при больших токах КЗ на шинах и требовании скорого отключения уставка может быть уменьшена до 0,1 с.

5.4 Защита минимального напряжения

Защита минимального напряжения применяется в терминалах производства «Механотроника» следующих типов: БЭМП 1-03, БЭМП 1-06, БЭМП 1-04 и БЭМП 1-05. Область применения ЗМН может быть различным в зависимости от типа терминала БЭМП.

5.4.1 ЗМН вводного выключателя

ЗМН на защите ввода (на терминале БЭМП 1-03) используется для пуска АВР в том случае, если пропадет напряжение на секции. Задача ПО ЗМН терминала БЭМП 1-03 заключается в обеспечении пуска АВР при исчезновении на шинах питания.

Напряжение срабатывания устанавливается $0,25...0,35 U_{ном}$. Время срабатывания ЗМН устанавливается на ступень больше выдержек времени защит подключений, при коротком замыкании в зоне действия которых напряжение на резервируемых шинах уменьшается до напряжения

срабатывания ЗМН.

5.4.2 ЗМН устройств защиты двигателя и трансформатора напряжения

Как правило, защита основана на терминалах БЭМП 1-06 и производится двухступенчатой, групповой с организацией шинок ЗМН. В определенных случаях защита выполняется индивидуальной на устройствах БЭМП защиты электрических машин.

Первая ступень ЗМН используется для того, чтобы запуск ответственных электрических машин стал проще, она отключает электродвигатели неответственных механизмов. Напряжение срабатывания первой ступени принимается $U_{с.з.}^I = 0,7U_{ном}$, а выдержка времени принимается на ступень селективности больше времени действия быстродействующих защит от многофазных коротких замыканий $t_{с.з.}^I = 0,5...1,5$ с.

$$U_{сз1} = 0,7 \cdot U_{ном} = 0,7 \cdot 10 = 7 \text{ кВ}$$

$$t_{сз1} = 0,7 \text{ с}$$

Вторая ступень защиты отключает часть электродвигателей ответственных механизмов, самозапуск которых не может быть выполнен согласно условий ТБ или из-за особенностей технологического процесса.

Напряжение срабатывания второй ступени не больше $U_{с.з.}^{II} = 0,5U_{ном}$, а выдержка времени принимается $t_{с.з.}^{II} = 10...15$ с.

$$U_{сз2} = 0,5 \cdot U_{ном} = 0,5 \cdot 10 = 5 \text{ кВ}$$

$$t_{сз2} = 10 \text{ с}$$

Защита минимального напряжения блокируется при нарушениях во вторичных цепях трансформаторов напряжения.

5.5 Защита от повышения напряжения

Наиболее частым использованием ЗПН является сигнализация увеличения значения номинального напряжения и блокировка работы РПН. При повреждениях привода РПН и его схемы управления возможны направленные коммутационные процессы, приводящие к возрастанию напряжения, что с большой вероятностью приведет к выходу из строя

электроустановок потребителей.

Если защита активирует сигнализацию, то параметр срабатывания ЗПН устанавливается из условий отстройки от максимального напряжения на шинах в рабочем режиме. Зона устанавливаемых показаний с учетом типа оборудования $U_{с.з.} = 1,1 \dots 1,2 U_{ном}$. Чтобы предотвратить неправильную работу выдержку времени принимают на ступень больше выдержки времени времени устройства автоматической регулировки привода и времени переключения привода РПН: $t_{с.з.} = t_{АРТ} + t_{привода} + \Delta t$.

В том случае, когда защита активирует блокировку привода, параметр срабатывания защиты выбирается подобным образом. В данном случае выдержка времени минимальна и выбирается в зависимости от условий максимальной длительности кратковременных перенапряжений. Зачастую время срабатывания определяется меньше времени переключения электрического привода для того, чтобы исключить дальнейшую некорректную работу. В этом случае необходимо учесть выбранные схемы управления электрическим приводом для того, чтобы исключить блокировку привода РПН в промежуточном состоянии. Напряжение возврата принимается $U_{в} = 1 \dots 1,05 U_{ном}$.

$$U_{сз} = 1,1 \cdot U_{ном} = 1,1 \cdot 10 = 11 \text{ кВ}$$

$$U_{в} = 1,05 \cdot U_{ном} = 1,05 \cdot 10 = 10,5 \text{ кВ}$$

6 АВТОМАТИКА В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ

6.1 Автоматическое повторное включение

6.1.1 Однократное АПВ линий с односторонним питанием

В нашем случае АПВ устанавливается только на второй линии.

Выдержка времени однократного АПВ или первого цикла двукратного АПВ линий с односторонним питанием должна отвечать двум требованиям:

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

$$t_{\text{АПВ-1}} = t_{\text{гот.прив.}} + t_{\text{зап.}}$$

где $t_{\text{гот.прив.}}$ - время готовности привода, которое для различных видов приводов может быть в пределах от 0,2 ... 1 с;

$t_{\text{зап.}}$ - время запаса, учитывающее непостоянство $t_{\text{гот.прив.}}$, которое выбирается в диапазоне от 0,3...0,5 с;

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

$$t_{\text{АПВ-1}} = t_{\text{д.}} + t_{\text{зап.}}$$

где $t_{\text{д.}}$ - время деионизации, составляющее от 0,1 до 0,3 с;

$t_{\text{зап.}}$ - время запаса, учитывающее непостоянство $t_{\text{д.}}$, которое принимается в диапазоне 0,3...0,5 с.

За уставку принимается большее из полученных значений $t_{\text{АПВ-1}}$. Для повышения надежности действия АПВ на линиях, где наиболее частыми повреждениями являются набросы проводов, последствия от падения деревьев и касания проводов передвижными механизмами, целесообразно увеличить выдержку времени до 2-5 с.

Выдержка времени готовности $t_{\text{гот.АПВ-1}}$ выбирается исходя из необходимости обеспечения однократного действия АПВ при повторном включении на устойчивое КЗ и, соответственно, должна быть отстроена от

наибольшей выдержки времени действия РЗА в этом режиме:

$$t_{\text{гот.АПВ-1}} = t_{\text{защ.}} + t_{\text{откл.}} + t_{\text{зап.}}$$

где $t_{\text{защ.}}$ - наибольшая выдержка времени защиты, действующей на отключение;

$t_{\text{откл.}}$ - время отключения выключателя;

$t_{\text{зап.}}$ - время запаса, которое принимается равным от 0,3 до 0,5 с.

На практике для исключения лишних переключений и сохранения ресурса выключателя при многократных КЗ уставка по времени готовности принимается равной 30 сек. При работе линии в зоне, где могут быть частые случаи коротких замыканий: сильный ветер, гололед – это время целесообразно увеличить до 60...90 сек.

6.1.2 Двукратное АПВ линий с односторонним питанием

Применение двукратного АПВ позволяет повысить эффективность этого вида автоматики. Как показывает опыт эксплуатации, успешность действия при втором включении составляет 10-20%, что повышает общий процент успешных действий АПВ до 75–95%. Двукратное АПВ применяют, как правило, на линиях с односторонним питанием и на головных участках закольцованных сетей, где возможна работа в режиме одностороннего питания.

Выдержка времени срабатывания и готовности первого цикла АПВ определяется аналогично выдержки времени однократного АПВ.

Время срабатывания второго цикла АПВ $t_{\text{АПВ-2}}$ должно быть выбрано большим для обеспечения подготовки выключателя к отключению третьего КЗ в случае включения на устойчивое повреждение. В течение этого времени восстанавливается отключающая способность выключателя. На практике выдержку времени $t_{\text{АПВ-2}}$ принимают равной 10...30 с.

В сетях 6-10 кВ для исключения многократной работы АПВ, время готовности второго цикла $t_{\text{гот.АПВ-2}}$ выбирают равным 60...100 с.

6.2 Автоматический ввод резерва

Автоматический ввод резерва осуществляется совместной работой

устройств БЭМП защиты вводных и секционного выключателей. При исчезновении питания на шинах одной из секции питание на обесточенную секцию при АВР осуществляется через секционный выключатель.

В сетевых предприятиях исчезновение питания происходит, как правило, при отключении питающей ЛЭП 110-220 кВ, отключении выключателя на высшей стороне трансформатора (в этом случае действует ЗМН вводного выключателя) и при отключении выключателя НН и ВН от защит трансформатора (отключение с АВР). Кроме того, возможен ввод резерва при самопроизвольном отключении выключателя.

Выбор уставок ЗМН, определяющей отсутствие напряжение на секции описан в пункте 5.4.1.

Основными уставками АВР являются контроль напряжения на смежной секции, и время срабатывания АВР. Во всех не оговоренных специально случаях контроль напряжения на смежной секции должен быть включен, выдержка времени срабатывания АВР может быть принята минимальной (так как отстройка по времени при снижении напряжения вследствие КЗ реализована в ЗМН).

Уставка контроля напряжения на смежной секции должна быть на уровне не менее $0,9 U_{ном}$, чтобы обеспечить надежный запуск электродвигателей на отключившейся секции.

6.3 Восстановление нормального режима

Основной областью применения восстановления нормального режима являются подстанции без обслуживающего персонала. Функция восстановления нормального режима позволяет восстановить исходную схему электроснабжения потребителя в автоматическом режиме.

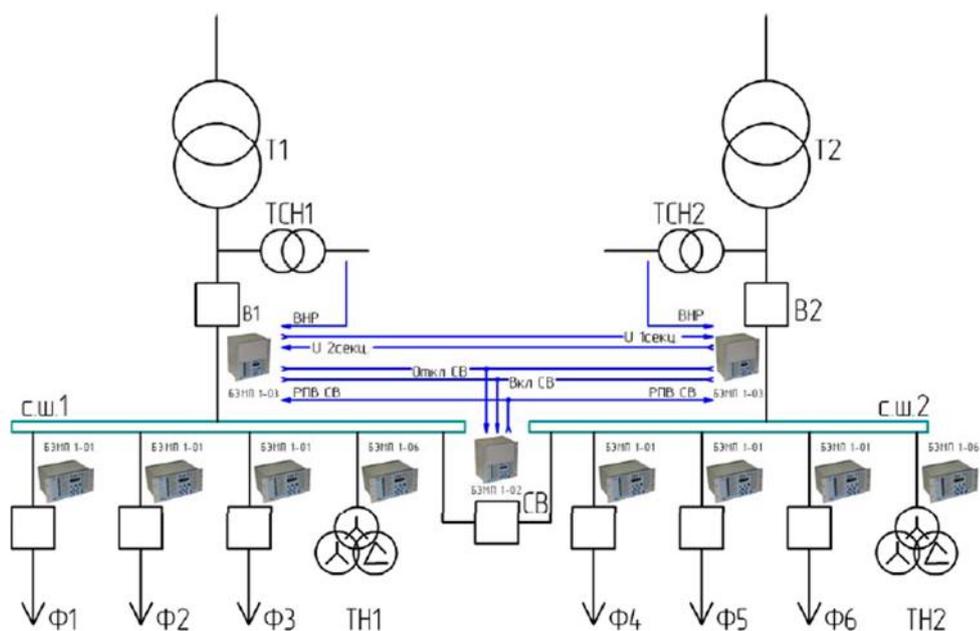


Рисунок 20 - Пояснение к работе АВР и ВНР

Для выполнения ВНР необходима информация о возобновлении питания со стороны трансформатора. Информация о наличии питания с высшей стороны может поступать от ТН, установленного до выключателя ввода или ТСН, также установленного до выключателя. Информация поступает в виде сигнала на дискретный вход БЭМП 1-03, сигнал может быть получен от реле напряжения (для ТН и ТСН) или промежуточных реле типа РП-16, РП-23 и других (для ТСН) срабатывающих при появлении напряжения до вводного выключателя (напряжение срабатывания $0,7...0,85 U_{ном}$).

Схема ВНР кроме уставки ввода/вывода имеет уставки очередности выполнения ВНР, времени готовности и срабатывания ВНР.

Очередность выполнения ВНР подразумевает два случая: с перерывом питания потребителя и без. В первом случае для исключения перерыва питания первоначально включается вводной выключатель, и только затем отключается секционный выключатель (очередность «В/С»). При этом секция все время переключений находится под напряжением и перерывов питания не происходит, вводы обеих секций работают параллельно. Данный режим желателен во всех случаях, но применим только тогда, когда исключена

возможность включения вводного выключателя в несфазированном режиме.

В случаях, когда напряжение на трансформаторе и на секции, запитанной от смежной, могут значительно отличаться по фазе или абсолютному значению, необходимо применять режим «С/В». В этом случае последовательность обратная, отключается секционный выключатель, секция и ее потребители остаются без питания, затем включается вводной выключатель и питание снова возобновляется (очередность «С/В»). Данный режим нежелателен с точки зрения электроснабжения потребителей, но позволяет исключить несфазированное включение.

Время готовности ВНР определяет выдержку времени с момента появления питания на высшей стороне (до вводного выключателя) до включения ввода (режим «В/С») или отключения секционного выключателя (режим «С/В»). Для исключения лишних коммутаций выдержку времени готовности необходимо выбирать по возможности большей, типичной уставкой является: $T_{\text{гот.ВНР}} = 30 \dots 60 \text{ с.}$

Для режима «В/С», при отсутствии особых оговорок, время срабатывания можно принять равным 5 с.

Время срабатывания ВНР для режима «С/В» необходимо принимать по возможности меньшим для сокращения длительности перерывов питания, выдержка времени должна учитывать время передачи сигнала на отключение СВ и собственное время отключения выключателя.

Кроме того, при большой двигательной нагрузке время срабатывания ВНР должно корректироваться с учетом времени выбега наиболее мощных электродвигателей.

7 ГАЗОВАЯ ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРА

Газовая защита является чувствительной защитой от повреждений, возникающих внутри масляного бака трансформатора и сопровождающихся выделением газов и быстрым перемещением масла из бака в расширитель. Газы выделяются при разложении масла и твердых изоляционных материалов электрической дугой, а также при повреждении и перегреве стали магнитопровода. Защита реагирует и на недопустимые понижения уровня масла в расширителе. Газовое реле устанавливается в трубопроводе, соединяющем расширитель с баком трансформатора. Поэтому газы, образующиеся в баке трансформатора, на своем пути к расширителю проходят через газовое реле.

Газовое реле - единственное реле в защите трансформатора, выполненное не на электрическом принципе. Его реагирующими элементами могут быть полые герметичные цилиндры, лопасти и открытые алюминиевые чашки. Реагирующие элементы размещают в корпусе реле на осях и имеют возможность поворачиваться вместе с прикрепленными к нему контактами, замыкающими цепь реле при накоплении газа в верхней части реле, при динамических перемещениях (толчках) масла из бака в расширитель в момент бурного развития повреждения. Обычно газовое реле имеет два (иногда три) реагирующих элемента: верхний и нижний. Контакты верхнего действуют на сигнал, нижнего - на отключение трансформатора от сети. Для защиты контакторных устройств РПН, размещенных вне бака трансформатора, применяются реле (так называемые струйные реле) с одним элементом, реагирующим только на появление динамической струи масла, перетекающего в сторону расширителя. На газообразование струйное реле не реагирует, так как образование газа в процессе работы контактора – обычное явление.

На рисунке 21 изображена схема газовой защиты трансформатора.

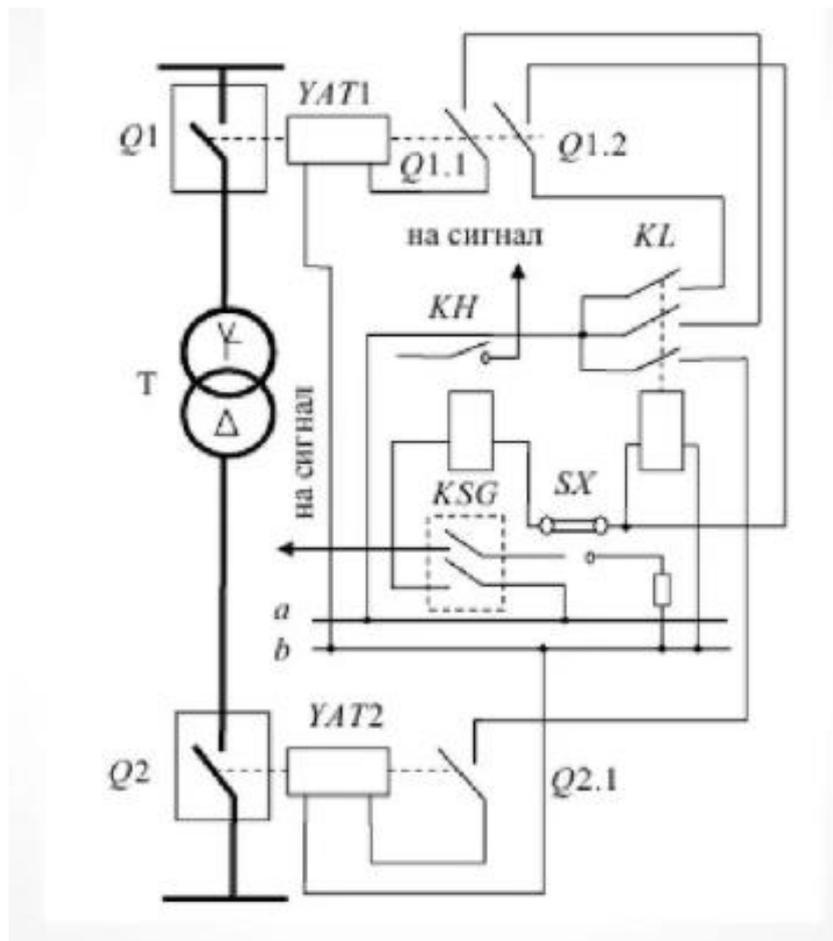


Рисунок 21 - Газовая защита трансформатора

Газовое реле имеет смотровое окно для наблюдения за накоплением в реле газа и кран для отбора пробы газа при срабатывании реле.

Действия персонала с газовой защитой. Во всех случаях срабатывания газового реле на сигнал или отключение производится внешний осмотр трансформатора и газового реле, при этом проверяется уровень масла в расширителе трансформатора, целостность мембраны выхлопной трубы, устанавливается, нет ли течей масла из бака. Через смотровое окно в корпусе реле проверяется наличие, окраска и объем газа в реле. Отбирается проба газа из реле для химического или хроматографического анализа. Пользуются различными устройствами и способами отбора проб газа на реле. Очень важно, чтобы персонал был обучен правилам пользования, имеющимся на подстанции устройством для отбора пробы газа. При неправильно отобранной пробе результаты анализа могут быть ошибочными.

Предварительное заключение о состоянии отключившегося трансформатора делается на основе определения объема скопившегося в реле газа, проверки его цвета и горючести. Бело-серый цвет газа свидетельствует о повреждении бумаги и картона, желтый - дерева, темно-синий или черный - масла.

Горючесть газа является признаком повреждения трансформатора. К ее определению приступают лишь после отбора пробы газа на химический анализ. Если газ, выходящий из крана реле, загорается от поднесенной спички, трансформатор не может оставаться в работе или включаться в работу после автоматического отключения без испытания и внутреннего осмотра. Если в газовом реле будет обнаружен воздух (негорючий газ без цвета и запаха), то его следует выпустить из реле. При отсутствии внешних признаков повреждений (дифференциальная защита трансформатора не работала) трансформатор может быть включен в работу без внутреннего осмотра. Однако не следует спешить с вводом в работу трансформаторов напряжением 330 кВ и выше, так как присутствие в масле пузырьков воздуха резко снижает диэлектрические свойства масла и может привести к перекрытию изоляционных промежутков в трансформаторе при рабочем напряжении. Включение таких трансформаторов в работу (если не нарушено электроснабжение потребителей) следует производить после выявления и устранения причины выделения воздуха.

В эксплуатации отмечены случаи неправильного срабатывания газовой защиты на отключение трансформатора, вызванные неисправностью цепей вторичных соединений защиты, прохождением сквозных токов короткого замыкания, когда электродинамическое взаимодействие между витками обмоток передавалось маслу, сотрясением трансформатора при включении (отключении) устройств системы охлаждения, толчком масла в момент соединения двух объемов, давления в которых различны. Например, газовая защита срабатывала во время открытия крана на линии, соединяющей расширитель трансформатора с эластичным резервуаром, после очередной подпитки трансформатора азотом.

Характерным для всех этих случаев было отсутствие газа в реле. Оно оставалось заполненным маслом, поскольку никаких выделений газа в трансформаторе не происходило. После установления причины отключения трансформаторы включались в работу. Неисправная газовая защита выводилась в ремонт.

Уровень масла в трансформаторе имеет исключительно важное значение, как для нормальной работы трансформатора, так и его газовой защиты. Газовое реле расположено ниже уровня масла в расширителе, поэтому оно нормально должно быть заполнено маслом.

При недостаточном уровне масла в расширителе и резком понижении температуры наружного воздуха или снижении нагрузки персоналу не разрешается переводить газовую защиту "на сигнал", так как при дальнейшем понижении уровня масла может обнажиться и повредиться активная часть работающего трансформатора. На время доливки масла в трансформатор через расширитель газовую защиту обычно оставляют с действием "на отключение". Газовую защиту переводят "на сигнал" при работах, проводимых в масляной системе трансформатора, когда возможны толчки масла или попадание в него воздуха, что может привести к срабатыванию защиты. Перевод газовой защиты действием "на отключение" должен производиться сразу же после окончания работ независимо от способа доливки масла. Включение трансформаторов в работу из резерва или после ремонта производится с включенной "на отключение" газовой защитой.

8 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ

8.1 Определение стоимости линий электропередач

Проектная подготовка строительства состоит из трех этапов:

1-ый этап – определение цели инвестирования, назначения и мощности объекта строительства, номенклатуры продукции, места (района) размещения объекта с учетом принципиальных требований и условий заказчика (инвестора). На основе необходимых исследований и проработок об источниках финансирования, условиях и средствах реализации поставленной цели заказчиком проводится оценка возможностей инвестирования;

2-ой этап – разработка обоснований инвестиций в строительство на основании полученной информации, требований государственных органов и заинтересованных организаций, в объеме, достаточном для принятия заказчиком (инвестором) решений о целесообразности дальнейшего инвестирования, получения от соответствующего органа исполнительной власти предварительного выбора места размещения объекта, о разработке проектной документации;

3-ий этап – разработка, согласование, экспертиза и утверждение проектной документации, получение на ее основе решения об отводе земельного участка под строительство.

Основным проектным документом на строительство объекта является, как правило, проект, частью которого является сметная документация. На основании утвержденного проекта строительства разрабатывается рабочая документация по объекту.

Учитывая многообразие компоновок, используемых материалов и состава основного оборудования подстанций, а также весьма значительный и различный по составу объем работ при реконструкции подстанций, их стоимость строительства может быть определена набором отдельных основных элементов.

Для получения полной стоимости ПС к сумме стоимостных показателей

ее основных элементов, добавляют затраты, сопутствующие строительству, которые исчисляются от этой суммы и составляют:

1,5-2 % – временные здания и сооружения;

8,5-9,0% – прочие работы и затраты;

2,6-3,18% – содержание службы заказчика-застройщика, строительный контроль (Методические рекомендации по расчету норматива затрат на содержание службы заказчика-застройщика ОАО «ФСК ЕЭС»);

7,5-8,5% – проектно-изыскательские работы и авторский надзор (при осуществлении нового строительства – 8%).

В связи с отсутствием данных в данном расчете не будут учитываться затраты на землю.

Произведем расчет стоимости строительства подстанции с помощью укрупненных стоимостных показателей (УСП) электрических сетей напряжением 35 кВ и выше. [14]

8.2 Определение стоимости ячеек распределительных устройств

Базисные показатели стоимости линий (без учета НДС) переменного тока напряжением 10-1150 кВ приведены в [16]. Базисные показатели учитывают все затраты производственного назначения, предусмотренные «Нормами технологического проектирования воздушных линий электропередачи напряжением 6-35 кВ» (СТО 56947007-29.240.55.016-2008), которые утверждены приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 24.10.2008 № 460 и соответствуют средним условиям строительства и нормативному ветровому давлению до 0,6 кПа.

Рассчитаем стоимость для рассматриваемой линии, учитывая инфляцию 43 %, результаты расчета представлены в таблице 16.

Таблица 16 - Стоимость строительства тупиковой ВЛ 10 кВ

Линия	Тип провода	Стоимость 1-ой стальной опоры, тыс. руб.	Общая стоимость, тыс. руб.
10 кВ	АС-240	1100	10586.933

Рассчитаем стоимость ВЛ с учётом расходов, которые сопутствуют строительству:

3,3% – временные здания и сооружения (ГСН 81-05-01-2001);

5,0-6,0% – прочие работы и затраты;

2,6-3,18% – содержание службы заказчика-застройщика, строительный контроль (Методические рекомендации по расчету норматива затрат на содержание службы заказчика-застройщика ОАО «ФСК ЕЭС»);

7,5-8,5% – проектно-изыскательские работы, затраты на проведение экспертизы проектной документации и авторский надзор (при осуществлении нового строительства – 8%);

В результате получаем:

$$S = S_{\text{уд}} \cdot (L_1 + L_2 + L_3) = 65 \cdot (8 + 12 + 18) = 2470$$

$$K_3 = S \cdot \text{Ц} = 2470 \cdot 40 = 98800 \text{ рублей}$$

Необходимо добавить к полученному итогу стоимость постоянного отвода земельного участка под строительство, получим необходимый объем капитальных вложений для строительства ВЛ. Стоимость постоянного отвода земли принимается с учетом площади отвода под опоры ВЛ и стоимости земли. Площади постоянного отвода земли под опоры ВЛ зависят от типа и материала опор, использования расчетного пролета и др. При использовании типовых опор и сооружения ВЛ в нормальных условиях площадь постоянного отвода земли может быть принята по данным, представленным [16].

Рассчитаем площадь постоянного отвода земли для рассматриваемой линии, результаты представлены в таблице 17.

Таблица 17 - Размер отвода земли под строительство ВЛ

Линия	Характеристика промежуточной опоры	Размер постоянного отвода земли на 1 км ВЛ, м ²	Общая площадь
10 кВ	Одностоечная	65	2470

Учитывая общую площадь земель постоянного отвода для прокладки воздушной линии и стоимость земли, равную 40 рублей за 1 м² в республике Татарстан, получим затраты:

$$K_{л} = K_{л'} \cdot L_1 \cdot 1,03 \cdot 1,05 \cdot 1,03 \cdot 1,08 = 1100 \cdot 8 \cdot 1,03 \cdot 1,05 \cdot 1,03 \cdot 1,08 \\ = 10586,933 \text{ тыс. рублей}$$

$$K_{л\text{элп}} = K_{л} + K_3 \cdot 10^{-3} = 10586,933 + 98800 \cdot 10^{-3} = 10685,733 \text{ тыс. рублей}$$

8.3 Определение стоимости ячеек трансформатора

Показатели стоимости РУ 6-35 кВ учитывают установленное оборудование (выключатель, разъединитель, трансформаторы тока и напряжения, разрядники); панели управления, защиты и автоматики, установленные в общеподстанционном пункте управления (ОПУ), относящиеся к РУ или ячейке; кабельное хозяйство в пределах ячейки и до панелей в ОПУ и др., а также строительные и монтажные работы. Стоимость ячейки одного комплекта выключателя в РУ 6-35 кВ приведена в [16].

Рассчитаем стоимость для рассматриваемой подстанции, учитывая инфляцию 43%, результаты представлены в таблице 18.

Таблица 18 - Стоимость ячеек РУ

Ячейка	Количество ячеек	Стоимость ячейки тыс. руб.	Общая стоимость тыс.руб
10 кВ	1	9410	9410

Показатели стоимости ячейки трансформатора учитывают установленное оборудование (трансформатор, кабельное хозяйство в пределах ячейки и до панелей в ОПУ, а также панели управления, защиты и автоматики, установленные в ОПУ, относящиеся к ячейке, гибкие связи трансформаторов и др.), материалы, строительные и монтажные работы. Стоимость трансформатора приведена в [16].

Рассчитаем стоимость для рассматриваемой подстанции, учитывая инфляцию 43%, результаты расчета представлены в таблице 19.

$$K_{\text{ТР}} = K_{\text{ТР}'} \cdot n_{\text{ТР}} = 2068 \text{ тыс. рублей}$$

Таблица 19 - Стоимость ячеек трансформатора

Ячейка	Количество ячеек	Стоимость 1-ой ячейки тыс. руб.	Общая стоимость тыс.руб
TVH – 1600-35/10	1	2068	2068

8.4 Определение стоимости постоянной части затрат

Стоимость постоянной части затрат по ПС учитывает подготовку и благоустройство территории, общеподстанционный пункт управления, устройство собственных нужд подстанции, систему оперативного постоянного тока, внутриплощадочные водоснабжение, канализацию и подъездные дороги, средства связи и телемеханики, наружное освещение, ограду и прочие элементы. Постоянная часть затрат принимается с учетом схемы и высшего напряжения подстанции [16].

$$K_{\text{пост}} = 6580 \text{ тыс. рублей}$$

При осуществлении реконструкции (расширении) подстанции постоянная часть затрат может быть принята в зависимости от характера реконструкции (расширения) в следующих размерах (% от значений, приведенных в таблице):

- 1) 15-20 % – при установке второго трансформатора (выключателя), или другого вида оборудования, если оно не было предусмотрено проектом;
- 2) 40-60 % – при переустройствах ОРУ (при замене распределительного устройства).

Рассчитаем стоимость для рассматриваемой линии, с учетом инфляции 43 %, результаты расчета приведены в таблице 20.

Таблица 20 - Постоянная часть затрат при строительстве подстанции

Наименование	Количество ячеек	Общая стоимость тыс.руб
Постоянная часть затрат	1	6580

Общие затраты на строительство подстанции 10/0.4 кВ с установкой двух понижающих трансформаторов мощностью 20 МВА и строительство тупиковой ВЛ напряжением 10 кВ представлены в таблице 21.

Таблица 21 - Общие затраты на строительство подстанции 10/0.4 кВ и тупиковой ВЛ напряжением 10 кВ

Составляющие затрат	Величина затрат, тыс. руб.
Установка одного силовых трансформатора мощностью 1.6 МВА	2068
РУ 10 кВ	9410
Постоянная часть затрат	6580
Итого:	40057
Стоимость строительства ПС (с учетом затрат, сопутствующих строительству 21,5 % и учётом инфляции в 43 %).	18058
Итоговая стоимость строительства ПС и ВЛ	28743.733

8.5 Оценка экономической эффективности инвестиций

1. Через ПС за год проходит:

$$W_B = N_y \cdot h_y \cdot 10^{-3} = 6,3 \cdot 5000 \cdot 10^{-3} = 31,5 \text{ тыс. МВт} \cdot \text{час/год}$$

где N_y – установленная мощность ПС, МВт (при работе двух трансформаторов);

h_y – годовое число часов использования установленной мощности; $h_y = 5000$ ч.

2. Определение фонда оплаты труда и отчислений на социальные нужды:

$$\text{ФОТ} = 12 \cdot Z_p \cdot n = 12 \cdot 20 \cdot 5 = 1200 \text{ тыс. рублей/год}$$

где Z_p – зарплата работников, тыс. руб.;

n – количество работников, чел

3. Отчисления на социальные нужды составляют 35,6 % от ФОТ:

$$Q_{\text{сн}} = 0,365 \cdot \text{ФОТ} = 0,365 \cdot 1200 = 438 \text{ тыс. рублей/год}$$

Отчисления на амортизацию равны 6,7 % от капиталовложения (К):

$$I_{\text{оа}} = 0,067 \cdot K = 0,067 \cdot 28743,73328 = 1925,83 \text{ тыс. рублей/год}$$

4. Отчисления на эксплуатационное обслуживание равны 6 % от капиталовложения (К):

$$I_{\text{обсл}} = 0,06 \cdot K = 0,06 \cdot 28743,73328 = 1724,624 \text{ тыс. рублей/год}$$

5. Тариф на электроэнергию:

$$T = 3,5 \text{ руб/кВт} \cdot \text{ч}$$

Объем реализованной продукции:

$$W = W_{\text{в}} = 31,5 \text{ тыс. МВт} \cdot \text{час/год}$$

Стоимость реализованной электроэнергии:

$$P_{\text{реал}} = 0,1 \cdot W \cdot 10^3 \cdot T = 0,1 \cdot 31,5 \cdot 10^3 \cdot 3,5 = 11025 \text{ тыс. рублей/год}$$

где I - индекс (равный 0,07-0,3) к стоимости объема передаваемой энергии; I = 0,1.

6. Прочие расходы:

$$P_{\text{пр}} = 0,1 \cdot (\text{ФОТ} + Q_{\text{сн}} + I_{\text{оа}} + I_{\text{обсл}}) = 0,1 \cdot$$

$$(1200 + 438 + 1925,83 + 1724,624) = 528,845 \text{ тыс. рублей/год}$$

7. Налог на себестоимость за год.

Налог на доходы составляет 13% от ФОТ

$$H_{\text{с.с}} = 0,13 \cdot \text{ФОТ} = 0,13 \cdot 1200 = 156 \text{ тыс. рублей/год}$$

8. Налог, относимый на финансовые результаты.

Налог на имущество равен 2,2% от капиталовложений (К):

$$H_{\text{им}} = 0,022 \cdot K = 0,022 \cdot 28743,73328 = 632,362 \text{ тыс. рублей/год}$$

9. Балансовая прибыль:

$$P_{\text{б}} = P_{\text{реал}} - (\text{ФОТ} + Q_{\text{сн}} + I_{\text{оа}} + I_{\text{обсл}} + P_{\text{пр}} + H_{\text{с.с}} + H_{\text{им}}) = 11025 - \\ - (1200 + 438 + 1925,83 + 1724,624 + 528,845 + 156 + 632,362) \\ = 4419,338 \text{ тыс. рублей/год}$$

10. Налогооблагаемая прибыль:

$$P_{\text{расч}} = P_{\text{б}} - H_{\text{ф}} = 4419,338 - 632,362 = 3786,976 \text{ тыс. рублей/год}$$

11. Налог на прибыль:

$$H_{\text{пр}} = 0,13 \cdot P_{\text{расч}} = 0,13 \cdot 3786,976 = 492,307 \text{ тыс. рублей/год}$$

12. Чистая прибыль:

$$P_{\text{ч}} = P_{\text{расч}} - H_{\text{пр}} = 3786,976 - 492,307 = 3294,669 \text{ тыс. рублей/год}$$

13. Приблизительный срок окупаемости:

$$T_{\text{окуп}} = \frac{K}{P_{\text{ч}}} = \frac{28743,733}{3294,669} = 8,724 \text{ лет}$$

9 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

9.1 Безопасность

Электроэнергетика является наиболее важной и быстрорастущей отраслью энергетики, которое включает в себя производство, передачу и последующую торговлю электроэнергией. Стабильный рост и энергетики для любой страны является приоритетной отраслью экономики. Но любой энергообъект так или иначе оказывает негативное влияние на окружающую среду. Наибольший вред энергетические объекты наносят биосфере.

Быстрый рост и развитие электроэнергетики подразумевает обеспечение бесперебойности и надежности энергообъекта. Готовность аварийных бригад к незамедлительным действиям в случае аварийной и чрезвычайных ситуаций, является ключевым фактором обеспечения безопасности энергообъекта.

Приняв к сведению данную информацию, в данном курсовом проекте будут рассмотрены следующие пункты:

- безопасность и требование к персоналу при выполнении монтажных и ремонтных работ;
- экологичность, связанная с издаваемым источником шума на территории населенных мест;
- чрезвычайные ситуации, возникающие при процессе эксплуатации электрооборудования.

Согласно документу ПОТЭУ 2014 «Правила по охране труда и эксплуатации электроустановок», осуществляются следующие требования [2]:

- Оперативные переключения должны выполнять работники, осуществляющие оперативное правление и обслуживание электроустановок, или работники, специально обученные и подготовленные для оперативного обслуживания в утвержденном объеме закрепленных за ним электроустановок, допущенные к работам ОРД организации или обособленного подразделения.

- В электроустановках напряжением выше 1000 В работники из числа оперативного персонала, единолично обслуживающие электроустановки, и старшие по смене должны иметь группу по электробезопасности (далее -

группа) IV, остальные работники в смене - группу III. В электроустановках напряжением до 1000 В работники из числа оперативного персонала, единолично обслуживающие электроустановки, должны иметь группу III.

- Единоличный осмотр электроустановки, электротехнической части технологического оборудования имеет право выполнять работник из числа оперативного персонала, имеющий группу не ниже III, обслуживающий данную электроустановку в рабочее время или находящийся на дежурстве, либо работник из числа административно-технического персонала (руководители и специалисты, на которых возложены обязанности по организации технического и оперативного обслуживания, проведения ремонтных, монтажных и наладочных работ в электроустановках (далее - административно-технический персонал), имеющий группу V - для электроустановок напряжением выше 1000 В, и работник, имеющий группу IV - для электроустановок напряжением до 1000 В. Право единоличного осмотра предоставляется на основании ОРД организации (обособленного подразделения).

- При осмотре электроустановок напряжением выше 1000 В не допускается входить в помещения, камеры, не оборудованные ограждениями или барьерами, препятствующими приближению к токоведущим частям на расстояния, менее указанных в таблице N 1. Не допускается проникать за ограждения и барьеры электроустановок. Не допускается выполнение какой-либо работы во время осмотра.

- Работники, не обслуживающие электроустановки, могут допускаться в электроустановки в сопровождении оперативного персонала, обслуживающего данную электроустановку, имеющего группу IV - в электроустановках напряжением выше 1000 В, и имеющего группу III - в электроустановках напряжением до 1000 В, либо работника, имеющего право единоличного осмотра.

Требования к работникам, допускаемым к выполнению работ в электроустановках, звучат следующим образом [2]:

- Работники обязаны проходить обучение безопасным методам и приемам выполнения работ в электроустановках.

- Работники должны проходить обучение по оказанию первой помощи пострадавшему на производстве до допуска к самостоятельной работе. Электротехнический персонал кроме обучения оказанию первой помощи пострадавшему на производстве должен быть обучен приемам освобождения пострадавшего от действия электрического тока с учетом специфики обслуживаемых (эксплуатируемых) электроустановок [1].

- Работники, относящиеся к электротехническому персоналу, а также электротехнологический персонал должны пройти проверку знаний Правил и других нормативно-технических документов (правил и инструкций по устройству электроустановок, по технической эксплуатации электроустановок, а также применения защитных средств) в пределах требований, предъявляемых к соответствующей должности или профессии, и иметь соответствующую группу по электробезопасности.

- Работник, в случае если он не имеет права принять меры по устранению нарушений требований Правил, представляющих опасность для людей, неисправностей электроустановок, машин, механизмов, приспособлений, инструмента, средств защиты, обязан сообщить об этом своему непосредственному руководителю.

Перед началом работы с силовыми трансформаторов необходимо знать [3]:

- Осмотр силовых трансформаторов, масляных шунтирующих и дугогасящих реакторов должен выполняться непосредственно с земли или со стационарных лестниц с поручнями с соблюдением расстояний до токоведущих частей.

- Выполнять работы внутри баков трансформатора (реактора) имеют право только специально подготовленные рабочие и специалисты, хорошо знающие пути перемещения, исключая падение и травмирование во время выполнения работ или осмотров активной части. Спецодежда работающих

должна быть чистой и удобной для передвижения, не иметь металлических застежек, защищать тело от перегрева и загрязнения маслом. Работать внутри трансформатора (реактора) следует в защитной каске и перчатках. В качестве обуви необходимо использовать резиновые сапоги [3].

- Перед проникновением внутрь трансформатора следует убедиться в том, что из бака полностью удалены азот или другие газы, а также выполнена достаточная вентиляция бака с кислородосодержанием воздуха в баке не менее 20%. Работа должна производиться по наряду тремя работниками, двое из которых - страхующие. Они должны находиться у смотрового люка или, если его нет, у отверстия для установки ввода с канатом от лячного предохранительного пояса работника, работающего внутри трансформатора, с которым должна поддерживаться постоянная связь. При необходимости работник, выполняющий работы внутри трансформатора, должен быть обеспечен шланговым противогазом. Производитель работ при этом должен иметь группу IV [3].

9.2 Экологичность

На открытом воздухе на территории подстанции установлены 2 трансформатора.

Электромагнитный шум возникает по следующим причинам:

- 1) магнитострикционный эффект;
- 2) силы, действующие на витки обмотки трансформатора в магнитном поле;
- 3) силы Максвелла, возникающие в стыках и шиповых соединениях сердечника трансформатора.

Магнитострикционный шум создается сердечником трансформатора. В процессе работы трансформатора как преобразователя напряжения на его сердечник воздействует периодически меняющаяся магнитная индукция. Из-за неизбежного магнитострикционного эффекта периодически изменяется длина сердечника. В результате возникают изгибные колебания яра и стержней сердечника. У больших трансформаторов звуковая вибрация через масло в баке

по «звуковым мостикам» передается на стенки бака и излучается в окружающее пространство в виде воздушного шума. У небольших трансформаторов сам сердечник является излучателем.

Определить минимальное расстояние от подстанции до территории, на которой выполняются санитарно-гигиенические требования по шуму, если известен тип трансформаторов, и характеристика прилегающей к подстанции территории. Исходные данные приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Исходные данные

Количество трансформаторов	Вид системы охлаждения	Типовая мощность трансформатора, МВ*А	Класс напряжения, кВ	Тип территории
2	Принудительная циркуляция масла и воздуха с ненаправленным потоком масла (системы охлаждения видов ДЦ, НДЦ)	63	220	Территории, непосредственно прилегающие к жилым домам

Решение.

1. В соответствии с [6], определяем допустимый уровень шума в зависимости от типа территории прилегающей к ПС. При этом необходимо принять во внимание, что для некоторых территорий допустимые уровни устанавливаются с учетом времени суток. В расчетах принимаем наиболее жесткие требования, установленные для времени суток с 23.00 часов и до 07.00 часов.

Допустимый уровень шума для территорий, непосредственно прилегающих к жилым домам составляет: 45 дБА [5].

2. Определяем шумовые характеристики источника шума (модель трансформатора известна из расчетной части проекта), согласно [6]. В данном

стандарте приводятся скорректированные уровни звуковой мощности трансформаторов в зависимости от типовой мощности, класса напряжения и вида системы охлаждения. Скорректированные уровни звуковой мощности приняты в качестве нормируемой величины шумовой характеристики трансформатора.

Для трансформатора с принудительной циркуляцией воздуха и масла (системы охлаждения видов ДЦ, НДЦ) уровень звуковой мощности составляет ($S_{\text{ном}} = 63 \text{ МВА}$, $U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$):

$$L_{PA} = 105 \text{ дБА. [5]}$$

3. Определяем минимальное расстояние от ПС до границы жилой застройки.

Известно, что если источник шума имеет показатель направленности равный 1, что можно принять для ТМ, и его скорректированный уровень звуковой мощности равен L_{PA} , то в любой точке полусферы радиусом R уровень шума создаваемый данным источником будет равным L_A (см. рисунок 11).

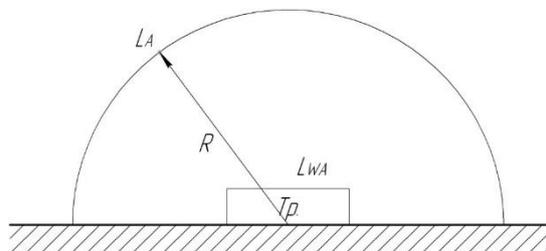


Рисунок 1 – Излучение шума трансформатором

В этом случае в соответствии с ГОСТ 12.1.024-87 справедливо соотношение:

$$L_{PA} = L_A + 10 \lg \frac{S}{S_0}, \tag{1}$$

где S - площадь поверхности полусферы, м^2 ;

$$S_0 = 1 \text{ м}^2.$$

Исходя из последней формулы при оценке шума, создаваемого трансформатором в эксплуатации, уровень звука на заданном расстоянии R от трансформатора ($R > 30$ м) можно определить по формуле:

$$L_A(R) = L_{PA} - 10 \lg \frac{S}{S_0}, \quad (2)$$

где $S = \pi R^2$.

Пусть на ПС расположены 2 ТМ и она расположена относительно рассматриваемой территории в соответствии со схемой, приведенной на рисунке 12. Расстояния R_1 и R_2 неизвестны, а l - известно (из проекта).

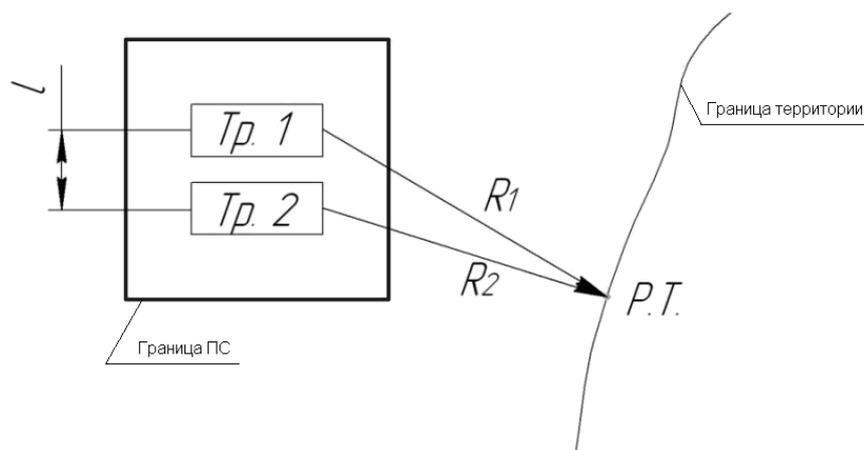


Рисунок 12 – Схема расположения ПС относительно жилой застройки

Чтобы определить минимальное расстояние от источников, расположенных на ПС, до границы жилой застройки по формуле необходимо принять следующие допущения:

1) так как расстояние между трансформаторами l небольшое и $R_1 \gg l, R_2 \gg l$ то два и более источника можно заменить одним. При этом его скорректированный уровень звуковой мощности будет равен:

$$L_{PA\Sigma} = 10 \lg \sum_{i=1}^N 10^{0,1L_{PAi}}, \quad (3)$$

где N - количество источников шума (ТМ);

L_{PAi} - скорректированный уровень звуковой мощности i -го источника шума, дБА;

Уровень звуковой мощности эквивалентного источника в условиях данной задачи будет равен:

$$L_{PA\Sigma} = 10 \cdot \lg \sum_{i=1}^2 10^{0,1 \cdot 105} = 108 \text{ дБА}.$$

2) на границе жилой застройки уровень звука должен быть равен допустимому уровню звука $L_A(R) = DV_{L_A}$. Тогда $R = R_{\min}$.

Исходя из принятых допущений выражение (2) можно переписать в следующем виде

$$DV_{L_A} = L_{PA\Sigma} - 10 \lg \frac{2\pi R_{\min}}{S_0}. \quad (4)$$

Разрешив последнее уравнение, относительно R_{\min} получим минимальное расстояние от источников шума на ПС до границы прилегающей территории:

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(L_{PA\Sigma} - DV_{L_A})}}{2\pi}}; \quad (5)$$

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(109,01-45)}}{2\pi}} = 563,66 \text{ м}.$$

Любое $R \geq R_{\min}$ будет обеспечивать соблюдение санитарных норм по шуму на прилегающей к ПС территории. В данном случае реализуется принцип «защита расстоянием», а $R_{\min} = L_{\text{сзз}}$ санитарно-защитная зона (СЗЗ) по шуму.

В ходе решения задачи было найдено минимальное расстояние от источников шума на ПС (территории, непосредственно прилегающие к жилым домам), имеющей трансформатор с принудительной циркуляцией воздуха и масла (системы охлаждения видов ДЦ, НДЦ) мощностью 63 МВА и номинальным напряжением 220 кВ. СЗЗ может быть принята равной $R_{\min} = 563,66 \text{ м}$.

9.3 Чрезвычайные ситуации

Для размещения первичных средств пожаротушения, немеханизированного инструмента и пожарного инвентаря должны оборудоваться пожарные щиты. Огнетушители должны размещаться в легкодоступных и заметных местах, где исключено попадание на них прямых солнечных лучей и непосредственное воздействие отопительных и нагревательных приборов [4].

Песок используется для тушения небольших очагов воспламенения кабелей, электропроводки и горючих жидкостей: мазута, масла, красок и т.п. На ОРУ ящики с песком ставятся у трансформаторов. Песок должен быть всегда сухим и рыхлым [4].

Бочки для хранения воды, устанавливаемые рядом с пожарным щитом, должны иметь объем не менее $0,2 \text{ м}^3$ и комплектоваться ведрами.

Для указания местонахождения первичных средств пожаротушения должны быть установлены знаки по действующему государственному стандарту на видных местах.

Необходимо предусмотреть установку системы оповещения и управления эвакуацией людей при пожаре во всех помещениях ПС 220 кВ «Сковородино».

Оповещение людей осуществляется подачей звуковых и световых сигналов. Для этого во всех защищаемых помещениях, зданиях и сооружениях

устанавливаются звуковые оповещатели, которые запускаются автоматически, но также имеют возможность ручного пуска.

На пути эвакуации устанавливаются оповещатели светового типа, предназначенные для обозначения путей эвакуации, включение которых происходит автоматически. Дополнительно на путях эвакуации должны использоваться фотолюминесцентные табло, показывающие направление движения. Должна быть предусмотрена автоматическая разблокировка дверей, оснащённых электромагнитными замками [4].

Для тушения пожара на силовом трансформаторе должен быть предусмотрен противопожарный водопровод с питанием от существующей внешней водопроводной сети.

Для обеспечения пожарной безопасности при эксплуатации ВЛ должны быть организованы периодические и внеочередные осмотры. При осмотре ВЛ необходимо проверять противопожарное состояние трассы: в охранной зоне ВЛ не должно быть посторонних предметов, строений, стогов сена, штабелей леса, деревьев, угрожающих падением на линию или опасным приближением к проводам, складирования горючих материалов, костров [4].

Неисправности, обнаруженные при осмотре ВЛ и в процессе профилактических проверок и измерений, должны быть отмечены в эксплуатационной документации и в зависимости от их характера по указанию ответственного за электрохозяйство предприятия устранены или в кратчайший срок, или при проведении технического обслуживания и ремонта.

Трассу ВЛ необходимо периодически расчищать от кустарников и деревьев и содержать в безопасном пожарном отношении состоянии. Следует поддерживать установленную проектом ширину просек и проводить обрезку деревьев. Деревья, создающие угрозу падения на провода и опоры, должны быть вырублены с последующим уведомлением организации, в ведении которой находятся насаждения [4].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В первой части данной работы была рассмотрена существующая схема электроснабжения поселка Бира. Для начала приведено обоснование реконструкции. Произведен выбор напряжения РУ. А также произведен расчет нагрузок существующей сети.

Во второй части был предложен вариант реконструкции сети. Выбраны сечения проводников и трансформаторы.

Третья часть работы посвящена расчету токов короткого замыкания. Были рассчитаны токи трехфазного и двухфазного короткого замыкания в двух точках.

В четвертой части произведен выбор коммутационного и измерительного оборудования на подстанции на напряжение 10 кВ.

В пятой части были рассчитаны уставки защит линий и трансформаторов.

Шестая часть работы посвящена описанию автоматики, используемой в распределительных сетях.

В седьмой части приведено описание газовой защиты трансформатора.

В восьмой части приведен технико-экономический расчет.

В девятой части рассмотрены вопросы безопасности жизнедеятельности при проведении работ.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Дьяков, В. И. Типовые расчеты по электрооборудованию: практ. пособие / В. И. Дьяков. Министерство образования Российской Федерации, Ивановский государственный энергетический университет. – Иваново, 2003. – 148 с.

2 Заземление силового оборудования. Электронный ресурс <http://electricalschool.info/grounding/1798-zazemlenie-silovogo-oborudovaniija-i.html> (дата обращения: 15.05. 2019 г.)

3 Неклепаев, Б. И. Электрическая часть станций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб.пособие для вузов / Б. И. Неклепаев, И. П. Крючков. - 5-е изд.,- Изд-во БХВ- 2013. – 608 с.

4 Нормы пожарной безопасности НПБ 105-03 "Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности" (утв. приказом МЧС РФ от 18 июня 2003 г. N 314)

5 Научная статьи по сельскому хозяйству, лесному хозяйству, рыбному хозяйству, автор научной работы — Тамби А.А., Григорьев И.В., Куницкая О.А.

6 Постников, Н. П. Электроснабжение промышленных предприятий: учеб. для техникумов – 2-е изд., перераб. и доп. / Н. П. Постников, Г. М. Рубашов. – Л.: Стройиздат. Ленингр. отд-ние, 1989. – 352 с.

7 Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий (3-е издание с изменениями и дополнениями). РД 153-34.0-03.301-00/ РАО «ЕЭС России» – М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2004. – 128 с.

8 Правила устройства электроустановок/ Минэнерго РФ. – 7-е изд. – М.: Энергоатомиздат, 2003.

9 Приложение к приказу управления государственного регулирования цен и тарифов Амурской области от 25.12.2013 №289-ПР/Э.

10 РД 153-34.0-20.525-00. Методические указания по контролю состояния

заземляющих устройств электроустановок. – М. : 2000. – 33 с.

11 РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. – М. : 2012. – 151 с.

12 Розломий, Н.Г. Актуальность изменения площади зеленой зоны и состава древостоя пригородных лесов городов Южного Приморья (реализация программы "Большой Владивосток") / Н.Г. Розломий // Евразийский союз ученых. - 2018. - № 5-4(50). - С. 8-12.

13 Рекомендации по выбору уставок серии «Сириус-Т». Техническое описание, руководство по эксплуатации, паспорт, ЗАО «Радиус Автоматика». – М., 2003. – 52 с.

14 Рожкова, Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций: учебник для техникумов / Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева, Т.В. Чиркова – 6-е издание, стереотипное – М.: Издательский центр «Академия», 2009. – 448 с.

15 Руководящие указания по релейной защите. Вып. 13Б. Релейная защита понижающих трансформаторов и автотрансформаторов 10-500 кВ. Расчеты. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 96 с.

16 Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д. Л. Файбисовича - 4-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2012. – 376 с.

17 Фёдоров, А.А. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования по электроснабжению промышленных предприятий: учеб. пособие: доп. Мин. высш. и сред. спец. обр. СССР / А. А. Фёдоров, Л. Е. Старкова. - М.: Энергоатомиздат, 2010. – 368 с.

18 Шабад, М. А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей: Монография. – СПб.: ПЭИПК, 2003. – 555 с.

19 Шеховцов, В.П. Расчет и проектирование схем электроснабжения: методическое пособие для курсового проектирования / В.П. Шеховцов. – М.: ФОРУМ, 2012. – 214 с.

20 Электрическая часть станций и подстанций / Под ред. А. А. Васильева. Учебник для вузов. М.: Энергоатомиздат, 1990.

21 Электротехнический справочник. Т.2. Электротехнические изделия и устройства / Под общ.ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. – М.: издательство МЭИ, 2001. – 518 с