

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

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« _____ » _____ 2016 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция системы электроснабжения села Рогозовка
Ромненского района Амурской области

Исполнитель
студент группы 242-об4

подпись, дата

Е.В. Андрияш

Руководитель
доцент

подпись, дата

П.П. Проценко

Нормоконтроль
доцент

подпись, дата

А.Н. Козлов

Благовещенск 2016

Министерство образования и науки 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
«_____» _____ 2016г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента _____

1. Тема выпускной квалификационной работы:

_____ (утверждено приказом от _____ № _____)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: _____

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов):

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) _____

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) _____

7. Дата выдачи задания _____

Руководитель выпускной квалификационной работы:

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

Задание принял к исполнению (дата): _____

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа содержит 126 страниц, 14 рисунков, 21 таблиц, 31 источник.

ГРАФИКИ НАГРУЗОК ПОТРЕБИТЕЛЕЙ, СИЛОВОЙ ТРАНСФОРМАТОР, Понижительная подстанция, СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ ПОДСТАНЦИИ, КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ, ВЫБОР И ПРОВЕРКА ОБОРУДОВАНИЯ, ТОКОВЕДУЩИЕ ЧАСТИ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА, ЗАЗЕМЛЕНИЕ ПОДСТАНЦИИ, МОЛНИЕЗАЩИТА ПОДСТАНЦИИ

В данной бакалаврской работе произведена реконструкция подстанции «Рогозовка», рассмотрены схемы электрических соединений подстанции, произведен технико-экономический расчет по выбору числа и мощности силовых трансформаторов, рассчитаны токи короткого замыкания, по которым производился выбор основного электрооборудования, токоведущих частей, релейной защиты, автоматики, произведена замена голых проводов на самонесущий изолированный.

СОДЕРЖАНИЕ

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ	7
ВВЕДЕНИЕ	8
1 ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ПРОЕКТИРОВАНИЯ	9
1.1 Характеристика проектируемого поселка	9
1.2 Качественная оценка надёжности проектируемой сети	9
1.3 Климатическая характеристика села	10
1.4 Расчет электрических нагрузок	12
1.4.1 Общие положения	12
1.4.2 Расчёт электрических нагрузок и анализ загрузки трансформаторов	13
1.4.3 Разработка схемы внутреннего электроснабжения	19
1.4.4 Расчётная нагрузка сетей наружного освещения поселка	19
1.4.5 Определение потерь мощности, энергии и напряжения в сетях 0,4 кВ	20
1.5 Выбор числа и мощности трансформаторов на ТП	23
1.5.1 Общие положения	23
1.5.2 Выбор трансформаторов 10/0,4 кВ	24
1.5.3 Расчёт электрических нагрузок на стороне 10 кВ	26
1.5.3.1 Расчёт электрических нагрузок на стороне 10 кВ ТП	26
1.5.3.2 Расчёт электрических нагрузок распределительных линий 10 кВ	27
1.5.3.3 Выбор схемы распределительной сети 10 кВ	28
1.5.3.4 Выбор сечения распределительной сети 10 кВ	28
1.5.3.5 Определение потерь напряжения в сети 10 кВ	31
1.5.3.6 Определение потерь мощности и энергии в сетях 10 кВ	32
1.6. Расчет токов короткого замыкания в сети 0.4 кв	33
1.6.1 Расчёт токов КЗ в сети 10 кВ	39

1.6.2	Проверка выбранных сечений на воздействие токов КЗ	44
1.6.3	Выбор и проверка электрических аппаратов	47
1.6.3.1	Выбор и проверка автоматических выключателей на 0,4 кВ	47
1.6.3.2	Выбор и проверка оборудования на 10 кВ	49
1.6.3.3	Выбор и проверка выключателя, встроенного в КРУН-59	51
1.6.3.4	Выбор и проверка разъединителей	53
1.6.3.5	Выбор трансформатора тока	54
1.6.3.6	Выбор трансформатора напряжения	60
1.6.3.7	Выбор и проверка предохранителей	62
1.6.3.8	Выбор жестких шин	63
1.6.3.9	Выбор опорных изоляторов	65
2	МОЛНИЕЗАЩИТА И ЗАЗЕМЛЕНИЕ ПС «РОГОЗОВКА»	67
2.1	Расчет заземления подстанции «Рогозовка»	67
2.2	Расчет молниезащиты ОРУ	73
2.3	Расчет грозоупорности ВЛ	75
3	РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА	83
3.1	Защита линий 10 кВ	83
3.2	Защита трансформатора	88
3.3	Автоматический ввод резерва	100
3.4	Автоматическое повторное включение	100
3.5	Автоматическая частотная разгрузка	101
4	ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ПРОЕКТА	103
4.1	Расчет капитальных вложений в СЭС	103
4.2	Расчет ежегодных амортизационных отчислений и ежегодных плановых затрат на капитальный ремонт, текущий ремонт и техническое обслуживание	107
4.3	Расчет прочих затрат	109
4.4	Расчет себестоимости электроэнергии	110
5.	БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ	112

5.1 Безопасность проекта	112
5.1.1 Техника безопасности при работе на опорах	112
5.1.2 Техника безопасности при монтаже СИП	114
5.2 Экологичность проекта	115
5.2.1 Мероприятия по охране окружающей среды	115
5.2.2 Расчет маслоприемника без отвода масла:	116
5.2.3 Отвод земель под электрические сети	119
5.3 Чрезвычайные ситуации	120
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	123
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	125
Приложение А	127
Приложение Б	129
Приложение В	132

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

ПС – подстанция

КЗ – короткое замыкание

ПУЭ – правила устройства электроустановок

ВЛ – воздушная линия

РЗА – релейная защита и автоматика

АВР – автоматический ввод резерва

УРОВ – устройство резервирования отключения выключателя

ОРУ – открытое распределительное устройство

ОПН – ограничитель перенапряжения

ДЗТ – дифференциальная защита трансформатора

СТ – силовой трансформатор

ВВЕДЕНИЕ

Реформа электроэнергетики, проходящая в настоящее время, а также сложившаяся в РФ рыночная конъюнктура, поставила перед промышленным и жилищно-коммунальными предприятиями, потребителем электроэнергии и энергосистемой новые задачи в области производства электроэнергии и обеспечения ею потребителей.

Переход населения поселков и некоторых других населенных пунктов с газифицированного пищевого приготовления на электрический вид пищевого приготовления также привел и приводит к росту электрических нагрузок в системе электроснабжения. Указанный рост потребления электроэнергии в сельской местности связан с изменением характера коммунально-бытовой нагрузки: появлением новых бытовых приборов, персональных компьютеров и организационной техники.

При этом появление новых потребителей первой категории, изменение структуры потребления потребует от энергоснабжающей организации увеличения надежности и бесперебойности электроснабжения. В результате энергоснабжающим организациям придется строить новые, а также реконструировать и модернизировать существующие городские, сельские и промышленные электрические сети

В настоящей выпускной квалификационной работе требуется осуществить проектирование системы электроснабжения села Рогозовка Ромненского района Амурской области. Для выполнения данной задачи следует провести: расчет электрических нагрузок всех электроприемников, находящихся на территории села; выбрать экономически целесообразное сечение питающих и распределительных линий, а также конфигурацию электрической сети напряжением 10 и 0,4 кВ; выбрать число и мощность трансформаторов на ТП.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ПРОЕКТИРОВАНИЯ

1.1 Характеристика проектируемого поселка

Село Рогозовка входит в состав Ромненского района Амурской области. Находится в 91 км к Северо-Востоку от города Благовещенска.

В настоящее время численность населения села составляет около 309 человек.

В селе в данное время основную нагрузку составляют бытовые и коммунально-бытовые потребители, объекты сельского хозяйства. Население села занимается в основном сельским хозяйством.

Жилые дома одноэтажные.

На расчетный период с 2016 по 2026 г. новое строительство жилых и административных зданий не планируется.

1.2 Качественная оценка надёжности проектируемой сети

Согласно РД 34.20.185-94, схемы распределительной сети условно объединены в три группы в зависимости от уровня надежности электроснабжения потребителей.

К первой группе отнесены схемы, для которых учитывается, что при повреждении любого элемента распределительной сети восстановление питания потребителей может быть произведено только после ремонта этого элемента сети или его замены и относятся к 3 категории по надежности электроснабжения.

Вторая группа охватывает схемы, в которых восстановление питания потребителей обеспечивается при повреждении элементов сети за счет ввода резервных элементов действиями оперативного персонала и относятся ко II категории по надежности электроснабжения. Вторая группа схем удовлетворяет требованиям, предъявляемым к электроснабжению основной массы городских и сельских потребителей.

Схемы второй группы базируются на использовании так называемых петлевых линий и магистральных, то есть линий, имеющих двухстороннее

питания. При этом предусматривается также частичное резервирование трансформаторов через сеть напряжением 0,38 кВ.

К потребителям I категории относятся потребители, электроснабжение которых не должно прерываться ни на секунду, так как это может привести к гибели людей либо к очень большим убыткам. Таких потребителей в селе Рогозовка нет.

Схемы питания потребителей III категории базируются на использовании петлевых и радиальных линий, обычно без резервирования.

Среди потребителей электроэнергии села Рогозовка все потребители относятся к III категории (одноквартирные дома).

1.3 Климатическая характеристика села

Климат формируется под воздействием как океанических, так и континентальных факторов, а поэтому отличается резко выраженными чертами континентальности и в то же время имеет муссонный характер.

Среднегодовая температура отрицательная - минус 0,7 °С. Самый холодный месяц январь со среднемесячной температурой минус 25,9 °С и абсолютным минимумом минус 50 °С. Самый теплый месяц июль, его среднемесячная температура составляет 20,7 °С, абсолютный максимум равен 38 °С. Средняя температура воздуха наиболее холодного периода равна минус 32 °С; наиболее холодных суток минус 42 °С; наиболее холодной пятидневки минус 38 °С; минус 36 °С. Относительная влажность в течении всего года довольно высокая, ее среднее значение за год составляет 72%. Годовой недостаток насыщения равен 2,9 мм. Сумма осадков за год 691 мм; в холодный период (ноябрь, март) выпадает 78 мм; в теплый период (апрель, октябрь) – 613 мм. Суточный максимум осадков 1% обеспеченности равен 117 мм. Первый снег выпадает в конце октября. Наибольшей высоты (37 см) снег достигает в начале марта. Разрушение снежного покрова начинается в конце марта, сходит снег в середине апреля средняя продолжительность периода со снежным покровом – 148 дней.

Среднегодовая скорость ветра равна 3,0 м/с. В течение года преобладают ветры юго-восточного, северо-западного направлений. Максимальная скорость ветра обеспеченностью 10% равна 24 м/с.

Туманы наблюдаются в течение всего года (19 дней). Гололедно-изморозевые явления отмечаются ежегодно с октября по март. По гололедности с. Рогозовка относится к II району с расчетной толщиной стенки гололеда повторяемостью один раз в пять лет равной 5 мм.

2 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

2.1 Общие положения

Расчет нагрузок производится от низших к высшим ступеням системы электроснабжения и включает два этапа:

- 1) определение нагрузки на вводе к каждому потребителю;
- 2) расчет на этой основе нагрузки отдельных элементов сети.

Точность определения расчетной нагрузки устанавливается характером решаемой задачи, в соответствии, с чем разрабатываются и используются те или иные методы расчета. В электрических сетях применяется стандартное оборудование (в частности силовые трансформаторы и выключатели), параметры которых изменяются ступенями с достаточно большим шагом 1,4 – 1,6.

Особенности расчета электрических нагрузок в городских сетях заключается в том, что жилые дома потребляют в основном активную нагрузку, поэтому выбор числа и мощности трансформаторов ТП обычно производится без компенсации реактивной мощности.

Как правило, наибольшая точность предъявляется к определению нагрузки на вводе потребителя. На стадии предварительного расчета, нагрузки элементов системы электроснабжения села могут определяться по ориентировочным показателям. В результате наряду с точными методами в практике проектирования используются различные приемы расчета нагрузки, имеющие оценочный характер.

Расчетные нагрузки жилых зданий села складываются из нагрузок квартир. Под расчетной понимают такую нагрузку, при длительном потреблении которой элементы системы электроснабжения нагружаются до такой же температуры, до которой они нагрелись бы при потреблении действительной, изменяющейся с течением времени нагрузки.

2.2 Расчёт электрических нагрузок и анализ загрузки трансформаторов

Важнейшей предпосылкой рационального проектирования или реконструкции системы электроснабжения является правильное определение расчетных нагрузок, в зависимости от которых выбираются параметры всех элементов системы.

Расчет нагрузок производят, начиная от низших ступеней к высшим ступеням системы, рассматривая поочередно отдельные узлы электрических сетей. При этом следует различать нагрузки, приведенные к вводу конкретного потребителя, и нагрузки элементов системы.

Величина расчетной нагрузки устанавливается на какой-то определенный срок. Как правило, наибольшая точность предъявляется к определению нагрузки на вводе потребителя. На стадии предварительных обоснований нагрузки элементов системы электроснабжения города могут определяться по ориентировочным показателям. В результате наряду с точными методами в практике проектирования используются различные приемы расчета нагрузки, имеющие оценочный характер.

Электрические нагрузки определяют для выбора и проверки токоведущих элементов (шин, кабелей, проводов), силовых трансформаторов, компенсирующих устройств, а также для расчёта потерь напряжения.

Электропотребление в жилых домах рассматривается в настоящее время для двух уровней: при газифицированных квартирах и квартирах с кухонными электроплитами. Расход электроэнергии в основном определяется электроосвещением и работой наиболее мощных электроприемников повседневного применения (холодильники, электронагревательные приборы). Годовое потребление электроэнергии одной семьёй колеблется от 100 до 2300 кВт·ч при наличии газовых плит и от 250 до 3800 кВт·ч при использовании электроплит. Увеличение электропотребления квартир происходит в результате насыщения приборами,

в то же время новые приборы выпускаются с улучшенными характеристиками.

Активные и реактивные нагрузки отдельных потребителей являются случайными функциями многих переменных величин. Они зависят от организации бытовых и трудовых режимов населения, технологических особенностей работы потребителей и т. д. Определение нагрузки производится на основании экспериментальных данных, обработанных с помощью методов математической статистики.

Нормированные значения применяются при разработке проектов электрических сетей новых и реконструируемых микрорайонов, районов и городов в целом. Определению подлежат расчетные нагрузки на вводе к каждому потребителю и в отдельных элементах электрических сетей.

Рассчитывать электрические нагрузки поселка Рогозовка будем в следующем порядке:

- расчёт электрических нагрузок отдельных потребителей 0,4 кВ;
- расчёт суммарных электрических нагрузок потребителей, подключенных к одной трансформаторной подстанции 10/0,4 кВ;
- расчёт суммарной электрической нагрузки подстанции «Олекма», питающей потребителей поселка.

В качестве примера ниже показан подробный расчёт нагрузок для ТП №15-15, питающей пять жилых домов, муниципальную школу на 120 учащихся, гараж площадью 140 м² и контору.

Расчет нагрузок выполняется в соответствии с РД 34.20.185–94 «Инструкция по проектированию городских электрических сетей» с учётом изменений и дополнений, утверждённых Приказом Минтопэнерго РФ от 29.06.99 №213 [17].

Расчетная электрическая нагрузка квартир $P_{кв}$, кВт, приведенная ко вводу жилого здания, определяется по формуле:

$$P_{кв} = P_{кв.уд} \cdot n, \tag{1}$$

где $P_{\text{кв.уд}}$ – удельная расчетная электрическая нагрузка электроприемников квартир, кВт/кв. [17];

n – количество квартир.

Поскольку в поселковых одноэтажных многоквартирных домах отсутствуют лифтовые установки и санитарно-технические устройства, т.е. силовая нагрузка, то расчетная электрическая нагрузка данных жилых домов будет равна расчетной электрической нагрузке квартир:

$$P_{\text{р.ж.д.}} = P_{\text{кв}} = 3.5 \cdot 1 = 3.5 \text{ кВт.}$$

Расчетная нагрузка общественного здания определяется по формуле:

$$P_{\text{р.о.зд.}} = P_{\text{уд.о.зд.}} \cdot M, \quad (2)$$

где $P_{\text{уд.о.зд.}}$ – удельная расчетная электрическая нагрузка общественного здания [17];

M – количественный показатель (площадь магазина, площадь административного здания, количество мест, на которое рассчитано предприятие общепита, количество мест в детском саду, библиотеке, число учащихся в школе).

Расчётная нагрузка школы на 120 учащихся:

$$P_{\text{р.шк.}} = 0,7 \cdot 120 = 84 \text{ кВт.}$$

Расчётная нагрузка гаража площадью 140 м²:

$$P_{\text{р.гар.}} = 0,06 \cdot 140 = 8,4 \text{ кВт.}$$

Расчётная нагрузка конторы(офиса):

$$P_{p.оф.} = 0,05 \cdot 60 = 3 \text{ кВт.}$$

Реактивная составляющая мощности нагрузки определяется по соответствующему коэффициенту мощности [17]:

$$Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg}\varphi. \quad (3)$$

Для жилого дома:

$$Q_{p.ж.д.} = 6 \cdot 0,4 = 2,4 \text{ квар.}$$

Для школы на 120 учащихся:

$$Q_{p.ж.д.} = 84 \cdot 0,33 = 27,7 \text{ квар.}$$

Для гаража площадью 140 м²:

$$Q_{p.ж.д.} = 8,4 \cdot 1 = 8,4 \text{ квар.}$$

Для конторы(офиса):

$$Q_{p.ж.д.} = 3 \cdot 0,57 = 1,7 \text{ квар.}$$

Следующим этапом расчёта нагрузок является определение нагрузок на шинах 0,4 кВ трансформаторных подстанций.

Согласно «Инструкции по проектированию городских электрических сетей» при смешанном питании потребителей жилых домов и общественных зданий расчётная нагрузка на шинах 0,4 кВ трансформаторной подстанции

определяется по формуле:

$$P_p = P_{зд.маx} + \sum_i^n k_{yi} P_{зд.i}, \quad (4)$$

где $P_{зд.маx}$ – наибольшая нагрузка здания из числа зданий, питаемых данной трансформаторной подстанцией, кВт;

$P_{зд.i}$ – расчётные нагрузки других зданий, питаемых от данной трансформаторной подстанции, кВт;

k_{yi} – коэффициенты участия в максимуме электрических нагрузок [17].

Наибольшей нагрузкой для ТП №15-15 является школа, следовательно, коэффициент участия равен 0,9. Расчётная активная нагрузка ТП №15-15:

$$P_{p \text{ ТП15-15}} = 5 \cdot 3,5 \cdot 0,9 + 0,9 \cdot 84 + 0,9 \cdot 6 + 0,9 \cdot 3 = 123 \text{ кВт.}$$

Расчётная реактивная нагрузка ТП №15-15:

$$Q_{p \text{ ТП15-15}} = 0,9 \cdot 5 \cdot 2,4 + 0,9 \cdot 27,7 + 0,9 \cdot 6 + 0,9 \cdot 1,7 = 47,4 \text{ квар.}$$

Полная мощность нагрузки ТП находится по формуле:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}; \quad (5)$$

$$S_{p \text{ ТП15-15}} = \sqrt{90,4^2 + 39,61^2} = 89,72 \text{ кВА.}$$

На ТП №15-15 в настоящее время установлен один трансформатор ТМ-160. Оценка загрузки трансформатора проводится следующим образом:

$$K_3 = \frac{S_{p\text{ТП}}}{N_T \cdot S_{\text{ном.тр}}}, \quad (6)$$

где $S_{p\text{ТП}}$ – расчётная нагрузка ТП, кВА;

N_T – число трансформаторов на ТП;

$S_{p\text{ТП}}$ – номинальная мощность трансформаторов, установленных на ТП.

Загрузка трансформаторов на ТП №1:

$$K_{3.тп1} = \frac{89,72}{1 \cdot 160} = 0,56.$$

Аналогично определены расчётные нагрузки остальных ТП поселка при существующей схеме электроснабжения по 0,4 кВ. Результаты расчётов сведены в таблицу 1, там же показаны значения коэффициентов загрузки по каждой ТП.

Таблица 1 – Расчетные нагрузки ТП

ТП	Тр-ры	$P_{p\text{ТП}}$, кВт	$Q_{p\text{ТП}}$, квар	$S_{p\text{ТП}}$, кВА	K_3
МТП 15-03	ТМ-100	129.5	37.55	131.35	1.21
МТП 15-04	ТМ-250	97.1	33.68	93.07	0.37
МТП 15-15	ТМ-160	90.4	39.61	89.72	0.56
КТП 15-16	ТМ-400	218.6	135.25	234.32	0.59
КТП 15-17	ТМ-100	96	42.6	95.92	0.97
МТП 15-20	ТМ-160	144.5	58.95	140.49	0.88
КТП 15-22	ТМ-100	154.1	167.8	152.1	1.52
ТП 15-26	ТМ-250	150.15	68.54	148.686	0.89

Из данных таблицы 1 видно, что в настоящее время коэффициенты загрузки трансформаторов только для половины ТП имеют значения, величина которых близка к оптимальному значению (0,7–0,8 для двух трансформаторов на ТП и 0,9-0.95 для одного). Неудовлетворительная

загрузка имеет место для МТП 15-04, МТП 15-15, КТП 15-16 (недогруз), а также для КТП 15-03, КТП 15-17 и КТП 15-22 (перегруз).

2.3 Разработка схемы внутреннего электроснабжения

Задача построения сети обычно многовариантна. Поэтому важным критерием выбора наиболее перспективного варианта является экономическая эффективность сети. Не менее важными требованиями являются надежность схемы электроснабжения.

Различают следующие возможные схемы питающей сети 0,4:

а) двухлучевая (магистральная или радиальная). Применяется в основном для электроснабжения потребителей I категории;

б) петлевая – она применяется преимущественно для электроснабжения потребителей II категории. Для электроснабжения потребителей II категории также используется петлевая схема с питанием от двух независимых источников питания (т.е. линия с двухсторонним питанием).

в) магистральная (в ряде случаев) однолучевая схема питания для электроснабжения потребителей III категории.

Выбранная схема электроснабжения потребителей на напряжение 0,4 кВ представлена в графической части.

С учетом указанной схемы электроснабжения группируются нагрузки на отходящих линиях

2.4 Расчетная нагрузка сетей наружного освещения поселка

Электрическое освещение улиц и дорог выполняется различными способами в зависимости от типов применяемых источников света и светильников, геометрического размещения их относительно освещаемой территории и высоты установки, интенсивности движения автотранспорта, светотехнических характеристик дорожных покрытий. В большинстве случаев в городах применяется усовершенствованное покрытие дорог асфальтобетоном. По характеру светоотражения асфальтобетонные дорожные покрытия подразделяются на гладкие (покрытия с пониженным содержанием щебня, имеющие среднюю высоту выступающих частей, менее

0,5 мм).

Приближенно нагрузка уличного освещения определяется произведением значений удельной мощности установки [16] и длины дорожного полотна:

$$P_{oc} = P_{уд.ос} \cdot L \quad (7)$$

Для освещения проезжей части улиц будем использовать фонарные столбы с типом светильника РКУ01-125-008 и лампой ДНаТ-125.

Результаты расчета осветительной нагрузки сведены в таблицу 2.

Таблица 2 – Результаты расчета для уличного освещения

Название улицы	Длина /ширина, км	$P_{уд.ос}$ кВт/км	P_{oc} , кВт
Октябрьская	0,8/ 0,0075	3,9	3,12
Трудовая	0,4 /0,0075	3,9	1,56
Советская	1 / 0,0075	3,9	3,9
Юбилейная	1 / 0,0075	3,9	3,9
Молодежная	0,7/0,0075	3,9	2,73
Центральная	2/ 0,0075	3,9	7,8
Итого	3,61		13,96

2.5 Определение потерь мощности, энергии и напряжения в сетях 0,4 кВ

Правильный выбор электрооборудования, определение рациональных режимов его работы, выбор самого экономичного способа, повышение коэффициента мощности дают возможность снизить потери мощности и энергии в сети и тем самым определить самый экономичный режим в процессе эксплуатации.

Потери мощности в линии определяются по формуле:

$$\Delta P = 3 \cdot I_p^2 \cdot r_0 \cdot l \cdot 10^{-3}, \quad (8)$$

где I_p – расчетный ток участка, А;

r_0 – удельное активное сопротивление участка Ом/км;

l – длина участка, км.

Энергия, теряемая на участке линии, определяется по формуле:

$$\Delta W = \Delta P \cdot \tau, \quad (9)$$

где τ – время потерь, час.

Время потерь определим по выражению:

$$\tau = \left(0.124 + \frac{T_m}{10000} \right)^2 \cdot 8760, \quad (10)$$

где T_i – число часов использования максимальной нагрузки, ч [2, с 263.].

Выбранное сечение проводов проверяется на отклонение напряжения.

Зная напряжение на шинах источника питания, и подсчитав потери напряжения в сети, определяют напряжение у потребителей. Согласно ГОСТ 32144-2013 нормально допустимое значение отклонения напряжения 5 %, предельно допустимое 10 %.

Потери напряжения в линиях определяются по формуле:

$$\Delta U = \frac{I \cdot l \cdot \sqrt{3}}{U_{ном}} \cdot (r_0 \cdot \cos \phi + x_0 \cdot \sin \phi) \cdot 100\%, \quad (11)$$

где I – рабочий максимальный ток, А;

l – длина линии, км;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение, В;

r_0 и x_0 – удельные активные и индуктивные сопротивления Ом/км,

[3,таб.2.8.2.].

Приведем пример для расчета потерь мощности на участке линии КТПк15-16-1:

$$\Delta P = 3 \cdot 55,694^2 \cdot 0,568 \cdot 500 \cdot 10^{-6} = 7,184 \text{ кВт};$$

$$\tau = \left(0,124 + \frac{4500}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 2886 \text{ ч};$$

$$\Delta W = 7,184 \cdot 2886 = 20733,024 \text{ кВт}\cdot\text{ч};$$

$$\Delta U = \frac{55,694 \cdot 500 \cdot 10^{-3} \cdot \sqrt{3}}{400} \cdot (0,568 \cdot 0,98 + 0,0774 \cdot 0,2) \cdot 100\% = 6,9\%.$$

Потери мощности не превышают 10 %, а потеря напряжения на любом из участков входит в пределы, регламентированные ГОСТ 32144-2013.

Потери мощности, энергии и напряжения на остальных участках приведены в приложения Б, таблица Б 2.

3 ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ НА ТП

3.1 Общие положения

Правильный выбор числа и мощности трансформаторов на городских (сельских) подстанциях является одним из основных вопросов рационального построения системы электроснабжения. В нормальных условиях трансформаторы должны обеспечивать питание всех электроприемников городской сети. Количество трансформаторов на подстанциях не должно быть более двух. Наиболее экономичны однострансформаторные подстанции, которые при наличии централизованного (складского) резерва или связей по вторичному напряжению способны обеспечить надежное питание потребителей II и III категории.

При проектировании СЭС установка однострансформаторных подстанций рекомендуется при полном резервировании ЭП I и II категории по сетям низкого напряжения и для питания ЭП III категории, когда по условиям подъездных дорог, а также по мощности и массе возможна замена поврежденного трансформатора в течение не более одних суток и при наличии централизованного резерва.

Двухтрансформаторные подстанции применяются при значительном числе потребителей I и II категории, при сосредоточенных нагрузках на данном участке (0,5-0,7 кВА/м²), а также если имеются ЭП особой группы [3, 4].

Классификация электроприемников коммунально-бытового характера приведена в РД 34.20.185-94.

К электроприемникам I категории по РД 34.20.185-94 отнесены: электроприемники лечебных учреждений от бесперебойности питания которых зависит жизнь больного, котельные первой категории, водопроводные насосные станции в городах с числом жителей более 50 тыс., канализационные станции, не имеющие аварийного выпуска городские РП с суммарной нагрузкой более 10000 кВА и т. п. [1].

К электроприемникам II категории отнесены: жилые дома с электропищеприготовлением, жилые шестиэтажные и более высокие дома с газовыми плитами, учреждения общественно-коммунального характера с числом работающих 50-200 человек, детские и школьные учреждения, крытые зрелищные предприятия с количеством мест в зале 300-800, предприятия общественного питания с количеством посадочных мест 100-500, водопроводные станции в городах с числом жителей 0,5-50 тыс. чел., городские РП и ТП с суммарной нагрузкой 400-10000 кВА и др.

3.2 Выбор трансформаторов 10/0,4 кВ

Номинальная мощность трансформатора на ТП определяется по формуле:

$$S_{\text{ном.т.}} \geq \frac{S_p}{N \cdot K_3}, \quad (12)$$

где S_p – расчетная максимальная мощность элемента системы электроснабжения, кВА;

N – число трансформаторов на ТП;

K_3 - коэффициент загрузки трансформатора, принимаем равным 0,9-0,95 при преобладании нагрузки III категории на однострансформаторных ТП, и 0,7 при преобладании нагрузки I и II категории на двухтрансформаторных ТП.

Номинальная мощность трансформатора выбирается из стандартного ряда выпускаемых трансформаторов, при этом номинальная мощность должна быть больше расчётной.

После выбора трансформатора производится проверка правильности выбора по коэффициенту загрузки в нормальном и послеаварийном режимах:

$$K_3 = \frac{S_p}{n_T \cdot S_{\text{ТНОМ}}}$$

Приводится пример расчета для ТП № 15-03:

$$S_{\text{ном.тр.}} = \frac{121,35}{1 \cdot 0,95} = 127,74 \text{ кВА.}$$

Выбирается один трансформатор типа ТМГ-160/10/0,4.

Проверка правильности выбора:

$$K_3 = \frac{127,74}{1 \cdot 160} = 0,76;$$

Таблица 3- Мощность ТП

Номер ТП	Полная мощность на шинах 0.4 кВ, кВА	Расчётная мощность, кВА	Коэффициент загрузки	Трансформаторы
15-03	121,35	127,74	0,76	1xТМГ-160
15-04	93,07	94,97	0,93	1xТМГ-100
15-15	89,73	94,45	0,9	1xТМГ-100
15-16	234,32	246,65	0,94	1xТМГ-250
15-17	90,174	94,92	0,95	1xТМГ-100
15-20	140,49	147,88	0,88	1xТМГ-160
15-22	144,51	152,11	0,95	1xТМГ-160
15-26	141,246	148,68	0,93	1xТМГ-160

4 РАСЧЁТ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ НАПРЯЖЕНИЕМ 10 КВ

4.1 Расчёт электрических нагрузок на стороне 10 кВ ТП

Расчетные электрические нагрузки сетей 10 кВ определяются произведением суммы расчетных нагрузок трансформаторов отдельных ТП, присоединенных к данному элементу сети на коэффициент, учитывающий совмещение максимумов их нагрузки.

Для определения электрических нагрузок сетей 10 кВ, необходимо определить потери мощности в трансформаторах. Основные виды потерь в силовых трансформаторах - нагрузочные потери и потери холостого хода. Нагрузочные потери - это потери в обмотках трансформатора и они главным образом зависят от сопротивления обмоток, и отсюда следует, что часть мощности, проходящая через трансформатор, тратится на нагрев этих обмоток. Потери холостого хода - это потери в магнитной системе трансформатора, зависящие от тока холостого хода и вихревых токов, возникающих в сердечнике трансформатора.

Потери мощности в трансформаторах определяются по формулам:

$$\Delta P_m = 2 \cdot \Delta P_{xx} + \frac{1}{2} \cdot \Delta P_{кз} \cdot (S_{ТП} / S_{трном})^2; \quad (13)$$

$$\Delta Q_m = 2 \frac{U_{к\%} \cdot S_{ТП}^2}{100 \cdot S_{трном}} + \frac{1}{2} \frac{I_{xx} \cdot S_{трном}}{100}, \quad (14)$$

где $S_{ТП}$ - полная мощность нагрузки ТП, кВА;

ΔP_{xx} - потери активной мощности на холостом ходу, кВт [4, таб. п.5.20 с.376];

I_{xx} - ток холостого хода трансформатора, А [4, таб. п.5.20 с.376];

$U_{к\%}$ - напряжение короткого замыкания трансформатора, [4, таб. п.5.20 с.376];

$S_{\text{транс.}}$ - номинальная мощность трансформатора, кВА.

В качестве примера определяются потери мощности для ТП 15-16:

$$\Delta P_{m1} = 2 \cdot 1,05 + \frac{1}{2} \cdot 4,2 \cdot \left(\frac{234,32}{250} \right)^2 = 4,561 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{m1} = 2 \cdot \frac{4,7 \cdot 270,63^2}{100 \cdot 250} + \frac{1}{2} \cdot \frac{2,5 \cdot 250}{100} = 30,663 \text{ квар.}$$

Полная мощность трансформаторной подстанции, приведенная к высокой стороне, составит сумму нагрузки на шинах низшего напряжения и потерь в трансформаторах:

$$S_{\text{ТП1}}^{10} = \sqrt{\left(P_{p.\text{ТП1}} + \Delta P_{T(\text{ТП1})} \right)^2 + \left(Q_{p.\text{ТП1}} + \Delta Q_{T(\text{ТП1})} \right)^2}. \quad (15)$$

Для примера определяются потери мощности на участке от фидера ПС «Рогозовка» до КТПк15-16:

$$S_{\text{ТП15-16}}^{10} = \sqrt{\left(218,6 + 4,561 \right)^2 + \left(39,86 + 30,663 \right)^2} = 234,32 \text{ кВА.}$$

Подробный расчёт электрических нагрузок на стороне 10 кВ произведён в программе Excel, результаты расчета приведены в приложении Б, таблица Б 3.

4.2 Расчёт электрических нагрузок распределительных линий 10 кВ

Расчет электрических нагрузок городских сетей напряжением 10 кВ определяются таким же образом, как и нагрузки распределительных сетей напряжением 0,4 кВ. Т.е. суммы расчётных нагрузок трансформаторов

отдельных ТП, присоединенных к данному элементу сети, умножаются на коэффициент, который учитывает совмещение максимумов их нагрузок $K_{уч}$, принимаемый по [1, таб. 2.3.1].

Подробный расчёт электрических нагрузок на стороне 10 кВ произведён в программе EXEL, результаты расчета приведены в приложении Б.

4.3 Выбор схемы распределительной сети 10 кВ

К питающим и распределительным сетям предъявляют следующие требования: сеть должна обеспечивать установленный уровень надёжности электроснабжения потребителей; во всех режимах должно обеспечиваться требуемое качество энергии; сеть должна быть представлена простой схемой, иметь оптимальные приведённые годовые затраты, быть удобной в эксплуатации и безопасной для обслуживающего персонала.

Для питания ТП от ПС используются радиальные схемы питания.

4.4 Выбор сечения распределительной сети 10 кВ

Выбор сечения провода СИП напряжением 10 кВ осуществляется таким же образом, как и выбор сечения проводников в распределительных сетях 0,4 кВ.

Рассмотрим выбор сечения линии на примере распределительной сети питающей ТП 11.

По полной мощности производим расчет тока для выбора провода:

$$I_p = \frac{S_p}{U_n \cdot \sqrt{3}},$$

(16)

где S_p – полная мощность линии;

U_n – номинальное напряжение, кВ.

По расчётному току нагрузки принимаем сечение, имеющее длительно допустимый ток, превышающий расчётный.

Расчётный ток нагрузки равен:

$$I_{p22-26} = \frac{300,8}{10 \cdot \sqrt{3}} = 17,37 \text{ A.}$$

Выбираем самонесущий изолированный провод СИП-3 с длительно допустимым током $I_{дл.доп} = 200 \text{ A}$.

Провода СИП-3 отечественного производства (фирма «Заря», Санкт-Петербург) относятся к группе защищенных воздушных проводов для напряжений 6-10 кВ. Провода СИП-3 подвешивают на изоляторах. Монтаж этих проводов выполняют также как и монтаж неизолированных проводов. Провода СИП-3 изолируются атмосферостойким сшитым полиэтиленом, выдерживающим вибрации проводов и в течение определенного времени даже массу поваленного дерева. Изоляционная защита провода создает возможность значительного уменьшения расстояния между фазами и сузить трассу.

Конструкция проводов СИП-3 обеспечивает также защиту от электрической дуги по всему протяжению линии, не требуя для этого специальных мероприятий по защите. Метод подвески проводов обеспечивает защиту проводов от вибрационных повреждений.

Полученные данные сводим в таблицу 4.

Таблица 4 - Выбор марки и сечения распределительных линий 10 кВ

Участок линии	$S_p, \text{кВА}$	$I_{дл.доп}, \text{A}$	I_p, A	Сечение, мм^2	Марка
1	2	3	4	5	6
КТП 15-22 – КТП 15-26	300,8	195	17,37	50	СИП-3

КТП 15-04 – КТП 15-16	327,4	195	26.72818,9	50	СИП-3
--------------------------	-------	-----	------------	----	-------

1	2	3	4	5	6
КТП 15-04 – КТП 15-03	214,4	195	45.87412,38	50	СИП-3
КТП 15-03 – КТП 15-15	211,1	195	17.74412,19	50	СИП-3
КТП 15-15 – КТП 15-20	243,6	195	30.87314,06	50	СИП-3
КТП 15- 17 – ПС	94,923	195	5,48	50	СИП-3
КТП 15-26 - ПС	148,682	195	8,58	50	СИП-3
КТП 15-15 - ПС	89,729	195	5,18	50	СИП-3

4.5 Определение потерь напряжения в сети 10 кВ

Выбранное сечение проверяется по потере напряжения, при этом отклонение напряжения у наиболее удаленного потребителя не должно превышать $\pm 5\%$.

Потеря напряжения определяется по следующей формуле:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot I_p \cdot l}{U_{ном}} \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \sin \varphi) \cdot 100\%, \quad (17)$$

где r_0 , x_0 - удельное активное и индуктивное сопротивление, [3, таб. 2.9.3];

l - длина питающей или распределительной линии, км.

Для примера определим потерю напряжения для участка КТП 15-22 – КТП 15-26:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot 17,37 \cdot 300}{10000} \cdot (0,822 \cdot 0,98 + 0,0782 \cdot 0,2) \cdot 100\% = 0.074 \text{ \%}.$$

Результаты потери напряжения для других участков проводов приведены в приложении Б, таблица Б 4.

Согласно ГОСТ 13-109-97, значения отклонений напряжения не превышают нормально допустимых значений.

4.6 Определение потерь мощности и энергии в сетях 10 кВ

Определение потерь мощности и энергии в сетях 10 кВ определяется аналогично, как и в сетях 0.4 кВ.

Произведем расчет для линии 15-04 – 15-16:

$$\Delta P = 3 \cdot 26.728^2 \cdot 0,820 \cdot 0,52 \cdot 10^{-3} = 1.733 \text{ кВт};$$

$$\tau = \left(0,124 + \frac{4500}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 2886 \text{ ч};$$

$$\Delta W = 1,733 \cdot 2886 = 5001 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Подробный расчёт потерь в распределительных линиях 10 кВ произведён в программе Excel, результаты расчета приведены в приложении Б таблица Б 4.

5 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ В СЕТИ 0.4 КВ

При расчете токов КЗ в общем случае следует обратить внимание на активное и индуктивное сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи, в том числе: проводников, кабелей длиной 10 м и более, токовых катушек автоматических расцепителей выключателей, переходных контактов аппаратов и т.п.

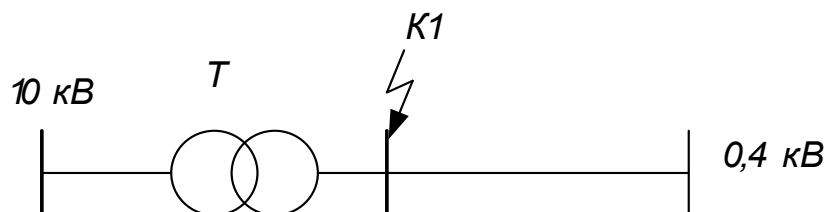


Рисунок 1 – Схема участка сети 0,4 кВ

Так как выбор сечения проводников, разъединителей и пр. оборудования проводится по токам КЗ, то проведем расчет по упрощенной методике.

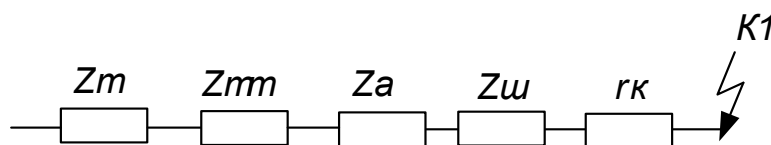


Рисунок 2 – Схема замещения

Рассмотрим расчет токов КЗ для ТП № 15-03:

Удельное сопротивление шин $100 \times 8 \text{ мм}^2$ составляет:

$$r_0 = 0,042 \text{ мОм/м}, \quad x_0 = 0,157 \text{ мОм/м}.$$

Основные параметры трансформатора: номинальная мощность $S_T = 160 \text{ кВА}$, напряжение короткого замыкания $U_K = 4,5 \%$, потери короткого замыкания $\Delta P_K = 2,65 \text{ кВт}$.

Индуктивное сопротивление силового трансформатора:

$$X_{\text{TP}} = \frac{U_{\text{к\%}} \cdot U_{\text{H}}^2 \cdot 10^4}{S_{\text{mm}}} \quad (18)$$

$$X_{\text{TP}} = \frac{4,5 \cdot 0,4^2 \cdot 10^4}{160} = 45 \text{ мОм.}$$

Активное сопротивление силового трансформатора:

$$r_{\text{T}} = \frac{\Delta P_{\text{к}} \cdot U_{\text{H}}^2}{S_{\text{ном.т}}^2}, \quad (19)$$

$$r_{\text{TP}} = \frac{2,65 \cdot 0,4^2}{160^2} \cdot 10^6 = 16,56 \text{ мОм.}$$

Индуктивное сопротивление силового трансформатора

Сопротивление трансформатора тока по справочным данным [1]

$$R_{\text{тт}} = 0,2 \text{ мОм}; \quad X_{\text{тт}} = 0,3 \text{ мОм.}$$

Сопротивления шин:

$$R_{\text{ш}} = r_0 \cdot l_{\text{ш}} = 0,042 \cdot 2 = 0,084 \text{ мОм};$$

$$X_{\text{ш}} = r_0 \cdot l_{\text{ш}} = 0,157 \cdot 2 = 0,314 \text{ мОм.}$$

Сопротивление автоматических выключателей [1]

$$R_{\text{а}} = 1,1 \text{ мОм}; \quad X_{\text{а}} = 0,5 \text{ мОм.}$$

Переходные сопротивления на контактах выключателя принимаем 15 мОм.

Суммарное сопротивление до точки К1

$$X_{\Sigma} = x_{\text{T}} + X_{\text{тт}} + X_{\text{а}} + X_{\text{ш}}, \quad (20)$$

$$X_{\Sigma} = 45 + 0,3 + 0,5 + 0,314 = 46,1 \text{ мОм.}$$

$$R_{\Sigma} = r_T + R_{TT} + R_a + R_{ш}, \quad (21)$$

$$R_{\Sigma} = 16,56 + 0,2 + 1,1 + 0,084 = 17,5 \text{ мОм.}$$

Полное сопротивление цепи:

$$Z_{\Sigma} = \sqrt{X_{\Sigma}^2 + R_{\Sigma}^2}, \quad (22)$$

$$Z_{\Sigma} = \sqrt{46,1^2 + 17,5^2} = 50,32 \text{ мОм.}$$

Ток короткого замыкания в точке К1

$$I_{K1}^{(3)} = \frac{U_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma}}, \quad (23)$$

$$I_{K1}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 50,32} = 4,6 \text{ кА.}$$

Расчет трехфазного тока короткого замыкания производится для проверки надежности срабатывания защитной аппаратуры при трехфазном коротком замыкании.

Должны выполняться следующие условия надежности срабатывания защиты от коротких замыканий:

$$\text{Для предохранителей : } \frac{I_{K3}^{(1)}}{I_{н.вст}} > 4$$

Для реле
$$\frac{I_{кз}^{(1)}}{I_{н.вст}} > 1,5$$

Наименьшим током короткого замыкания будет являться ток в наиболее удаленной точке от ТП.

К сопротивлениям элементов подстанции добавится активное и реактивное сопротивление воздушной линии 0,4 кВ:

Активное сопротивление:

$$R_{л} = R_0 \cdot L, \quad (24)$$

где $R_0 = 0,411 \text{ Ом/км}$ – удельное активное сопротивление провода СИП –2А сечением 3x95+1x70,

$L = 0,75 \text{ км}$ – длина воздушной линии до наиболее удаленной точки от ТП № 15-03.

Остальные потребители на напряжение 0,4 кВ располагаются ближе от своих питающих ТП, чем указанный потребитель от ТП № 15-03.

$$R_{л} = 0,411 \cdot 0,75 = 0,308 \text{ Ом} = 308 \text{ мОм.}$$

Реактивное сопротивление:

$$X_{л} = X_0 \cdot L, \quad (25)$$

где $X_0 = 0,0746 \text{ Ом/км}$ – удельное индуктивное сопротивление провода

$$X_{л} = 0,0746 \cdot 0,75 = 0,056 \text{ Ом} = 56 \text{ мОм.}$$

Активное сопротивление до наиболее удаленной точки будет:

$$R_{k2} = 18,7 + 308 = 326,7 \text{ мОм.}$$

Индуктивное сопротивление:

$$X_{k2} = 46,1 + 56 = 102,1 \text{ Ом.}$$

Полное сопротивление:

$$Z_{k2} = \sqrt{326,7^2 + 102,1^2} = 342,3 \text{ мОм.}$$

Ток однофазного короткого замыкания:

$$I_{k2} = \frac{220}{342,3} = 0,64 \text{ кА .}$$

Самая мощная группа данного ТП с расчетным током 95А будет защищена предохранителем с плавкой вставкой 100 А.

Проверим надежность срабатывание плавкой вставки:

$$\frac{640}{100} = 6,4 > 4.$$

То есть предохранитель при коротком замыкании надежно сработает.

Остальные расчеты сведены в таблицу 5.

Таблица 5 - Результаты расчетов

№ ТП	Мощность трансформатора	Трансформатор		Трансформатор тока		Автомат		Шина		Z, Ом	I, кА
		r, Ом	x, Ом	r, Ом	x, Ом	r, Ом	x, Ом	r, Ом	x, Ом		
15-03	160	16,56	45	0,20	0,30	1,1	0,5	0,084	0,314	50,32	4,6
15-04	100	31,52	72	0,20	0,30	1,1	0,5	0,084	0,314	80,16	2,9
15-15	100	31,52	72	0,20	0,30	1,1	0,5	0,084	0,314	80,16	2,9
15-16	250	9,47	28,8	0,11	0,17	0,65	0,14	0,084	0,314	31,81	7,3
15-17	100	31,52	72	0,20	0,30	1,1	0,5	0,084	0,314	80,16	2,9
15-20	160	16,56	45	0,20	0,30	1,1	0,5	0,084	0,314	50,32	4,6
15-22	160	16,56	45	0,20	0,30	1,1	0,5	0,084	0,314	50,32	4,6
15-26	160	16,56	45	0,20	0,30	1,1	0,5	0,084	0,314	50,32	4,6

6 РАСЧЁТ ТОКОВ КЗ В СЕТИ 10 КВ

Необходимо найти токи короткого замыкания в точках: на шинах подстанции, на шинах высокого напряжения рассчитываемой подстанции и на шинах каждой подстанции, для примера рассмотрим ТП15-15.

Составляется схема замещения, где питание осуществляется от подстанции до ТП 15-15, рисунок 3.

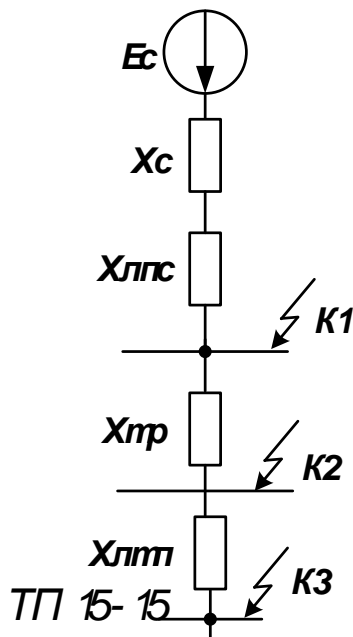


Рисунок 3 – Схема замещения для расчёта тока КЗ на шинах 10 кВ

Расчет токов КЗ будем производить в базисных величинах.

За основное напряжение принимается напряжение равное:

$$U_1 = 37 \text{ кВ}; U_2 = 10,5 \text{ кВ}.$$

Примем базисную мощность равной: $S_{баз} = 100 \text{ МВА}$.

Сопротивление системы определяется:

$$X_{\text{сист}} = \frac{S_{\text{баз}}}{S_{\text{КЗ}}} = \frac{S_{\text{баз}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{H}} \cdot I_{\text{КЗ}}}, \quad (26)$$

где $S_{\text{КЗ}}$ - мощность короткого замыкания;

$I_{\text{КЗ}}$ - ток короткого замыкания.

$$X_{\text{сист}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 37 \cdot 9,5} = 0,164 \text{ о.е.}$$

Параметры питающих линий:

$$L_{\text{ЛПС1}} = 4,03 \text{ км}; X_{0\text{ЛПС1}} = 0,432 \text{ Ом/км.}$$

Параметры линии от ПС до ТП 15-15:

$$L_{\text{ПС-ТП15-15}} = 5 \text{ км}; X_{0\text{ПС-ТП15-15}} = 0,3 \text{ Ом/км.}$$

Сопротивление линий определяется по формуле:

$$X_{\text{ЛПС}} = x_0 \cdot l_i \cdot \frac{S_{\text{баз}}}{U_1^2} = 0,432 \cdot 4,03 \cdot \frac{100}{37^2} = 0,127 \text{ о.е.}, \quad (27)$$

$$X_{\text{ПС-ТП15-15}} = x_0 \cdot l_i \cdot \frac{S_{\text{баз}}}{U_2^2} = 0,3 \cdot 5 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 1,361 \text{ о.е.}$$

Сопротивление трансформатора:

$$X_{\text{ТР}} = \frac{U_{\text{К}}}{100} \cdot \frac{S_{\text{баз}}}{S_{\text{НТР}}} = \frac{7,5}{100} \cdot \frac{100}{1,6} = 4,688 \text{ о.е.} \quad (28)$$

Преобразуем схему замещения, рисунок 4:

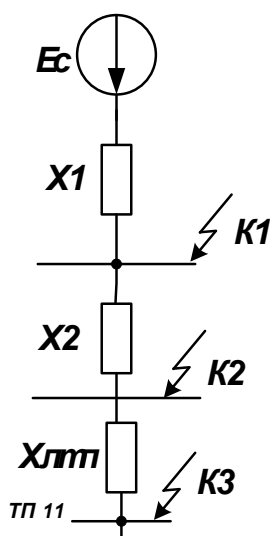


Рисунок 4 – Преобразование схемы замещения на шинах 10 кВ

Сложим последовательно следующие элементы:

$$X_{K31} = X_{ЛПС} + X_{сис} = 0,127 + 0,164 = 0,291 \text{ о.е.} \quad (29)$$

Определим сопротивление, для нахождения токов КЗ для трех точек:

$$X_{K32} = X_{K31} + X_{TP} = 4,688 + 0,291 = 4,979 \text{ о.е.}; \quad (30)$$

$$X_{K33} = X_{K31} + X_{TP} + X_{ПС-ТП15-15} = 0,291 + 4,688 + 1,361 = 6,339 \text{ о.е.} \quad (31)$$

Базисный ток для первой и второй ступени:

$$I_{\phi 1} = \frac{S_{\phi}}{\sqrt{3} \cdot U_1} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 37} = 1,56 \text{ кА}; \quad (32)$$

$$I_{\delta 2} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_2} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,499 \text{ кА.} \quad (33)$$

Ток трехфазного короткого замыкания в точке К1:

$$I_{\text{ПокЗ.К1}}^{(3)} = \frac{E}{X_{\text{КЗ1}}} \cdot I_{\delta 1} = \frac{1}{0,291} \cdot 1,56 = 5,359 \text{ кА.} \quad (34)$$

Ток трехфазного короткого замыкания в точке К2:

$$I_{\text{ПокЗ.К2}}^{(3)} = \frac{E}{X_{\text{КЗ2}}} \cdot I_{\delta 2} = \frac{1}{4,979} \cdot 5,449 = 1,104 \text{ кА.}$$

Ток трехфазного короткого замыкания в точке К3:

$$I_{\text{ПокЗ.К3}}^{(3)} = \frac{E}{X_{\text{КЗ3}}} \cdot I_{\delta 2} = \frac{1}{6,339} \cdot 5,449 = 0,867 \text{ кА.}$$

В качестве несимметричного тока короткого замыкания, рассчитаем ток двухфазного КЗ, по данной формуле:

$$I_{\text{КЗi}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{Пoi}}^{(3)}, \quad (35)$$

$$I_{\text{КЗК1}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 5,359 = 4,641 \text{ кА;}$$

$$I_{\text{КЗК2}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 1,104 = 0,956 \text{ кА;}$$

$$I_{K3K3}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 0,867 = 0,751 \text{ кА.}$$

Определим ударные токи по следующей формуле:

$$I_{y\partial i} = \sqrt{2} \cdot I_{П0K3.i}^{(3)} \cdot K_{y\partial i}; \quad (36)$$

$$I_{y\partial K1} = \sqrt{2} \cdot 5,359 \cdot 1,609 = 12,194 \text{ кА};$$

$$I_{y\partial K2} = \sqrt{2} \cdot 1,104 \cdot 1,609 = 2,513 \text{ кА};$$

$$I_{y\partial K3} = \sqrt{2} \cdot 0,867 \cdot 1,609 = 1,974 \text{ кА.}$$

Расчет токов короткого замыкания в остальных точках КЗ производится аналогично.

Результаты расчета представлены в приложении В.

7 ПРОВЕРКА ВЫБРАННЫХ СЕЧЕНИЙ НА ВОЗДЕЙСТВИЕ ТОКОВ КЗ

Чтобы провод был устойчив к термическому воздействию токов короткого замыкания, расчетная температура кабеля при протекании тока КЗ не должна превышать допустимую температуру для материала изоляции кабеля, которая определяется по справочной литературе.

Проверка проводов на термическое действие тока КЗ производится по тепловому импульсу:

$$B_{кз} = I_{н.о}^2 \cdot (t_{откл} + T_a), \quad (37)$$

где $I_{н.о}$ - действующее значение периодической составляющей тока КЗ;

$t_{откл}$ - время отключения тока КЗ;

T_a - постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока короткого замыкания.

$$t_{откл} = t_в + t_{рз}, \quad (38)$$

где $t_в$ - время отключения выключателя от момента возникновения КЗ до начала расхождения контактов;

$t_{рз}$ - время действия релейной защиты.

Минимально допустимое термически стойкое сечение кабеля определяется по следующей формуле:

$$F_{тер} = \frac{\sqrt{B_{кз}}}{C}, \quad (39)$$

где C - коэффициент, значение которого зависит от материала проводника и напряжения, осуществляет пересчет допустимой температуры нагрева к тепловому импульсу (для алюминиевых жил 10 кВ $C = 100$), [6, с.157].

Правильно выбранное сечение кабеля должно удовлетворять условию:

$$F_{тер} \leq F_{выбр}, \quad (40)$$

Проверку кабелей на термическое действие тока короткого замыкания покажем на примере линии ПС-ТП15-15.

Параметры воздушной линии:

$$I_{н.о} = 5,359 \text{ кА}; T_a = 0,00434 \text{ с.}$$

Время отключения выключателя:

$$t_{откл} = t_g + t_{рз} = 0,13 + 0,02 = 0,15 \text{ с.} \quad (41)$$

Определим тепловой импульс:

$$W_{кз} = 5,359^2 \cdot (0,15 + 0,00434) = 4,43 \cdot 10^6.$$

Минимально допустимое сечение:

$$F_{тер.пс-тп15-15} = \frac{\sqrt{4,43 \cdot 10^6}}{100} = 21,053 \text{ мм}^2.$$

Сечением выбранного провода: $F_{выбр} = 50 \text{ мм}^2$.

Сравниваем выбранное и допустимое сечения:

$$21,023 \leq 50.$$

Условие выполняется.

Следовательно, сечение провода было выбрано правильно. Проверка сечений остальных проводов марки СИП производится аналогично.

Исходя из таблицы В 3 можно сделать вывод, что по длительно допустимым токам сечение всех линий было выбрано правильно.

Для сети 0,4 кВ $t_{\text{откл}} \approx 0,01$ с [18].

Выбирается максимальный ток трехфазного КЗ $I_{n0}^{(3)} = 7,3$ кА

Определяется тепловой импульс:

$$W_{\text{кз}} = 7,3^2 \cdot (0,15 + 0,01) = 13,32 \cdot 10^6$$

Минимально допустимое сечение:

$$F_{\text{терм}} = \frac{\sqrt{13,32 \cdot 10^6}}{100} = 36,5 \text{ мм}^2$$

Сечением выбранного провода: $F_{\text{выбр}} = 50 \text{ мм}^2$.

Сравниваем выбранное и допустимое сечения:

$$36,5 \leq 50.$$

Минимальное выбранное сечение в сети 0,4 кВ равно 50 мм², что соответствует допустимому сечению, из этого следует, что провода СИП выбраны верно.

8 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ

8.1 Выбор и проверка автоматических выключателей на 0,4 кВ

В данной работе устанавливаются автоматические выключатели на низкой стороне трансформатора каждой трансформаторной подстанции и для каждой отходящей линии.

Выбор автоматических выключателей на 0,4 кВ осуществляется по следующим параметрам:

- по напряжению:

$$U_{номAB} \geq U_{сети},$$

- по роду тока и его величине (по расчетному току):

$$I_{ном.расц} \geq I_{расч}, \quad (42)$$

где $I_{ном.расц}$ - номинальный ток расцепителя автоматического выключателя

$$I_{расч} = \frac{S_{\Sigma ТП}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (43)$$

где $S_{\Sigma ТП}$ - максимальная мощность на шинах 0,4 ТП.

- по конструктивному исполнению;

- по коммутационной способности.

Проверка автоматического выключателя определяется по следующим условиям:

- на отключающую способность КЗ:

$$I_{отс.} \geq \sqrt{2} \cdot I_{кз}^{(3)}, \quad (44)$$

где $I_{отс.}$ - ток отсечки.

$$I_{отс} = k_0 \cdot I_{номрасц}, \quad (45)$$

где k_0 - кратность для автоматов, равная: 2,4,6,8,10.

- по чувствительности к токам КЗ:

$$I_{кз}^{(1)} \geq 1.25 \cdot I_{ср.расц}, \quad (46)$$

где $I_{ср.расц}$ - ток срабатывания электромагнитного расцепителя.

В качестве примера производится выбор автоматического выключателя на ТП-15-16.

Определяется расчетный ток:

$$I_{расч.ТП-15-16} = \frac{234,32}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 338,61 \text{ A.}$$

Выбирается автоматический выключатель токоограничивающий с полупроводниковым расцепителем марки ВА51-37 чей номинальный ток расцепителя 400 А [7, с. 111 таб.6.35].

Выключатели ВА51-37 предназначены для проведения тока в нормальном режиме и отключения тока при коротких замыканиях, перегрузках и недопустимых снижениях напряжения, а также для нечастых (до 30 раз в сутки) оперативных включений и отключений электрических цепей и рассчитаны для эксплуатации в электроустановках с номинальным напряжением до 660 В переменного тока частоты 50 и 60 Гц. Служат для защиты потребителей в составе аппаратуры распределения электроэнергии в общественных зданиях в качестве аппарата высокой мощности.



Рисунок 5 – Внешний вид автоматического выключателя переменного тока типа ВА

Проверим соблюдение условия:

- на отключающую способность КЗ:

$$I_{отс} = 2 \cdot 400 = 800 \text{ A};$$

$$800 \geq \sqrt{2} \cdot 7,3 = 10,324 \text{ A}.$$

- по чувствительности к токам КЗ:

$$1,54 \geq 1,25.$$

Условие выполняется, а значит, автомат был выбран правильно.

Результаты выбора выключателей на остальных ТП и на отходящих линиях приведены в приложении В таблица В 3.

8.2 Выбор и проверка оборудования на 10 кВ

Выбор комплектных распределительных устройств.

Комплектное распределительное устройство - это распределительное устройство, состоящее из закрытых шкафов со встроенными в них аппаратами, измерительными и защитными приборами и вспомогательными устройствами.

К установке принимаем комплектные распределительные устройства серии КРУН-59, которое предназначено для приёма и распределения электрической энергии переменного трехфазного тока промышленной частоты 50 и 60 Гц напряжением 6-10 кВ.

КРУН серии К-59 - это полностью автономное комплектное распределительное устройство наружной установки напряжением 6 (10) кВ. К-59 обеспечивает:

- распределение электроэнергии по потребителям;
- защиту отходящих линий от токов перегрузки, токов КЗ, снижения или повышения напряжения;
- обеспечения непрерывности электроснабжения посредством применения устройств АПВ, АВР.

КРУН устанавливается на простой фундамент и не требует дополнительных строительных работ. Выпускается всегда в утепленном исполнении (с двойными стенами) и с автоматически включаемым обогревом.

КРУН К-59 имеют следующие преимущества:

- улучшенный пожаробезопасный утеплитель;
- более жесткая сварная конструкция;
- медная ошиновка;
- надежность механических блокировок;
- вакуумные коммутационные элементы;
- микропроцессорные блоки защиты;
- полностью локализованы все отсеки;
- дуговая защита на фототиристорах.



Рисунок 6 – Внешний вид КРУН-59

8.3 Выбор и проверка выключателя, встроенного в КРУН-59

Выключатели 10 кВ выбираем совместно с КРУН-59.

Суммарная нагрузка всех ТП составляет:

$$S = 1074,7 \text{ кВА};$$

Ток в послеаварийном режиме определяется по следующей формуле:

$$I_{\Sigma} = \frac{S_{\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}. \quad (47)$$

Определим ток:

$$I_{\Sigma} = \frac{1074,7}{\sqrt{3} \cdot 10} = 62,048 \text{ А}.$$

На вводе выбираются выключатели вакуумные серии ВВЭ-М-10-20, с электромагнитным приводом, 10 - номинальное напряжение кВ, 20 - номинальный ток отключения кА [8, с. 180].

Проверяем выключатель на термическую стойкость при коротком замыкании:

$$B_{к.} = I_{н.о}^2 \cdot (t_{отк} + Ta) = 1,104^2 \cdot (1,5 + 0,13 + 0,02) = 2,23 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}. \quad (48)$$

где $t_{отк}$ - время отключения короткого замыкания.

Время отключения КЗ для выключателя равно:

$$t_{отк} = t_{в} + t_{пз}, \text{ с}. \quad (49)$$

Возможность отключения выключателем апериодической составляющей тока короткого замыкания, необходимо определить номинальное допустимое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени τ по формуле:

$$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot i_{ном.отк} \cdot \beta_{ном}, \quad (50)$$

где $\beta_{ном}$ - для выбранных выключателей номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключаемом токе составляет 50%, т. е. 0,5, [8, с. 180.].

$$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot 20 \cdot 0,5 = 14,142 \text{ кА.}$$

Расчетное значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени τ находим по формуле:

$$i_{ат.} = \sqrt{2} \cdot 20 \cdot e^{\frac{0,025}{0,012}} = 3,58 \text{ кА.}$$

Проверим выключатель на термическую стойкость, для этого необходимо определить тепловой импульс тока короткого замыкания:

$$B_{к.в} = I_{терм}^2 \cdot t_{терм} = 400 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \quad (51)$$

где $I_{терм}$ - ток термической стойкости [8, с. 180];

$t_{терм}$ - время протекания КЗ [8, с. 180].

Все условия выбора выключателя соблюдаются.

Данные расчета и каталожные данные для выбора выключателя сводим в таблицу 6.

Таблица 6 – Каталожные и расчетные данные выбранного выключателя

Условия выбора	Каталожные данные	Расчетные данные
$U_{НОМ} \geq U_{СЕТИ}$	10 кВ	10 кВ
$I_{НОМ} \geq I_{Пав}$	630 А	62,048 А
$I_{пр.с.} \geq I_{по}$	20 кА	1,104 кА
$i_{пр с} \geq i_{уд}$	50 кА	12,194 кА
$I_{откл ном} \geq I_{пт}$	20 кА	2,513 кА
$i_{а ном} \geq i_{ат}$	14,142 кА	3,58 кА
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$	1200 кА ² ·с	2,23 кА ² ·с

8.4 Выбор и проверка разъединителей

Разъединитель представляет собой коммутационный аппарат для напряжения свыше 1кВ. Они играют важную роль в схемах электроустановок, работа всей электроустановки зависит от надежности работы разъединителей, поэтому к ним предъявляются следующие требования:

- создание видимого разрыва в воздухе, электрическая прочность которого соответствует максимальному импульсному напряжению;
- электродинамическая и термическая стойкость при протекании токов– исключение самопроизвольных отключений;
- четкое включение и отключение при наихудших условиях работы (обледенение, снег, ветер).

Разъединители выбирают по конструктивному выполнению, роду установки и номинальным характеристикам: напряжению, длительному току, стойкости при токах КЗ.

Выбираем на стороне 10 кВ разъединитель марки РВЗ-10/400УХЛ2 по напряжению установки ($U_{уст} = 10$ кВ), по току продолжительного режима ($I_{max} = 62,048$ А). Выпускается для внутренней установки, с заземляющими ножами.

Таблица 7 – Каталожные и расчетные данные выбранного разъединителя

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 10$ кВ	$U_P = 10$ кВ	$U_P \leq U_H$
$I_H = 400$ А	$I_P = 62,048$ А	$I_P \leq I_H$
$I_{дин} = 41$ кА	$i_{уд} = 2,513$ кА	$I_{уд} \leq I_{дин}$
Главные ножи		
$I^2_T \cdot t_T = 1024$ кА ² с	$V_K = 2,23$ кА ² с	$V_K \leq I^2_T \cdot t_T$
Заземляющие ножи		
$I^2_T \cdot t_T = 256$ кА ² с	$V_K = 2,23$ кА ² с	$V_K \leq I^2_T \cdot t_T$

8.5 Выбор трансформатора тока

Трансформаторы тока рекомендуется выбирать с двумя вторичными обмотками, одна из которых предназначена для включения электроизмерительных приборов, а вторая – для приборов защиты. Выбор трансформаторов тока производится по току первичной цепи, номинальному напряжению (в соответствии с классом изоляции), току вторичных обмоток при выбранном классе точности, а так же проверяется по электродинамической и термической стойкости при коротких замыканиях.

Трансформаторы тока следует выбирать по следующим параметрам:

- по классу напряжения;
- по максимальному рабочему току.

При этом номинальный ток должен быть как можно ближе к рабочему, иначе недогрузка первичной обмотки может привести к увеличению погрешностей измерения.

Сопротивление нагрузки трансформатора тока определяется по формуле:

$$Z_2 \leq Z_{2.ном}, \quad (52)$$

где Z_2 - номинальная допустимая вторичная нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности, Ом, [8, с. 166].

Вторичная нагрузка включает в себя:

- сопротивления приборов;
- сопротивления соединительных проводов;
- переходного сопротивления контактов.

Так как индуктивное сопротивление вторичных токовых цепей невелико, то $Z_2 \approx r_2$.

Сопротивление вторичной нагрузки определяется по формуле:

$$r_2 = r_{приб} + r_{пров} + r_k. \quad (53)$$

Сопротивление приборов определяется по следующей формуле:

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2}, \quad (54)$$

где $S_{приб}$ - мощность, потребляемая приборами, В·А;

I_2 - вторичный номинальный ток прибора, А, [8, с. 166].

Принимаем сопротивление контактов равное 0.1 Ом (так как число приборов больше 3), если меньше число приборов, то $r_k = 0.05$ Ом, [6, с. 374].

Чтобы трансформатор тока работал в выбранном классе точности, необходимо соблюдение следующего условия:

$$r_{\text{приб}} + r_{\text{пров}} + r_{\text{к}} \leq Z_{2\text{ном}} \cdot \quad (55)$$

Сопротивление соединительных проводов находится по формуле:

$$r_{\text{пров}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} \cdot \quad (56)$$

Зная сопротивление соединительных проводов можно определить их сечение:

$$S = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пров}}}, \quad (57)$$

где ρ - удельное сопротивление материала провода (для алюминия

$$\rho = 0,0283 \text{ Ом/мм}^2), [6, \text{ с. 376}];$$

$l_{\text{расч}}$ - расчетная длина провода, зависящая от схемы соединения

трансформаторов тока, [6, с. 375].

Для того, чтобы выбрать трансформаторы тока, необходимо определить число и тип измерительных приборов, включенных во вторичную цепь ТТ.

В данной работе устанавливаем следующие приборы.

СА3020 - щитовой цифровой амперметр, предназначенный для измерения действующего значения переменного тока и передачу его значения по интерфейсу RS485. Подключается непосредственно к ИТТ и измеряет действующее значение тока, протекающего через его вторичную обмотку. Область применения - электростанции и подстанции. Потребляемая мощность $S_{\text{ном.V}} = 4 \text{ В} \cdot \text{А}$.

СВ3020 - щитовой цифровой вольтметр, предназначенный для измерения действующего значения напряжения переменного тока и передачу

его значения по интерфейсу RS485. Объединяет в себе измерительный преобразователь и цифровой прибор, подключается непосредственно к измерительным трансформаторам напряжения (ИТН). Область применения - электростанции и подстанции. Потребляемая мощность $S_{ном.V} = 5 B \cdot A$.

CP3020 - щитовой цифровой ваттметр (варметр), предназначенный для измерения активной мощности, а варметры – для измерения реактивной мощности в трехфазных четырехпроводных или трехпроводных цепях переменного тока на электростанциях и подстанциях и передачи их значений по интерфейсу RS485. Область применения - электростанции и подстанции. Потребляемая мощность последовательной и параллельной цепью: $S_{ном.W(A)} = 5 B \cdot A$ и $S_{ном.W(V)} = 5 B \cdot A$ соответственно.

CC3020 - щитовой цифровой частотомер, предназначен для измерения значения частоты переменного тока и передачу его значения по интерфейсу RS485. Область применения - электростанции и подстанции. Потребляемая мощность $S_{ном.A} = 4 B \cdot A$.

ПСЧ-4ТМ.05 - используются для многотарифного коммерческого или технического учета электрической энергии в трех- и четырехпроводных сетях переменного тока. Счетчики могут эксплуатироваться автономно или в составе автоматизированных систем: контроля и учета электроэнергии (АСКУЭ); диспетчерского управления (АСДУ).

Для алюминиевых жил сечение не должно быть меньше 4 мм².

Для всех измерительных приборов принимаем класс точности 0,5, так как почти все ТТ подключены к расчетным счетчикам.

На вводе устанавливаем трансформатор тока марки ТОЛ-10-1-У2. В этом трансформаторе роль первичной обмотки выполняют шины распределительного устройства.

Нагрузка приборов, подключенных к трансформаторам тока, приведена в таблице 8.

Таблица 8 - Нагрузка приборов ТТ на низкой стороне подстанции

Наименование прибора	Цепь	Тип Прибора	Нагрузка, ВА, фазы		
			А	В	С
Амперметр	Ввод 10 кВ	СА3020	4	–	4
Варметр		СР3020	5	–	5
Ваттметр		СВ3020	5	–	5
Счетчик АЭ		ПСЧ-4ТМ.05	0,1	–	0,1
Счетчик РЭ		ПСЧ-4ТМ.05	0,1	–	0,1
Итого:				14,2	–
Амперметр	Секционный выключатель 10 кВ	СА3020	4	–	4
Итого:			4	–	4
Амперметр	На отходящих линиях	СА3020	4	–	4
Счетчик АЭ		ПСЧ-4ТМ.05	0,1	–	0,1
Счетчик РЭ		ПСЧ-4ТМ.05	0,1	–	0,1
Итого:				4,2	–

Находится сопротивление приборов для трансформатора на вводе 10 кВ:

$$r_{\text{приб}} = \frac{14,2}{5^2} = 0,568 \text{ Ом.}$$

Определяется сопротивление соединительных проводов по формуле:

$$r_{\text{пров}} = 0,8 - 0,568 - 0,1 = 0,132 \text{ Ом.}$$

Определяется сечение проводов:

$$S = \frac{0,0283 \cdot 4}{0,132} = 0,858 \text{ мм}^2.$$

Выбирается провод сечением 4 мм² [6, с. 375].

Находится сопротивление проводов по формуле:

$$r_{\text{пров}} = \frac{0,0283 \cdot 4}{4} = 0,0283.$$

Далее находится сопротивление нагрузки:

$$r_2 = 0,568 + 0,0283 + 0,1 = 0,696 \text{ Ом}.$$

Исходя из расчета, произведенного выше можно сделать вывод, что трансформатор тока марки ТОЛ-10-1-У2 (трансформатор тока, опорный, с литой изоляцией, 10-номинальное напряжения, 1- класс точности), устанавливаемый на вводе, проходит по всем параметрам. Сопоставление расчетных и каталожных данных сводим в таблицу 9.

Таблица 9 - Проверка трансформатора тока на вводе 10 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_{\text{Расч}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{Расч}} \leq U_{\text{НОМ}}$
$I_{\text{Расч}} = 62,11 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 200 \text{ А}$	$I_{\text{Расч}} \leq I_{\text{НОМ}}$
$Z_{\text{Нрасч}} = 0,696 \text{ Ом}$	$Z_{\text{НОМ}} = 0,8 \text{ Ом}$	$Z_{\text{Нрасч}} \leq Z_{\text{НОМ}}$

Далее выбирается трансформатор тока на секционном выключателе. Выбирается трансформатор тока марки ТОЛ-10-1-У2, [8, с. 164.].

Производится аналогичный расчет.

Сопоставленные расчетные и каталожные данные сводятся в таблицу 10.

Таблица 10 - Проверка ТТ на секционном выключателе

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_{\text{расч}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{расч}} \leq U_{\text{НОМ}}$
$I_{\text{расч}} = 62,11 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 200 \text{ А}$	$I_{\text{расч}} \leq I_{\text{НОМ}}$
$Z_{\text{Нрасч}} = 0,266 \text{ Ом}$	$Z_{\text{НОМ}} = 0,4 \text{ Ом}$	$Z_{\text{Нрасч}} \leq Z_{\text{НОМ}}$

На отходящих присоединениях так же выбираем трансформаторы тока марки ТОЛ-10-1-У2.

Сопоставление расчетных и каталожных данных сводим в таблицу 11.

Таблица 11 - Проверка ТТ на отходящих присоединениях

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_{\text{расч}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{расч}} \leq U_{\text{НОМ}}$
$I_{\text{расч}} = 281,62 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 300 \text{ А}$	$I_{\text{расч}} \leq I_{\text{НОМ}}$
$Z_{\text{Нрасч}} = 0,265 \text{ Ом}$	$Z_{\text{НОМ}} = 0,8 \text{ Ом}$	$Z_{\text{Нрасч}} \leq Z_{\text{НОМ}}$

8.6 Выбор трансформатора напряжения

Трансформаторы напряжения устанавливаются в распределительных устройствах ТП для питания обмоток приборов учета и контроля, аппаратов релейной защиты и подстанционной автоматики.

Класс точности для питания счетчиков принимается равным 0,5.

Трансформаторы напряжения выбираются:

- по напряжению установки: $U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$;
- по конструкции и схеме соединения;
- по классу точности;
- по вторичной нагрузке: $S_{2\Sigma} \leq S_{\text{ном}}$,

где $S_{ном}$ – номинальная мощность в выбранном классе точности;
 $S_{2\Sigma}$ - нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения.

Для упрощения расчетов нагрузку приборов допускается не делить по фазам, тогда:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{\left(\sum S_{прив} \cdot \cos\varphi_{приб}\right)^2 + \left(\sum S_{приб} \cdot \sin\varphi_{приб}\right)^2} = \sqrt{P_{приб}^2 + Q_{приб}^2}. \quad (58)$$

Приближенно, без учета схемы включения приборов, $S_{2расч}$ можно определить по выражению (90). При этом должно соблюдаться условие:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{дон}. \quad (59)$$

где $S_{дон}$ - мощность всех трех фаз, принимается для трехфазного трансформатора, приведенная в паспортных данных при работе в соответствующем классе точности [8, с. 163].

Определяется вторичная нагрузка трансформатора напряжения, и результаты сведены в таблицу 12.

Таблица 12 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения на 10 кВ

Прибор	Тип	Количество приборов	Мощность катушки, В·А	Количество катушек	Суммарная мощность катушки, В·А
Вольтметр	СВ 3020	2	4	1	8
Ваттметр	СР 3020	1	5	2	10
Варметр	СР 3020	1	5	2	10
Частотометр	СС 3020	2	5	2	20
Счетчик АЭ	ПСЧ-4ТМ.05	14	0,1	2	2,8
Счетчик РЭ					
Итого					50,8

Выбирается трансформатор напряжения НАМИ-10-У2 (трансформатор напряжения, антирезонансный, с литой изоляцией, для измерений), [8, с. 163].

Сравнение каталожных и расчетных данных приведено в таблице 13.

Таблица 13 – Сравнение каталожных и расчетных данных ТН

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$
$S_2 = 50,8 \text{ ВА}$	$S_{2ном} = 75 \text{ ВА}$	$S_{2ном} \geq S_2$

8.7 Выбор и проверка предохранителей

Предохранитель – это коммутационный электрический аппарат, предназначенный для отключения защищаемой цепи разрушением специально предусмотренных для этого токоведущих частей под действием тока, превышающего определенное значение.

Предохранитель включается последовательно в защищаемую цепь, для создания видимого разрыва используется неавтоматический выключатель.

Выбор предохранителей производится по напряжению, и по току. Для трансформатора напряжения выбираем предохранитель марки ПКН 001-10У3 с кварцевым наполнителем, для трансформатора напряжения, О – однополюсный, без цоколя и указателя срабатывания, 01 – конструктивное исполнение контактов, 10 – номинальное напряжения, для районов с умеренным климатом в закрытых помещениях с естественной вентиляцией.

8.7.1 Предохранители для трансформатора собственных нужд.

Ток максимального режима:

$$I_{раб.макс} = \frac{S_{тсн}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{40}{\sqrt{3} \cdot 10} = 2,3 \text{ А.} \quad (60)$$

Принимается предохранитель типа ПКТ101-10-3,2-31,5УЗ, с кварцевым наполнителем, для защиты трансформаторов, 1 - наличие ударного устройства, 01- конструктивное исполнение контактов, 10 – номинальное напряжения, 3,2 – номинальный ток предохранителя, 31,5 – номинальный ток отключения, для районов с умеренным климатом в закрытых помещениях с естественной вентиляцией [10, с. 254, табл. 5.4].

Таблица 14 – Сопоставление каталожных и расчетных данных предохранителей

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \geq U_{ном}$
$I_{ном} = 3,2 \text{ А}$	$I_{рmax} = 2,3 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{рmax}$
$I_{откл} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{по} = 8,127 \text{ кА}$	$I_{откл} \geq I_{по}$

8.8 Выбор жестких шин

В закрытых РУ 6–10 кВ ошиновка и сборные шины выполняются жесткими алюминиевыми шинами. Медные шины не применяются даже при больших токовых нагрузках, так как их стоимость очень высока. При токах до 3000 А применяются одно - и двухполосные шины. При больших токах рекомендуются шины коробчатого сечения.

Наибольший рабочий ток на шинах 10 кВ равен:

$$I_{maxHH} = \frac{S_{HH}}{\sqrt{3} \cdot 10} = \frac{1074,67}{\sqrt{3} \cdot 10} = 62,1 \text{ А}, \quad (61)$$

Выбирается алюминиевая шина АДЗ1Т прямоугольного сечения $3 \times 15 \text{ мм}$,

$$S = 45 \text{ мм}^2, I_{доп} = 165 \text{ А}, [6, с. 624, табл. п3.4].$$

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C} = \frac{\sqrt{4,43 \cdot 10^3}}{91} = 23 \text{ мм}^2,$$

где q_{min} – минимальное сечение провода;

C – для алюминиевых шин и кабелей $C = 91$, [6, с. 192, таб. 3.14].

Минимальное сечение меньше принятого сечения.

Длину пролета между опорными изоляторами примем равной $L = 1.5 \text{ м}$.

Собственная частота колебаний шины при выбранной L :

$$f_0 = \frac{173,2}{L^2} \sqrt{\frac{J}{q}} = \frac{173,2}{1,5^2} \cdot \sqrt{\frac{1,6}{1,2}} = 88,89 \text{ Гц}, \quad (62)$$

где J – момент инерции шины, который равен $J = \frac{0,3 \cdot 4^3}{12} = 1,6 \text{ см}^4$,

[6, с. 223, табл. 4.1].

q – поперечное сечение выбранной шины, см^2 , [6, с. 624, табл. п.3.4].

Определяем максимальное усилие, приходящееся на один метр длины шины:

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \frac{i_{yd}^2}{a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{12194^2}{1,5} = 17,17 \text{ Н/м}, \quad (63)$$

где i_{yd} – ударный ток на шине, А;

a – расстояние между фазами, м.

Напряжение в материале шины, возникающее из-за изгибающего усилия:

$$\sigma_{расч} = \frac{f \cdot L^2}{10W_\phi} = \frac{17,17 \cdot 1,5^2}{10 \cdot 0,8} = 4,83 \text{ МПа}, \quad (64)$$

где L – длина пролета между опорными изоляторами, м;

W_ϕ – момент сопротивления шины, который равен $W_\phi = \frac{0,3 \cdot 4^2}{6} = 0,8$.

Для выбранной шины $\sigma_{дон} = 90$ МПа, [6, с. 224, табл. 4.2], следовательно, напряжение в материале шины не превышает допустимого, а это значит, что они механически прочны.

8.9 Выбор опорных изоляторов

Опорные изоляторы выбираются по напряжению, роду установки и допускаемой механической нагрузке.

Расчетная нагрузка на изолятор $F_{расч}$ в многопролетной шинной конструкции определяется расчетной нагрузкой шин на один пролет. Исходя из требований ПУЭ, расчетная нагрузка не должна превышать 60% от разрушающей нагрузки $F_{разр}$, указанной в паспортных данных на изоляторы, и должны соблюдаться следующие условия при выборе изоляторов:

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (65)$$

$$F_{расч} = 0,6 F_{разр} = F_{дон}. \quad (66)$$

где $F_{разр}$ - разрушающая нагрузка на изгиб, [6, с. 227, табл. 4.3];

Выбираются опорные изоляторы ИОР–10–3,75 УХЛ, [10, с. 282, табл. 5.7] с допустимой силой на изгиб, Н:

$$F_{дон} = 0,6 \cdot 3750 = 2250.$$

Высота изолятора $H_{из} = 120$ мм.

Изолятор необходимо проверить на механическую прочность:

Максимальная сила, действующая на изгиб (Н):

$$F_{расч} = f \cdot L \cdot k_h = 17,17 \cdot 1,5 \cdot 1,317 = 33,92, \quad (67)$$

где k_h – поправочный коэффициент на высоту шины, при расположении шин плашмя, равный:

$$k_h = \frac{H_{из} + 8 + \frac{100}{2}}{H_{из}} = \frac{120 + 8 + \frac{60}{2}}{120} = 1,317. \quad (100)$$

Выбранный изолятор удовлетворяет условию $F_{дон} \geq F_{расч}$ и может быть принят к установке.

9 МОЛНИЕЗАЩИТА И ЗАЗЕМЛЕНИЕ ПОДСТАНЦИИ «РОГОЗОВКА»

9.1 Расчет заземления подстанции «Рогозовка»

Заземление электроустановок осуществляется преднамеренным электрическим соединением с заземляющим устройством, которое представляет собой совокупность заземлителя и заземляющих проводников.

Заземлитель – проводник или совокупность металлически соединенных между собой проводников, находящихся в соприкосновении с землей. Заземляющим проводником называется проводник, который соединяет заземляемые части заземлителя.

Выделяют следующие виды заземлений:

1) защитное – предназначено для обеспечения безопасности людей, обслуживающих электроустановку, выполняются путем заземления металлических частей установки, которые нормально имеют нулевой потенциал, но могут оказаться под напряжением при перекрытии или пробое изоляции;

2) рабочее – для обеспечения нормальных режимов работы установки, к ним относятся заземление нейтрали силовых трансформаторов, трансформаторов напряжения, генераторов, реакторов, а также заземление фазы при использовании земли в качестве рабочего провода;

3) молниезащитное – предназначено для отвода тока молнии в землю от молниеотводов или других конструкций.

Нередко одно заземление способно выполнить несколько функций одновременно.

ОРУ 35 кВ выполнено в виде блочной схемы с выключателями и неавтоматической ремонтной перемычкой, с использованием металлических или унифицированных железобетонных конструкций.

Расчет заземления ОРУ в виде сетки.

Контур заземлителя сетки расположен с выходом за границы

оборудования на 1.5 м. Это выполняется для исключения возможности попадания человека в зону с потенциалом.

ОРУ имеет размеры $A = 26$ м, $B = 14$ м.

Площадь использования под заземлитель:

$$S = (A + 2 \cdot 1,5) \cdot (B + 2 \cdot 1,5); \quad (68)$$

$$S = (26 + 2 \cdot 1,5) \cdot (14 + 2 \cdot 1,5) = 493 \text{ м}^2.$$

Для горизонтальных проводников в сетке выполненных в виде прутков, исходя из условий механической прочности, принимается диаметр равный $d = 10$ мм.

Производится проверка выбранного проводника по условиям:

1) Проверка сечения прутка по условиям механической прочности:

$$F_{mn} = \pi \cdot r^2, \quad (69)$$

$$F_{mn} = 3,14 \cdot 5^2 = 78,5 \text{ мм}^2.$$

2) Проверка сечения прутка по условиям термической стойкости:

$$F_{TC} = \sqrt{\frac{I_{K3}^2 \cdot t_{OTK}}{400 \cdot \beta}} \text{ мм}^2, \quad (70)$$

где $\beta = 21$ – коэффициент термической стойкости для стали, [14, с. 178, табл. п.15.2].

$$F_{TC} = \sqrt{\frac{5,8^2 \cdot 0,2}{400 \cdot 21}} = 28,301 \text{ мм}^2.$$

3) Проверка сечения на коррозионную стойкость:

$$F_{КОР} = \pi \cdot S_{CP} \cdot (d + S_{CP}) \text{ мм}^2, \quad (71)$$

$$S_{CP} = a_k \cdot \ln^3 T + b_k \cdot \ln^2 T + c_k \cdot \ln T + \alpha_k, \quad (72)$$

где $T = 240$ мес. – время использования заземлителя, в месяцах за 20 лет;

a_k, b_k, c_k, α_k – коэффициенты аппроксимации, зависящие от типа грунта.

Для средней коррозионной активности принимается: $a_k = 0,0026$, $b_k = 0,00915$, $c_k = 0,0104$ и $\alpha_k = 0,0224$, [17, с 123].

$$S_{CP} = 0,0026 \cdot \ln^3 240 + 0,00915 \cdot \ln^2 240 + 0,0104 \cdot \ln 240 + 0,0224 = 0,782 \text{ мм}^2,$$

$$F_{КОР} = 3,14 \cdot 0,782 \cdot (10 + 0,782) = 26,485 \text{ мм}^2.$$

По приведенным ранее условиям сечение горизонтальных проводников должно удовлетворять следующему условию:

$$F_{МП} \geq F_{min} \geq F_{КОР} + F_{Т.С.}; \quad (73)$$

$$F_{МП} = 78,5 \geq F_{min} = 54,786 \text{ мм}^2.$$

Принимается расстояние между полосами сетки $l_{n-n} = 6$ м, тогда общая длина полос в сетке определяется по формуле:

$$L_T = (26 + 2 \cdot 1,5) \cdot \frac{14 + 2 \cdot 1,5}{6} + (14 + 2 \cdot 1,5) \cdot \frac{26 + 2 \cdot 1,5}{6} = 164,333 \text{ м}. \quad (74)$$

Количество горизонтальных полос по стороне А:

$$\frac{26 + 2 \cdot 1,5}{6} = 4,8.$$

Количество горизонтальных полос по стороне В:

$$\frac{14 + 2 \cdot 1,5}{6} = 2,8.$$

Принимается общее число горизонтальных полос:

$$n_{\Gamma} = 5 + 3 = 8.$$

Уточняется длина горизонтальных полос при представлении площади ОРУ квадратичной моделью со стороной $\sqrt{S} = \sqrt{493} = 22,204$ м.

В этом случае число ячеек:

$$m = \frac{L_{\Gamma}}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1 = \frac{164}{2 \cdot \sqrt{493}} - 1 = 2,701. \quad (75)$$

Принимается число ячеек $m = 3$.

Длина стороны одной ячейки:

$$b = \frac{\sqrt{S}}{m} = \frac{\sqrt{493}}{3} = 7,401 \text{ м}. \quad (76)$$

Длина горизонтальных полос в расчетной квадратичной модели:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1) = 2 \cdot \sqrt{493} \cdot (3 + 1) = 177,629 \text{ м}. \quad (77)$$

Определяется количество вертикальных электродов. Расстояние между вертикальными электродами принимается кратным длине стороны ячейки $a = 6$ м – расстояние между вертикальными электродами.

Тогда количество вертикальных электродов:

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a} = \frac{4 \cdot \sqrt{493}}{6 \cdot 2} = 7.401. \quad (78)$$

Принимается количество вертикальных электродов $n_B = 8$.

Определяется стационарное сопротивление заземлителя:

$$R_S = \rho \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{l}{L + n_B \cdot l_B} \right), \quad (79)$$

где A_{min} – коэффициент подобия, который зависит от отношения:

$$A_{min} = f\left(\frac{l_B}{\sqrt{S}}\right) = \frac{5}{\sqrt{493}} = 0,225. \quad (80)$$

К дальнейшему расчету A_{min} принимается равным 0,33 [2, с.303].

Стационарные сопротивления первого и второго слоев грунта соответственно равны:

$$R_{s1} = 20 \cdot \left(\frac{0,33}{\sqrt{493}} + \frac{l}{178 + 8 \cdot 5} \right) = 0,389 \text{ Ом};$$

$$R_{s2} = 4 \cdot \left(\frac{0,33}{\sqrt{493}} + \frac{l}{177,629 + 8 \cdot 5} \right) = 0,078 \text{ Ом}.$$

Импульсный коэффициент вычисляется по следующему выражению:

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho + 320) \cdot (I_M + 45)}}, \quad (81)$$

где I_M – ток молнии, кА.

$$\alpha_{u1} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{493}}{(20 + 320) \cdot (55 + 45)}} = 0,996,$$

$$\alpha_{u2} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{493}}{(4 + 320) \cdot (55 + 45)}} = 1,014.$$

Импульсные сопротивления первого и второго слоев грунта определяются по формуле:

$$R_u = R_s \cdot \alpha_u. \quad (82)$$

Таким образом:

$$R_{u1} = 0,389 \cdot 0,996 = 0,385 \text{ Ом};$$

$$R_{u2} = 0,078 \cdot 1,014 = 0,079 \text{ Ом}.$$

Расчет считается верным, если выполняется условие: $R_{\text{общ}} \leq 0,5 \text{ Ом}$:

$$R_{\text{ит}} = R_{\text{с1}} + R_{\text{с2}} = 0,385 + 0,079 = 0,464 \text{ Ом} \leq 0,5 \text{ Ом}. \quad (83)$$

Напряжение на заземляющем устройстве не должно превышать 5000 В :

$$U_3 = R_{\text{и}} \cdot I_3 = 0,464 \cdot 5100 = 2266,2 \text{ В.} \quad (84)$$

где I_3 – расчетный ток замыкания на землю, А.

9.2 Расчет молниезащиты ОРУ

Для защиты от прямых ударов молнии используют молниеотводы.

Молниеотвод – это возвышающийся над защищаемым объект через который ток молнии, минуя защищаемый объект, отводится в землю.

Назначение молниеотвода – принять подавляющее большинство ударов молнии в пределах защищаемой территории и отвести ток молнии в землю.

Защитное действие молниеотводов характеризуется его зоной защиты, т. е. расстоянием вблизи молниеотвода вероятность попадания, которое не превышает допустимое значение в зависимости от типа зоны.

В России нормируется два типа зон:

- зона защиты типа А – с вероятностью не менее $0,005$ и $U \leq 500 \text{ кВ}$;
- зона защиты типа Б – с вероятностью не менее $0,05$ и $U > 750 \text{ кВ}$.

Для защиты от прямого удара молнии используются стержневые и тросовые молниеотводы, а также молниезащитные сетки и металлические кровли. Если используется несколько молниеотводов, то зона защиты определяется как зона защиты попарно взятых соседних молниеотводов.

Зона защиты образуется четырьмя равновеликими стержневыми молниеотводами. Принимаю для молниеотводов $l, 2$, высоту $h = 17 \text{ м}$.

Определение очертаний торцевых частей зоны защиты выполняется по расчетным формулам, используемым для построения зоны защиты одиночных молниеотводов.

Зона защиты четырех одинаковых по высоте стержневых молниеотводов характеризуется следующими параметрами:

h – высота молниеотвода, м;

$h_{\text{ЭФ}}$ – высота защиты конуса, м;

$h_{\text{СТ}}$ – наименьшая высота внутренней зоны защиты в середине между

равновеликими молниеотводами, м;

h_i – высота зоны защиты для защищаемого объекта, м;

r_0 – радиус основания зоны защиты на уровне земли, м;

r_{ix} – радиус основания зоны защиты на уровне высоты защищаемого объекта, м;

r_{icx} – половина ширины внутренней зоны защиты на уровне земли в середине между равновеликими молниеотводами для защищаемого объекта.

Эффективная высота молниеотвода, м:

$$h_{\text{ЭФ}} = 0,85 \cdot h; \quad (85)$$

$$h_{\text{ЭФ}} = 0,85 \cdot 17 = 14,45 \text{ м.}$$

Определяется радиус зоны защиты на уровне земли, м:

$$r_o = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h, \quad (86)$$

$$r_o = (1,1 - 0,002 \cdot 17) \cdot 17 = 18,122 \text{ м.}$$

Высота защищаемого объекта:

$h_{IX} = 9 \text{ м}$ - на уровне линейного портала;

Половина ширины зоны защиты в середине пролета на уровне земли равна радиусу зоны защиты на уровне земли, так как при выполнении расчета будет анализироваться расстояние между двумя молниеотводами, которое удовлетворяет условию $h < L_{M-M} \leq 2 \cdot h$.

Радиус зоны защиты на уровне защищаемого объекта, м:

$$r_x = r_o \left(1 - \frac{h_x}{h_{\text{ЭФ}}} \right); \quad (87)$$

$$r_{ix} = 18,122 \cdot \left(1 - \frac{9}{14,45}\right) = 6,835 \text{ м.}$$

Высота на уровне земли в середине между равновеликими молниеотводами, м:

$$h_{CF} = h_{\text{эф}} - (0,17 + 0,0003 \cdot h) \cdot (L - h); \quad (88)$$

$$h_{1-2CF} = 14,45 - (0,17 + 0,0003 \cdot 17) \cdot (20 - 17) = 13,925 .$$

Половина ширины зоны защиты в середине пролета на уровне защищаемого объекта, м:

$$r_{CXi} = r_{CO} \cdot \frac{h_{CF} - h_{ix}}{h_{CF}}. \quad (89)$$

На уровне линейного портала:

$$r_{CX1}^{1-2} = 18,122 \cdot \frac{13,925 - 9}{13,925} = 6,409 \text{ м.}$$

9.3 Расчет грозоупорности ВЛ

Воздушные линии 35 кВ работают чаще всего с изолированной или компенсированной нейтралью, вследствие этого однофазные перекрытия на землю опасности не представляют: появляющаяся при однофазных перекрытиях дуга тока КЗ гаснет. Грозовые отключения ВЛ возможны только при двухфазном или трехфазном перекрытии изоляции.

Причиной грозových отключений могут являться прямые удары молнии в линию, а также близкие удары молнии в землю, вызывающие индуктированные перенапряжения на проводах воздушной линии.

Расчет грозоупорности включает в себя: удар молнии в опору и отключение линии из-за обратных перекрытий изоляции, а также удар молнии в провод и отключение линии из-за перекрытия изоляции.

1. Удар молнии в опору.

Выбираем опору на напряжение 35 кВ типа П 35-1, [2, с 783], изображенную на рисунке 7.

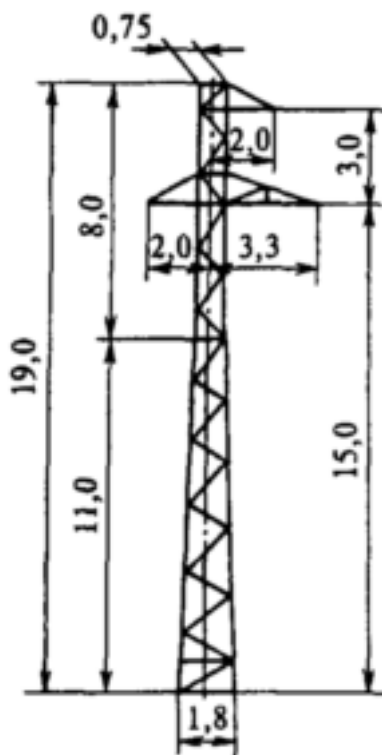


Рисунок 7 – Стальная промежуточная одноцепная опора ВЛ 35 кВ

Таблица 15 - Параметры опоры

$l_{\text{пол}}, м$	$h_{\text{пр.н}}, м$	$h_{\text{пр.в}}, м$	$h_{\text{тр}}, м$	$h_{\text{ср}}, м$	$h_2, м$
213,6	15	18	19	12	5,5

Стрела провеса троса в середине пролета:

$$f_{\text{пр}} = h_{\text{пр.н}} - h_2 = 15 - 5,5 = 9,5, \quad (90)$$

где h_2 - наименьшее допустимое расстояние от провода до земли в середине пролета;

$h_{np.n}$ - высота подвеса нижнего провода на опоре;

Средняя высота подвеса провода:

$$h_{cp.} = h_{np.n} - \frac{2}{3} \cdot f_{np} = 18 - \frac{2}{3} \cdot 9,5 = 11,667 \text{ м} \quad (91)$$

Плотность разрядов молнии на землю:

$$p_0 = 0.05 \cdot N_{z.ч}, \quad (92)$$

где $N_{z.ч}$ - число грозových часов в год, $N_{z.ч} = 40$, [14, с 140, рис. 6.8].

$$p_0 = 0.05 \cdot 40 = 2.$$

Общее число ударов молнии на 100 км длины линии:

$$N = 0,2 \cdot p_0 \cdot \left(\frac{d_{mp.mp}}{2} + 5h_{cp.} - \frac{2 \cdot h_{cp.}^2}{30} \right); \quad (93)$$

$$N = 0,15 \cdot 2 \cdot \left(\frac{0}{2} + 5 \cdot 12 + \frac{2 \cdot 12^2}{30} \right) = 19,704.$$

Число ударов молнии на 100 км линии:

$$N_{on} = 4 \cdot N \cdot \frac{h_{mp}}{l_{прол}} = 4 \cdot 45,625 \cdot \frac{41}{430} = 17,695; \quad (94)$$

Принимается $N_{on} = 18$.

Число изоляторов в гирлянде $n_{из} = 5$;

Высота 1 изолятора $H_{из} = 0,124$ м.

Длина разрядного пути:

$$l_{разр} = n_{из} \cdot H_{из} = 5 \cdot 0,124 = 0,62 \text{ м.} \quad (95)$$

Наибольшее длительно допустимое рабочее (линейное) напряжение согласно РД принимаем $U_{дл.дон} = 40,2$ кВ, [14, с 173, п.13.1].

Коэффициент перехода импульсного перекрытия в дугу тока промышленной частоты:

$$\eta = \left(0,92 \cdot \frac{U_{дл.дон}}{L_{разр}} - 6 \right) \cdot 10^{-2} = \left(1,6 \cdot \frac{40,2}{0,62} - 6 \right) \cdot 10^{-2} = 0,964. \quad (96)$$

Так как $\eta > 0,9$, то принимается $\eta = 0,9$.

Вероятность перекрытия линейной изоляции:

$$P_{он} = e^{-0,04 \cdot I_{кр}}, \quad (97)$$

где $I_{кр}$ - критический ток молнии,

$$I_{кр} = \frac{U_{50\%}}{R_u}, \quad (98)$$

где $U_{50\%}$ - 50 % разрядное напряжение.

$$U_{50\%} = 340 \cdot k_{\text{констр}} \cdot k_E \cdot L_{\text{разр}} \cdot \left(1 + \frac{15}{t + 9.5} \right); \quad (99)$$

$$U_{50\%} = 340 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0,62 \cdot \left(1 + \frac{15}{10^{-6} + 9.5} \right) = 378,969 \text{ кВ.}$$

Время перекрытия изоляции $t = 10^{-6}$.

Коэффициент, учитывающий разницу в конструкции изоляторов (т.к. чистая атмосфера) $k_{\text{констр}} = 1$, [14, с 174, табл. п 14.1].

Коэффициент, учитывающий снижение градиента разрядного напряжения с увеличением длины гирлянды $k_E = 1$, [14, с 174, табл. п 14.1].

Импульсное сопротивление заземлителя $R_u = 10 \text{ Ом}$.

$$I_{\text{кр}} = \frac{378,969}{10} = 37,897 \text{ кА.}$$

Удельное число грозových отключений от обратных перекрытий линейной изоляции при ударе молнии в опору:

$$n_{\text{он}} = 0,5 \cdot N_{\text{он}} \cdot P_{\text{он}} \cdot \eta = 0,5 \cdot 19,704 \cdot 0,22 \cdot 0,9 = 1,947 \quad (100)$$

2. Удар молнии в провод.

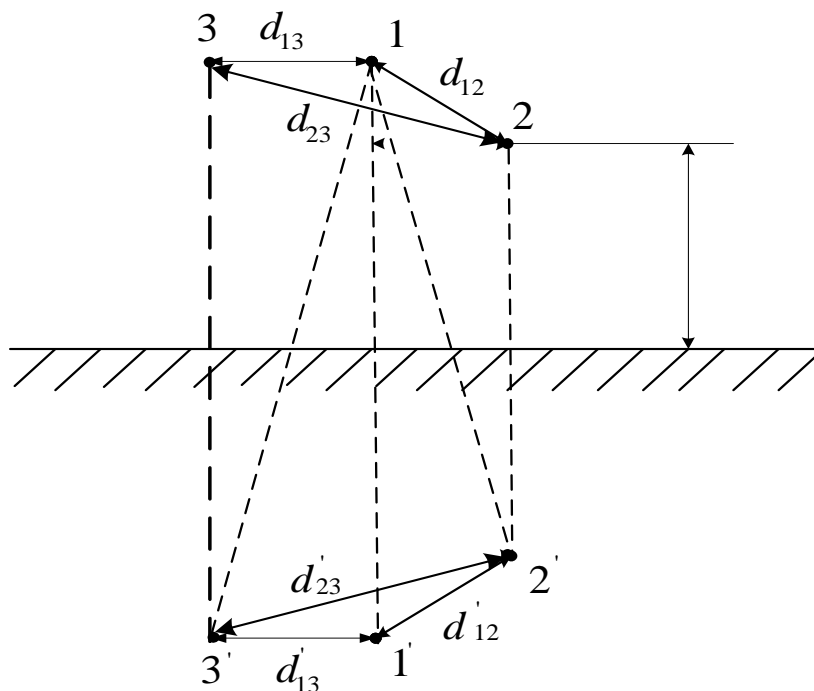


Рисунок 8 – Расстояние между проводами

$$d_{12} = 4,46 \text{ м};$$

$$d'_{12} = 32,548 \text{ м};$$

$$d_{13} = 4 \text{ м};$$

$$d'_{13} = 38,946 \text{ м}.$$

$$Z_{11} = 60 \cdot \ln\left(\frac{2 \cdot h_{cp.np}}{r}\right) = 60 \cdot \ln\left(\frac{2 \cdot 12}{0,0084}\right) = 475,562 \text{ Ом} \quad . \quad (101)$$

Расчет взаимных волновых сопротивлений. Волновые сопротивления:

$$Z_{11} = 60 \cdot \ln\left(\frac{d'_{12}}{d_{12}}\right) = 60 \cdot \ln\left(\frac{32,548}{4,46}\right) = 119,458 \text{ Ом}, \quad (102)$$

$$Z_{13} = 60 \cdot \ln\left(\frac{d'_{13}}{d_{13}}\right) = 60 \cdot \ln\left(\frac{4}{38,946}\right) = 136,735 \text{ Ом.} \quad (103)$$

Волновое сопротивление коронирующей линии:

$$Z_{np.k} = \frac{Z_{11} + Z_{12} + Z_{13}}{3} = \frac{475,562 + 119,458 + 136,735}{3} = 243,864 \text{ Ом.} \quad (104)$$

Рассчитываем волновое сопротивление коронирующей ВЛ:

$$\beta = 1.16 \sqrt{\frac{\ln\left(\frac{1.5 \cdot h_{npв} \cdot E_{cp}}{U_{\text{дл.дон}}}\right)}{\ln\left(\frac{2 \cdot h_{npв}}{r_{np}}\right)}} = 1.16 \cdot \sqrt{\frac{\ln\left(\frac{1.5 \cdot 18 \cdot 21}{35}\right)}{\ln\left(\frac{2 \cdot 18}{0.0084}\right)}} = 1.09, \quad (105)$$

где E_{cp} - средняя напряженность поля на границе коронного чехла.

Разрядное напряжение для импульса положительной полярности:

$$U'_{50\%} = 378,969 \text{ кВ.}$$

Волновое сопротивление коронирующей ВЛ:

$$Z_{np.K} = Z_{np.k} \cdot \beta = 243,864 \cdot 1,09 = 265,873 \text{ Ом} \quad (106)$$

Крутизна тока молнии:

$$I_{кр} = \frac{2 \cdot U_{50\%}}{Z_{np.k}} = \frac{2 \cdot 378,969}{265,873} = 2,85 \text{ кА.} \quad (107)$$

Вероятность перекрытия линейной изоляции при ударе молнии в провод:

$$P_{np} = e^{-0,04 \cdot I_{кр}} = e^{-0,04 \cdot 2,85} = 0,892. \quad (108)$$

Удельное число грозовых отключений ВЛ из-за ударов молнии в провод:

$$n_{np} = 0,5N \cdot P_{np} \cdot \eta = 0,5 \cdot 2,956 \cdot 0,892 \cdot 0,9 = 1,187 \quad (109)$$

10 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

10.1 Защита линий 10 кВ

Для линий в сетях 3-10 кВ с изолированной нейтралью (в том числе и с нейтралью, заземленной через дугогасительный реактор) должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от многофазных замыканий и от однофазных замыканий на землю.

Защиту от многофазных замыканий следует предусматривать в двухфазном исполнении и включать в одни и те же фазы по всей сети данного напряжения для обеспечения отключения в большинстве случаев двойных замыканий на землю только одного места повреждения.

Защита должна быть выполнена одно-, двух- или трехрелейной в зависимости от требований чувствительности и надежности.

На одиночных линиях с односторонним питанием от многофазных замыканий следует устанавливать двухступенчатую токовую защиту, первая ступень которой выполняется в виде токовой отсечки, а вторая - в виде максимальной токовой защиты с независимой или зависимой характеристикой выдержки времени.

К основным видам повреждений линий, которые требуют их немедленного отключения, можно отнести междуфазные и однофазные на землю короткие замыкания.

Защита от многофазных замыканий, как правило, должна предусматривать в двухфазном исполнении и включать в одни и те же фазы по всей сети данного напряжения для обеспечения отключения в большинстве случаев двойных замыканий на землю только одного места повреждения.

Произведем расчет защиты линии от ПС - ТП15-15.

Рассчитаем максимальную токовую защиту.

Ток срабатывания защиты находится по формуле:

$$I_{c.з} = \frac{k_H \cdot k_{c/з}}{k_{\theta}} \cdot I_{раб}, \quad (110)$$

где k_H – коэффициент надежности микропроцессорной защиты, равный 1,05, [18, с 45];

$k_{c/з}$ – коэффициент, учитывающий толчки тока от самозапуска электродвигателей, принимаем равным 1, [18, с 48];

k_{θ} – коэффициент возврата, равный 0,95, [18, с 49];

$I_{раб}$ – максимальный рабочий ток нагрузки защищаемой линии.

Определим ток срабатывания защиты:

$$I_{c.з} = \frac{1,05 \cdot 1}{0,95} \cdot 62,048 = 68,579 \text{ A.}$$

Ток надежного срабатывания защиты определится из выражения:

$$I_{c.п} = I_{c.з} \cdot \left(\frac{k_{cx}}{k_{Т.Т}} \right) = 68,579 \cdot \frac{1}{200/5} = 1,71 \text{ A}, \quad (111)$$

где k_{cx} – коэффициент схемы ($k_{cx}=1$, для схемы неполной звезды);

$k_{Т.Т}$ – коэффициент трансформации трансформатора тока на отходящем присоединении равен 200/5.

Коэффициент чувствительности определяется по формуле:

$$k_{\psi} = \frac{I_{кз}^{(2)}}{I_{c.з}} \geq 1,5, \quad (112)$$

где $I_{КЗ}^{(2)}$ – двухфазный минимальный ток КЗ.

Определим коэффициент чувствительности:

$$k_{\text{ч}} = \frac{751}{68,579} = 10,95;$$

$$10,95 \geq 1,5.$$

Условие выполняется.

Выдержка времени МТЗ согласуется со временем срабатывания резервируемых защит:

$$t_1 = t_2 + \Delta t, \quad (113)$$

где t_1 – выдержка времени рассчитываемой защиты;

t_2 – выдержка времени защиты, с которой ведется согласование;

Δt – степень селективности.

$$\Delta t = t_Q + t_{КТ2} + t_{КТ1} + t_{\text{зан}}, \quad (114)$$

где t_Q – время отключения выключателя, $t_Q = 0,04$ с, [8, с 180];

$t_{КТ2}$, $t_{КТ1}$ – погрешности в срабатывании реле времени защиты поврежденного элемента и последующей защиты;

$t_{\text{зан}}$ – время запаса, учитывает неточность регулировки реле времени, принимается равным $0,1-0,15$ с, [18, с 56];

$$t_1 = 0,5 + 0,04 = 0,54 \text{ с.}$$

Принимается максимальная токовая защита «Сириус» с диапазоном уставок $0,5 \div 9$ с.

Слишком большая выдержка времени МТЗ при КЗ в основной зоне защиты вынуждает применить токовую отсечку дополнительно к МТЗ.

Составляется расчетная схема, рисунок 9.

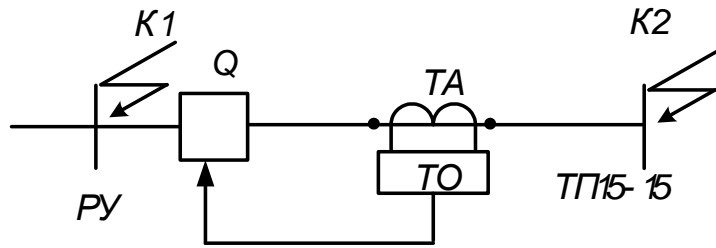


Рисунок 9 – Расчетная схема

Ток срабатывания отсечки определяется по формуле:

$$I_{с.з}^{TO} = k_n \cdot I_{кmax}^{(3)}, \quad (115)$$

где k_n – коэффициент надежности защиты равен 1,1, [18, с 61];

$I_{кmax}^{(3)}$ – максимальный ток в фазе линии при коротком замыкании.

Поэтому $I_{с.з}^{TO}$ должен удовлетворять условию:

$$I_{с.з}^{TO} \geq k_{нам} \cdot \Sigma I_{т.ном}, \quad (116)$$

где $k_{нам}$ – коэффициент, учитывающий бросок тока намагничивания силовых трансформаторов, $k_{нам} = 3 \dots 5$ [18, с 81];

$\Sigma I_{т.ном}$ – сумма номинальных токов силовых трансформаторов, питаемых по защищаемой цепи.

Определяется сумма номинальных токов силовых трансформаторов, питаемых по защищаемой цепи:

$$\Sigma I_{т.ном} = \Sigma \frac{S_{тpi}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}; \quad (117)$$

$$\Sigma I_{т.ном} = \frac{121,352 + 93,07 + 89,729 + 234,315 + 94,924 + 140,492 + 152,113 + 148,682}{\sqrt{3} \cdot 10} = 62,05 \text{ A.}$$

где $S_{тpi}$ - нагрузки трансформаторов, питаемых защищаемой линией.

Проверяется условие:

$$1,1 \cdot 1104 \geq 5 \cdot 62,05;$$

$$1214,4 \geq 310,25.$$

Условие выполняется.

Зона действия отсечки устанавливается графическими построениями, как точка пересечения кривой изменения тока короткого замыкания в максимальном режиме работы сети в зависимости от длины линии. Отсечка считается эффективной, если ее зона действия охватывает не менее 20-25 % длины линии.

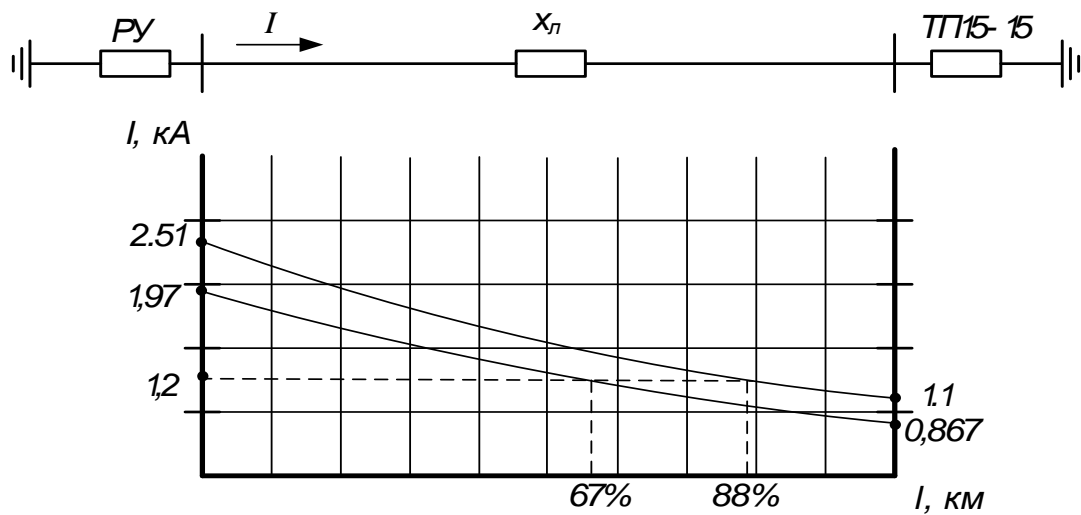


Рисунок 10 – График спада тока трехфазного КЗ по линии

Коэффициент чувствительности токовой отсечки:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз}}^{(3)} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2}}{I_{\text{с.з}}} \geq 1,5; \quad (118)$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{1974}{1214} = 1,63.$$

Токовую отсечку дополняют пусковым органом минимального напряжения.

10.2 Защита трансформатора

Для защиты трансформатора, в качестве основной защиты является дифференциальная и газовая защита. А в качестве резервной – защита от перегрузки и МТЗ.

Максимальная токовая защита полностью защищает трансформатор и является вместе с тем его защитой от сверхтоков внешних коротких замыканий.

10.2.1 Максимальная токовая защита

МТЗ – это селективная защита от системных повреждений, выполняющая функции дальнего резервирования, несмотря на то, что ее уставки могут не отличаться от уставок защиты от перегрузки. Функция не снабжена памятью (теплового состояния) и всегда начинает набор выдержки времени с нуля.

Расчет уставок МТЗ.

Максимальный рабочий ток, который может протекать через трансформатор, может иметь место при условии отключения одного из трансформаторов.

Выбор уставок МТЗ на высокой стороне:

$$I_{\text{ртахвн}} = \frac{\sqrt{P_n^2 + Q_n^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}};$$

$$I_{\text{ртахвн}} = \frac{\sqrt{1.08^2 + 0.484^2}}{\sqrt{3} \cdot 35} = 0,020 \text{ кА}.$$

Рассчитаем ток срабатывания на стороне ВН по формуле:

$$I_{\text{сз}} = \frac{K_n \cdot K_{\text{сам}}}{K_\rho} \cdot I_{\text{ртах}}, \quad (119)$$

где K_n – коэффициент надежности, $K_n = 1,2$;

K_ρ – коэффициент возврата, $K_\rho = 0,8$;

$K_{\text{сам}}$ – коэффициент самозапуска двигателей, $K_{\text{сам}} = 2,5$;

$I_{\text{ртах}}$ – максимальный рабочий ток трансформатора, кА.

$$I_{c3} = \frac{1,2 \cdot 2,5}{0,8} \cdot 20 = 75 \text{ A.}$$

Коэффициент чувствительности:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{min}}^{(2)}}{I_{c3}} \geq 1,5,$$

где $I_{\text{min}}^{(2)} = 956 \text{ A}$ - ток КЗ за трансформатором на стороне НН, приведенный к ВН,

$$K_{\text{ч}} = \frac{956}{75} = 12,75.$$

Условие по чувствительности выполняется.

В процентном соотношении, то есть уставка пересчитывается для терминала Сириус 2 Т:

$$I_{c3} = \frac{I_{c3} \cdot 100}{K_{\text{mm}} \cdot 5}, \quad (120)$$

$$I_{c3} = \frac{75 \cdot 100}{1000} = 7,5\%.$$

Наибольшая выдержка времени резервных защит отходящих присоединений принимаем $t_{\text{np.max}} = 1 \text{ с}$.

$$t_{\text{с.з.Т(р)}} = t_{\text{np.max}} + \Delta t = 1 + 0,5 = 1,5 \text{ с},$$

10.2.2 Защита от перегрузки

Защита от перегрузки действует аналогично МТЗ, но с действием на сигнал или отключение при длительном протекании чрезмерных токов. Защиту осуществляем с помощью функциональных блоков МТЗ с выдержкой времени ТОС, действие защиты в этом случае осуществляется ступеню с низкой уставкой.

Ток срабатывания защиты от перегрузки (с действием на сигнал) определяется по выражению, А:

$$I_{сз} = \frac{K_{омс}}{K_6} \cdot I_{p,max},$$

где $K_{омс}$ – коэффициент отстройки, принимается равным 1,05.

$$I_{сз} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 20 = 26,25 \text{ А}.$$

Переводим уставку для микропроцессорного терминала Сириус 2Т:

$$I_{ср} = \frac{26,25}{1000} \cdot 100\% = 2,625\%.$$

10.2.3 Газовая защита трансформатора

Газовая защита основана на использовании явления газообразования в баке поврежденного трансформатора. Интенсивность газообразования зависит от характера и размеров повреждения. Это дает возможность выполнить газовую защиту, способную различать степень повреждения и в зависимости от этого действовать на сигнал или отключение.

10.2.4 Дифференциальная токовая защита

Уставки $I_{нн}$, $I_{вн}$ размах РПН следует выбирать либо исходя из полного размаха РПН и его среднего ответвления, либо исходя из реально возможных отклонений регулятора и некоторого оптимального напряжения $U_{опт}$. $U_{опт}$ характеризуется тем, что ему соответствуют равные по значению небалансы при крайних, реально возможных отклонениях регулятора в сторону увеличения ($+PO_{maxраб}$) и в сторону уменьшения ($-PO_{maxраб}$) напряжения регулируемой обмотки. Однако небалансы находятся для реле без торможения при расчетном внешнем КЗ. В случае защиты «Сириус-Т» небалансы следует стремиться снизить в пределах первого и второго участков тормозной характеристики, на относительно небольших сквозных токах. В этих условиях понятие оптимального ответвления сводится к понятию середины реально используемого диапазона регулирования РПН. [19]

Рассчитывается дифференциальную токовую защиту на подстанции «Рогозовка». Трансформатор 37,5/10,5 кВ мощностью 1,6 МВА, трансформаторы тока на обеих сторонах собраны в звезду.

Таблица 16 - Расчет дифференциальной токовой защиты

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовое значение для стороны	
		35 кВ	10 кВ
Первичный ток на сторонах защищаемого трансформатора, кА	$I_{ном} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}$	$\frac{1600}{\sqrt{3} \cdot 37,5} = 24,63$	$\frac{1600}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 87,98$
Схема соединения ТТ	-	У	У
Коэффициент схемы	$k_{сх}$	1	1
Коэффициент трансформации ТТ	k_I	100/5	400/5
		ТОЛ - 35	ТОЛ - 10

Вторичный ток в плечах защиты, А	$I_{номВ} = \frac{I_{ном} \cdot k_{сх}}{k_I}$	$\frac{24,63}{100/5} = 1,232$	$\frac{87,98}{400/5} = 1,1$
Принятые значения	$I_{номВН}, I_{номНН}$	1,3	1,1
Размах РПН, %	Размах РПН	9	

За реально возможный диапазон регулирования напряжения принят диапазон от 21,5 кВ до 51 кВ. в таком случае середина диапазона равна:

$$21,5 + (51 - 21,5) / 2 = 36,25 \text{ кВ}$$

Значение принимаем за $U_{опт}$. Дальнейший расчет сведем в таблицу 17.

Таблица 17- Расчет дифференциальной токовой защиты

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовое значение для стороны	
		35 кВ	10 кВ
Первичный ток на сторонах защищаемого трансформатора, кА	$I_{ном} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{опт}}$	$\frac{1600}{\sqrt{3} \cdot 36,25} = 25,48$	$\frac{1600}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 87,98$
Коэффициент трансформации ТТ	k_I	100/5	400/5
Вторичный ток в плечах защиты, А	$I_{номВ} = \frac{I_{ном} \cdot k_{сх}}{k_I}$	$\frac{25,48}{100/5} = 1,274$	$\frac{87,98}{400/5} = 1,1$
Принятые значения	$I_{номВН}, I_{номНН}$	4,9	4,4
Размах РПН, %	Размах РПН	$100 \times (51 - 21,5) / (2 \times 36,25) = 13$	

Группа ТТ ВН и группа ТТ НН подбираются с учетом группы защищаемого трансформатора и групп сборки измерительных ТТ по таблицам, указанным в паспорте на устройство «Сириус-Т».

Дифференциальная отсечка (ДЗТ-1).

Выбору подлежит: $I_{диф} / I_{ном}$ - относительное значение уставки срабатывания отсечки.

Уставка должна выбираться из двух условий:

- отстройки от броска тока намагничивания силового трансформатора;
- отстройки от максимального первичного тока небаланса при переходном режиме расчетного внешнего КЗ;
- отстройка от броска намагничивающего тока.

При включении силового трансформатора со стороны высшего напряжения отношение амплитуды броска тока намагничивания, к амплитуде номинального тока защищаемого трансформатора не превышает 5. Это соответствует отношению амплитуды броска тока намагничивания к действующему значению номинального тока первой гармоники, равному $5 \cdot \sqrt{2} = 7$. Отсечка реагирует на мгновенное значение дифференциального тока и на первую гармонику этого же тока. Уставка по мгновенному значению равна $2,5 I_{диф} / I_{ном}$. Минимально возможная уставка по первой гармонике $I_{диф} / I_{ном} = 4$, что соответствует $2,5 \cdot 4 = 10$, по отношению амплитуды к действующему значению или $10 / \sqrt{2} = 7$ по отношению амплитуд. Сравнение полученных значений свидетельствует об отстроенности отсечки по мгновенным значениям от возможных бросков тока намагничивания.

Расчеты показывают, что действующее значение первой гармоники броска тока намагничивания не превышает 0,35 от амплитуды броска. Если амплитуда равна 7 действующим значениям номинального тока, то действующее значение первой гармоники равно $7 \cdot 0,35 = 2,46$. Следовательно,

даже при минимальной уставке в $4 \cdot I_{ном}$ отсечка отстроена от бросков тока намагничивания и при реагировании на первую гармонику дифференциального тока. [18]

- Отстройка от тока небаланса при внешнем КЗ.

Выбираем уставку по условию:

$$I_{диф} / I_{ном} \geq K_{отс} \cdot K_{нб(1)} \cdot I_{кз.вн.макс}; \quad (121)$$

где $K_{нб(1)}$ - отношение амплитуды первой гармоники тока небаланса к приведенной амплитуде периодической составляющей тока КЗ.

Коэффициент отстройки $K_{отс}$ принимается равным 1,2.

$I_{кз.вн.макс}$ - отношение тока внешнего расчетного КЗ к номинальному току трансформатора.

Для рассмотренного выше трансформатора мощностью 1,6 МВА максимальный ток внешнего расчетного КЗ равен 20 кА. Относительное значение этого тока равно $I_{кз.вн.макс} = 20000 / 80,4 = 12,8$. Уставка отсечки равна:

$$I_{диф} / I_{ном} > 1,2 \cdot 0,7 \cdot 12,8 = 10,7. \quad (122)$$

Принимается уставка 11.

10.2.5 Дифференциальная защита

Тормозная характеристика защиты приведена на рисунке 11. Она построена в относительных единицах, то есть токи приведены к номинальному току стороны ВН. Тормозной ток формируется как полусумма модулей токов двух сторон защищаемого трансформатора. [19]

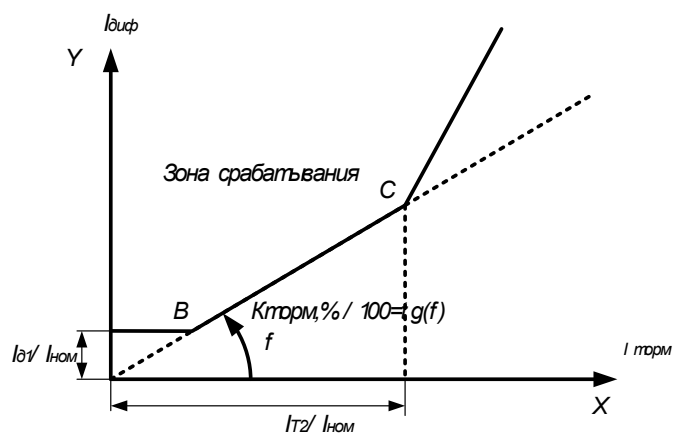


Рисунок 11 – Тормозная характеристика дифференциальной защиты

Выбору подлежат:

$I_{д1} / I_{ном}$ - базовая уставка ступени;

$K_{торм}$ - коэффициент торможения (наклон тормозной характеристики на втором ее участке);

$I_{т2} / I_{ном}$ - вторая точка излома тормозной характеристики; $I_{д22} / I_{д21}$ - уставка блокировки от второй гармоники

Коэффициент торможения $K_{торм}$ должен обеспечить несрабатывание ступени при сквозных токах, соответствующих второму участку тормозной характеристики (примерно от 1,0 до 3,0 $I_{ном}$). Такие токи возможны при действии устройств АВР трансформаторов, АВР секционных выключателей, АПВ питающих линий [19, с 35].

Расчетный ток небаланса, порождаемый сквозным током, состоит из трех составляющих:

$$I_{нб.расч.} = (K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{добав}) \cdot I_{скв} \quad (123)$$

где $K_{пер}$ - коэффициент, учитывающий переходный режим;

$K_{одн}$ - коэффициент однотипности трансформаторов тока;

ε - относительное значение полной погрешности трансформаторов тока в установившемся режиме.

Несмотря на относительно небольшие уровни сквозных токов рекомендуется принимать: $K_{одн} = 1,0$; $\varepsilon = 0,1$; $K_{пер} = 2,5$, если доля двигательной нагрузки в общей нагрузке трансформатора более 50 % или $K_{пер} = 2,0$, если доля двигательной нагрузки менее 50% ,[19, с 37].

Для надежной отстройки от тока небаланса, следует его умножить на коэффициент отстройки $K_{отс}$, который следует принимать равным 1,3 (можно даже снизить его значение до 1,1 - 1,15).

Если по защищаемому трансформатору проходит сквозной ток, он может вызвать дифференциальный ток:

$$I_{диф} = (K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{добав}) \cdot I_{скв}; \quad (124)$$

При принятом способе формирования тормозного тока он равен:

$$I_{ТОРМ} = (I_{скв} + I_{скв} + I_{диф}) / 2. \quad (125)$$

При выводе данной формулы предполагалось, что один ТТ работает точно, второй имеет погрешность, равную $- I_{диф}$.

Введем, по аналогии понятие коэффициента снижения тормозного тока:

$$I_{сн.т} = I_{ТОРМ} / I_{скв} = 1 - 0,5 \cdot (K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{добав}). \quad (126)$$

Чтобы реле не сработало, коэффициент торможения в процентах должен определяться по выражению:

$$I_{ТОРМ} \geq 100 \cdot I_{диф} / I_{ТОРМ}; \quad (127)$$

$$100 \cdot I_{ДИФ} / I_{ТОРМ} = 100 \cdot K_{отс} \cdot (K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{добав}) / K_{сн.т} \cdot$$

(128)

Первая точка излома тормозной характеристики вычисляется в реле автоматически и равна:

$$I_{m1} / I_{ном} = (I_{\partial 1} / I_{ном}) \cdot 100 / K_{торм} \cdot \quad (129)$$

При больших уставках ($I_{\partial 1} / I_{ном}$) следует убедиться, что первая точка не заходит за вторую.

Уставка блокировки от второй гармоники $I_{\partial 2} / I_{\partial 1}$ на основании опыта фирм, давно использующих такие защиты, рекомендуется на уровне 12-15% .

С учетом проведенных выше расчетов (табл.17) принимаем: $I_{\partial 1} / I_{ном} = 0,3$, принимаем $\Delta f_{добав} = 0,04$.

$$I_{ДИФ} = K_{отс} \cdot I_{нб.расч} = K_{отс} \cdot (K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{добав}) \cdot I_{скв} =$$

$$1,3 \cdot (2,0 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,13 + 0,04) \cdot I_{скв} = 1,3 \cdot 0,37 \cdot I_{скв} = 0,481 \cdot I_{скв}$$

$$K_{ТОРМ} \geq 100 \cdot I_{ДИФ} / I_{торм} = 100 \cdot K_{отс} \cdot (K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{добав}) / K_{сн.т} = 100 \cdot 0,481 / 0,815 = 59 \quad ; \quad (130)$$

$$I_{m1} / I_{ном} = (I_{\partial 1} / I_{ном}) \cdot 100 / K_{торм} = 0,3 \cdot 100 / 59 = 0,51; \quad (131)$$

$$I_{m2} / I_{ном} = 2; \quad (132)$$

$$I_{m2} / I_{ном} > I_{m1} / I_{ном}; \quad (133)$$

$$I_{\partial 2} / I_{\partial 1} = 0,15. \quad (134)$$

Сигнализация небаланса в плечах дифференциальной защиты (ДЗТ-3).

Уставка по току выбирается меньше, чем минимальная уставка чувствительной ступени ДЗТ-2 ($I_{\partial 1} / I_{ном}$), а уставка по времени порядка нескольких секунд, что позволяет выявлять неисправности в токовых цепях дифференциальной защиты.

Рекомендуемые значения уставок: $I_{\partial} / I_{ном} = 0,1; T, c = 10$.

Для контроля перегрузки двухобмоточного трансформатора достаточно следить за токами в одной из его обмоток. Для удобства пользования можно вводить контроль токов как в обмотке стороны ВН трансформатора, так и в обмотке стороны НН. Уставки задаются:

- во вторичных значениях токов своей стороны напряжения, то есть приведение тока не используется.

Уставка сигнала перегрузки принимается равной:

$$I_{с.з} = K_{отс} \cdot I_{ном} / K_{в} \quad (135)$$

где $K_{отс} = 1,05$ коэффициент отстройки;

$K_{в} = 0,95$ коэффициент возврата в данном устройстве равен.

Номинальный ток $I_{ном}$ рекомендуют определять с учетом возможности увеличения его на 5% при регулировании напряжения.

Для трансформатора мощностью 1,6 МВА номинальные вторичные токи на среднем ответвлении на сторонах ВН и НН равны 2,7 и 3,5 А.

Расчетные значения уставки перегрузки равны:

$$I_{BH} = 1,05 \cdot 1,05 \cdot 2,7 / 0,95 = 3,13 \text{ A};$$

$$I_{HH} = 1,05 \cdot 1,05 \cdot 3,5 / 0,95 = 4,06 \text{ A}.$$

10.3 Автоматический ввод резерва

Большинство потребителей электрической энергии (I и II категории) должны быть запитаны от нескольких источников питания, для повышения надежности их электроснабжения. Это условие влечет за собой усложнение цепей устройств релейной защиты, так как в состав цепей добавляется автоматическое устройство, которое осуществляет включение резервного питания (от резервного ИП), называемое АВР.

Требования, предъявляемые к АВР:

- 1) включение резервного источника должно осуществляться только после отключения рабочего при наличии напряжения на резервном ИП;
- 2) АВР должно срабатывать при исчезновении питания от рабочего ИП по любым причинам;
- 3) АВР должно иметь минимальное время действия;
- 4) АВР не должно срабатывать при перегорании предохранителей в одной из фаз трансформатора напряжения;
- 5) АВР необходимо иметь устройства для ввода в работу и вывода из нее;
- 6) у АВР должен быть пусковой орган, контролирующий отсутствие и наличие напряжения.

В результате проектирования системы электроснабжения потребителей I и II категории не было обнаружено, но все же были приняты к установке автоматические устройства включения резервного питания (АВР) на вновь вводимых в эксплуатацию комплектных трансформаторных подстанциях.

10.4 Автоматическое повторное включение

Устройство автоматического повторного включения необходимо для автоматического восстановления питания потребителей электрической энергии в случае отключения питающей линии устройствами релейной защиты путем повторного включения.

Требования, предъявляемые к АПВ:

- 1) АПВ должно исключать возможность действия после отключения выключателя персоналом;
- 2) АПВ должно обеспечивать установленную кратность действия;
- 3) АПВ должно исключать возможность действия при аварийном отключении выключателя от устройств защиты сразу после его включения персоналом вручную, дистанционно или телемеханически;
- 4) АПВ обязательно должно быть снабжено устройством автоматического возврата.

В результате проведения реконструкции системы электроснабжения производим установку устройств автоматического повторного включения на выключателях всех линий электропередач напряжением 10 кВ.

10.5 Автоматическая частотная разгрузка

Для отключения части электроприемников при возникновении в питающей энергосистеме дефицита активной мощности сопровождающегося снижением частоты, в целях сохранения генерирующих источников и возможно быстрой ликвидации аварии.

На сегодняшний день существуют три категории частотной разгрузки:

1) АЧР 1 - быстродействующая, имеющая в пределах энергосистемы и отдельных ее узлов различные уставки по частоте срабатывания и предназначенная для прекращения снижения частоты до опасного уровня (47 Гц). Граничные уставки по частоте: верхний предел: не выше $f = 48,5$ Гц, нижний - не ниже 46,5 Гц. Время действия: 0,25 - 0,3 с;

2) АЧРП - с общей уставкой по частоте и различными уставками по времени, предназначенная для подъема частоты после действия АЧР 1 и для предотвращения ее «зависания» на уровне ниже 49 Гц. Единая уставка по

частоте обычно принимается равной верхней уставке АЧР 1 или на 0,5 Гц больше. Верхний предел не выше $f = 48,8$ Гц, а в некоторых районах страны - 49,9 Гц;

3) III категория - дополнительная, действующая при возникновении местного глубинного дефицита активной мощности (например, при отделении от энергосистемы энергоемкого потребителя, питаемого местной электростанцией небольшой мощности) и предназначенная для ускорения и увеличения объема частотной разгрузки.

Каждая категория внутри себя имеет и отдельные очереди. Например, в АЧР 1 две последовательные очереди отличаются друг от друга уставками срабатывания очереди АЧР рабочей и резервной линий.

11 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ПРОЕКТА

11.1 Расчет капитальных вложений в СЭС

Для создания новых, расширения действующих, а также реконструкции и технического перевооружения предприятий необходимы материальные, трудовые и денежные ресурсы. Совокупные затраты этих ресурсов называются капиталовложениями. Они используются на строительномонтажные работы, приобретение технологического оборудования и прочие нужды (транспортные расходы, инвентарь и т.д.).

Общие капиталовложения на сооружение системы электроснабжения определяются по формуле:

Капитальные вложения в воздушные линии определяются по формуле:[1]

$$K_{ВЛ} = \sum L_{ВЛi} \cdot c_i \cdot k_p, \quad (136)$$

где $L_{ВЛi}$ - длина воздушной линии i сечения, км;

c_i - стоимость 1 метра провода i сечения на 2016г., тыс. руб/км [1];

k_p - районный коэффициент, для села Rogozovka Амурской области принимается равным 1,3.

Для воздушной линии 10 кВ будет принят провод марки «СИП-3». Провода «СИП-3» отечественного производства (фирма «Заря», Санкт-Петербург) относятся к группе защищенных воздушных проводов для напряжений 6-10 кВ. Провода «СИП3» подвешивают на изоляторах. Монтаж этих проводов выполняют также как и монтаж неизолированных проводов. Провода «СИП3» изолируются атмосферостойким сшитым полиэтиленом, выдерживающим вибрации проводов и в течение определенного времени даже массу поваленного дерева. Изоляционная защита провода создает возможность значительного уменьшения расстояния между фазами и сузить

трассу.

Конструкция проводов СИП-3 обеспечивает также защиту от электрической дуги по всему протяжению линии, не требуя для этого специальных мероприятий по защите. Метод подвески проводов обеспечивает защиту проводов от вибрационных повреждений.

Капитальные вложения в воздушную линию сети 10 кВ приведены в таблице 18.

Таблица 18 - Капитальные вложения в воздушную сеть 10 кВ

Участок линии	Марка и сечение	Стоимость, тыс. руб. /км	Длина, км	$K_{район}$	Цена, тыс. руб.
КТП15-22- КТП15-26	СИП-3 1x50	39,852	0,3	1,3	15,54
КТП15-04- КТП15-16	СИП-3 1x50	39,852	1,1		56,99
КТП15-04- КТП15-03	СИП-3 1x50	39,852	0,3		15,54
КТП15-03- КТП15-15	СИП-3 1x50	39,852	0,6		31,05
КТП15-15- КТП15-20	СИП-3 1x50	39,852	1,0		51,81
КТП15-17-ПС Рогозовка	СИП-3 1x50	39,852	7		362,65
КТП15-26- ПС Рогозовка	СИП-3 1x50	39,852	5,6		290,12
КТП15-15- ПС Рогозовка	СИП-3 1x50	39,852	6		310,85
Итого:			21,9		1134,59

Капиталовложения в КТП рассчитываются по выражению:

$$K_{КТП} = K_{КТП} \cdot K_{район} + S \cdot k_{осв} \cdot 10^{-3}, \text{ тыс. руб.}, \quad (137)$$

где $K_{КТП}$ – стоимость КТП с учётом строительного-монтажных работ в ценах 2016 года, тыс. руб., [5];

$K_{район}$ - коэффициент района, принимается равным 1,3, [24];

S – площадь отводимая под КТП, м²;

$k_{осв}$ – стоимость земли ($k_{осв} = 103,12$ руб/м² по данным [14]).

Рассчитаем капиталовложения в КТП 15-03:

$$K_{КТП} = 310 \cdot 1,3 + 20 \cdot 103,12 \cdot 10^{-3} = 405,1 \text{ тыс.руб.}$$

Таблица 19 – Капитальные вложения в КТП

КТП	S _{тр} , кВА	N _{тр} , шт.	S, м ²	Стоимость КТП, тыс. руб.	Суммарные K _{кТП} , тыс. руб
КТП 15-03	160	1	20	310	405,1
КТП 15-04	100	1	20	295	385,6
КТП 15-15	100	1	20	295	385,6
КТП 15-16	250	1	50	380	499,2
КТП 15-17	100	1	20	295	385,6
КТП 15-20	160	1	20	310	405,1
КТП 15-22	160	1	20	310	405,1
КТП 15-26	160	1	20	310	405,1
Итого:					3276,1

Далее определяются капиталовложения в ВЛ 0,4 кВ. Расчет производится аналогично расчету для ВЛ 10 кВ.

Покажем в качестве примера расчет для участка ТП15-03-1:

$$K_{ВЛ_ТП15-03-1} = 0,65 \cdot 269,28 \cdot 1,3 = 227,542 \text{ тыс.руб.}$$

Остальные расчеты сводятся в таблицу 3 и определяется суммарная величина капиталовложений в КЛ 0,4 кВ.

Таблица 20 - Капитальные вложения в электрическую сеть напряжением 0,4кВ

Участок линии	Длина, км	Сечение	Марка	Стоимость, тыс. руб./км	Цена, тыс. руб.
ТП15-03 - 1	0,65	3x95+1x70	СИП 2А	269,28	227,542
ТП15-03 - 2	0,75	3x95+1x70	СИП 2А	269,28	262,548
ТП15-04 - 1	0,7	3x95+1x70	СИП 2А	269,28	245,045
ТП15-04 - 2	0,65	3x70+1x70	СИП 2А	211,23	178,489
ТП15-15 - 1	0,3	3x70+1x70	СИП 2А	211,23	82,380
ТП15-15 - 2	0,7	3x70+1x70	СИП 2А	211,23	192,219
ТП15-15 - 3	0,5	3x50+1x50	СИП 2А	170,16	110,604
ТП15-16 - 1	0,5	3x70+1x70	СИП 2А	211,23	137,3
ТП15-16 - 2	0,35	3x70+1x70	СИП 2А	211,23	96,110
ТП15-16 - 3	0,15	3x70+1x70	СИП 2А	211,23	41,19
ТП15-17 - 1	0,7	3x95+1x70	СИП 2А	269,28	245,045
ТП15-17 - 2	0,67	3x95+1x70	СИП 2А	269,28	234,543
ТП15-20 - 1	0,85	3x95+1x70	СИП 2А	269,28	297,554
ТП15-20 - 2	0,7	3x95+1x70	СИП 2А	269,28	245,045
ТП15-20 - 3	0,6	3x95+1x70	СИП 2А	269,28	210,038
ТП15-22 - 1	0,6	3x95+1x70	СИП 2А	269,28	210,038
ТП15-22 - 2	0,55	3x95+1x70	СИП 2А	269,28	192,535
ТП15-22 - 3	0,65	3x95+1x70	СИП 2А	269,28	227,542
ТП15-26 - 1	0,2	3x95+1x70	СИП 2А	269,28	70,013
ТП15-26 - 2	0,35	3x50+1x50	СИП 2А	170,16	77,423
Итого:					3583,2

Определяются суммарные капиталовложения на сооружение СЭС:

$$K_{\Sigma} = K_{ВЛ0,4} + K_{ВЛ10} + K_{кмп\Sigma} = 3583,2 + 1134,59 + 3276,1 = 7993,89 \text{ тыс. руб.} \quad (138)$$

11.2 Расчет ежегодных амортизационных отчислений и ежегодных плановых затрат на капитальный ремонт, текущий ремонт и техническое обслуживание

Амортизационные отчисления – денежное выражение стоимости основных фондов в себестоимости продукции.

Издержки на амортизацию определяются по выражению:

$$I_{ам} = K \cdot \alpha_{ам}, \quad (139)$$

где K - капитальные вложения, тыс. руб.;

$\alpha_{ам}$ – нормы отчислений на амортизацию в год, [3] о.е.

В свою очередь, нормы отчислений на амортизацию определяются:

$$\alpha_{ам} = \frac{1}{T_{сл}}, \quad (140)$$

где $T_{сл}$ - срок службы оборудования, для ВЛ $T_{сл} = 25$ лет; для КТП $T_{сл} = 25$ лет.

Ежегодные затраты на капитальный ремонт (КР) и текущий ремонт (ТР), а также техническое обслуживание (ТО) энергетического оборудования находятся как:

$$I_{экс} = K_{об} \cdot \alpha_{экс}, \quad (141)$$

где $\alpha_{экс}$ - нормы отчислений на обслуживание элементов электрических сетей и ремонты в год, о.е.

Общие капиталовложения в воздушные линии:

$$K_{\text{общ.ВЛ}} = K_{\text{вл}_10} + K_{\text{вл}_0,4} = 3583,2 + 1134,59 = 4717,79 \text{ тыс.руб.}$$

Издержки на амортизацию:

$$I_{\text{амВЛ}} = 4717,79 \cdot 0,04 = 188,71 \text{ тыс. руб.}$$

Эксплуатационные издержки:

$$I_{\text{эксВЛ}} = 188,71 \cdot 0,004 = 7,55 \text{ тыс. руб.}$$

Для КТП принимается: $\alpha_{\text{ам}}^{\text{кмп}} = \frac{1}{25} = 0,04$, $\alpha_{\text{экс}}^{\text{кмп}} = 0,037$.

Капиталовложения в КТП: $K_{\text{кмп}\Sigma} = 3276,1 \text{ тыс. руб.}$

Издержки на амортизацию:

$$I_{\text{ам}}^{\text{кмп}} = 3276,1 \cdot 0,04 = 131,044 \text{ тыс. руб.}$$

Эксплуатационные издержки:

$$I_{\text{экс}}^{\text{кмп}} = 3276,1 \cdot 0,037 = 121,22 \text{ тыс. руб.}$$

Определяются суммарные амортизационные отчисления и эксплуатационные издержки:

$$I_{\text{ам}} = I_{\text{амВЛ}} + I_{\text{ам}}^{\text{кмп}} = 188,71 + 131,044 = 319,754 \text{ тыс. руб.};$$

$$I_{\text{экс}} = I_{\text{эксВЛ}} + I_{\text{экс}}^{\text{кмп}} = 7,55 + 121,22 = 128,77 \text{ тыс. руб.}$$

Потребляемую полезную энергию находим по следующему выражению:

$$W_{\text{год}} = P_p \cdot T_{\text{max}}, \quad (142)$$

где P_p – суммарная расчетная нагрузка сети ($P_p = 1080,35$ кВт).

Определим потребляемую полезную энергию:

$$W_{\text{год}} = 1080,35 \cdot 5300 = 5725855 \text{ кВт}\cdot\text{ч}.$$

Тогда оплата за потребляемую из энергосистемы энергию (без учета потерь) определится как:

$$I_{\text{э}} = T_{\text{д}} \cdot W_{\text{год}}, \quad (143)$$

где $T_{\text{д}}$ – тариф энергоснабжающей организации на уровне 10 кВ

$$(T_{\text{д}} = 725,70 \text{ руб/МВт}\cdot\text{ч}) [26].$$

$$I_{\text{э}} = 725,70 \cdot 5725,855 = 4155252,97 \text{ руб.} = 6553,94 \text{ тыс. руб.}$$

11.3 Расчет прочих затрат

По найденным выше значениям издержек, годового фонда заработной платы и ЕСН определяются прочие затраты:

$$I_{\text{пр}} = 0,3 \cdot (I_{\text{ам}} + I_{\text{экс}} + I_{\text{Δw}} + \text{СП} + \text{ФЗП}_{\text{год}}) + 0,03 \cdot K_{\Sigma}, \quad (144)$$

где ФЗП – фонд заработной платы, ФЗП = 1346,9 тыс. руб.

Расчет взносов определяется формулой:

$$СП = ФЗП_{год} \cdot \alpha_{СП}, \quad (145)$$

Сумма взносов в тыс. руб.:

$$СП = 1346,9 \cdot 0,3 = 404,07 \text{ тыс.руб.}$$

$$I_{np} = 0,3 \cdot (319,75 + 128,77 + 644,037 + 404,07 + 1346,9) + \\ + 0,03 \cdot 7993,89 = 1092,88 \text{ тыс. руб.}$$

11.4 Расчет себестоимости электроэнергии

Расчет себестоимости электроэнергии по экономическим элементам проводится согласно таблице 21.

Таблица 21 - Расчет себестоимости электроэнергии по экономическим элементам

№	Показатели и статьи расходов	Обозначение	Ед. изм.	Значение
1	Амортизация основных средств	$I_{ам}$	тыс. руб.	319,75
2	Затраты на ремонт и эксплуатации	$I_{экс}$	тыс. руб.	128,77

3	- затраты на топливно-энергетических ресурсы на технологические цели (потери электроэнергии и расход на собственные нужды)	$I_{\Delta W}$	тыс. руб.	644,037
4	Затраты на оплату труда оперативного персонала	$\Phi З П$	тыс. руб.	1346,9
5	Прочие расходы	Ипр	тыс. руб.	1092,88
6	Всего годовых затрат	I_{Σ}	тыс. руб.	3532,337
7	Электроэнергия, потребленная потребителями сетевого предприятия	W	кВт·ч	5725855
8	Себестоимость одного 1 кВт·ч электроэнергии	C	руб./кВт·ч	0,62

Себестоимость вычисляется по следующему выражению:

$$C = \frac{I_{\Sigma}}{W} = \frac{3532337}{5725855} = 0,62 \text{ руб./кВт·ч.}$$

12 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

12.1 Безопасность проекта

Так как тема выпускной квалификационной работы – реконструкция системы электроснабжения, то следует ЛЭП выполнить кабелями или самонесущими изолированными проводами (СИП), в соответствии с требованием ПУЭ. В ходе реконструкции все линии будут заменены на СИП. Вследствие этого в данном разделе следует рассмотреть технику безопасности при монтаже самонесущих изолированных проводов, а так же технику безопасности при работе на опорах.

12.1.1 Техника безопасности при работе на опорах

Подниматься на опору ВЛ 10/0,4 кВ и работать на ней разрешается только в тех случаях, когда имеется уверенность в достаточной устойчивости и прочности опоры.

Для определения прочности железобетонных опор и приставок надлежит проверять отсутствие недопустимых трещин в бетоне, оседания или вспучивания грунта вокруг опоры, разрушения бетона опоры.

Необходимость и способы укрепления опоры, прочность которой вызывает сомнение (недостаточное заглубление, вспучивание грунта, трещины в бетоне и т. п.), определяются на месте производителем или руководителем работ.

Работы по усилению опоры с помощью растяжек следует выполнять без подъема на опору, т. е. с телескопической вышки или другого механизма для подъема людей, с установленной рядом опоры, либо применять для этого специальные раскрепляющие устройства, для навески которых не требуется подниматься по опоре.

Подниматься по опоре разрешается только после ее укрепления.

Опоры, не рассчитанные на одностороннее тяжение проводов и тросов и временно подвергаемые такому тяжению, должны быть предварительно укреплены во избежание их падения.

До укрепления опор запрещается нарушать целостность проводов и снимать вязки на опорах.

Подниматься на опору разрешается членам бригады имеющим группу по электробезопасности:

III—при всех видах работ до верха опоры;

II — при работах, выполняемых с отключением ВЛ, до верха опоры, а при работах на нетоковедущих частях не отключенной ВЛ—не выше уровня, при котором от головы работающего до уровня нижних проводов этой ВЛ остается расстояние 2 м. Исключение составляют работы по окраске опор;

I—при всех видах работ не выше 3 м от земли (до ног работающего).

Отдельные виды работ на высоте должны выполнять работники, имеющие группы по электробезопасности, установленные настоящими Правилами для выполнения этих работ.

При подъеме на железобетонную опору строп предохранительного пояса следует заводить за стойку или прикреплять к лазу.

Запрещается на угловых опорах со штыревыми изоляторами подниматься и работать со стороны внутреннего угла.

При работе на опоре следует пользоваться предохранительным поясом и опираться на оба когтя (лаза) в случае их применения.

При работе на стойке опоры располагаться следует таким образом, чтобы не терять из виду ближайшие провода, находящиеся под напряжением.

При работах на изолирующих подвесках разрешается перемещаться по поддерживающим одноцепным и многоцепным (с двумя и более гирляндами изоляторов) и по натяжным многоцепным подвескам.

Работа на одноцепной натяжной изолирующей подвеске допускается при использовании специальных приспособлений или лежа на ней и зацепившись ногами за траверсу для фиксации положения тела.

При работе на поддерживающей изолирующей подвеске строп предохранительного пояса должен быть закреплен за траверсу. Если длина стропа недостаточна, необходимо пользоваться закрепленными за пояс двумя

страховочными канатами. Один канат привязывают к траверсе, а второй, предварительно заведенный за траверсу, подстраховывающий член бригады опускает по мере необходимости.

Запрещается при подъеме (или опускании) на траверсы проводов, тросов, а также при их натяжении находиться на этих траверсах или стойках под ними.

Выбирать схему подъема груза и размещать подъемные блоки следует с таким расчетом, чтобы не возникали усилия, которые могут вызвать повреждение опоры.

Окраску опоры с подъемом до ее верха могут выполнять члены бригады с группой II. При окраске опоры должны быть приняты меры для предотвращения попадания краски на изоляторы и провода (например, применены поддоны). [28]

12.1.2 Техника безопасности при монтаже СИП

Работы по монтажу и наладке следует производить в соответствии с рабочей документацией, придерживаясь соответствующих правил безопасности. К работам допускается специально обученный персонал.

Электромонтажные работы следует выполнять, в две стадии:

- в первой стадии производятся работы по монтажу опорных конструкций;
- во второй стадии выполняются работы по монтажу проводов.

Просека по трассе ВЛ должна быть очищена от вырубленных деревьев и кустарников. Сжигание сучьев и других порубочных остатков следует производить в разрешенный для этого период времени.

Запрещается производство работ или нахождение рабочих под монтируемым оборудованием.

Металлические корпуса, части оборудования или лесов должны быть заземлены.

Весь персонал должен пользоваться защитными касками, запрещается поправлять витки провода на барабане во время его раскатки.

При подвеске, визировании и закреплении проводов в населенных пунктах, на участке необходимо разместить соответствующие плакаты и выставить наблюдающих.

Запрещаются монтажные работы при приближении и во время грозы, а так же натяжение проводов при скорости ветра более 10-12 м/с. [28]

12.2 Экологичность проекта

Поскольку в работе рассматривается жилой район села, то под экологичностью проекта будем понимать воздействие электрической сети города на окружающую среду в целом, и на жителей в частности. Так как действующая и проектируемая электрические сети имеют классы напряжения 10 и 0,4 кВ, можно сказать, что воздействие электромагнитных полей (ЭМП) будет минимальным, что связано как с небольшой интенсивностью ЭМП от электроустановок таких классов напряжения, так и с предусмотренной конструкцией защитой от воздействия ЭМП. Поэтому следует рассмотреть защиту от загрязнения трансформаторным маслом и отвод земель во дворах жилых домов под строительство ТП.

12.2.1 Мероприятия по охране окружающей среды

При эксплуатации ПС «Рогозовка» согласно ПУЭ 7-е изд. для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждениях маслonaполненных силовых трансформаторов с массой масла более 1 т должны быть выполнены маслоприемники, маслоотводы и маслосборники.

В соответствии с ПУЭ глава 4 ОРУ, для того чтобы предотвратить растекание масла и распространение пожара при повреждениях трансформаторов, выполняются маслоприемники, маслоотводы и маслосборники.

Масло и вода из маслоприемника без отвода масла должны удаляться при помощи передвижных средств. Рекомендуется при этом выполнение

простейшего устройства для проверки отсутствия масла (воды) в маслоприемнике.

Маслосборники должны предусматриваться закрытого типа и должны вмещать полный объём масла единичного оборудования, содержащего наибольшее количество масла, а также 80% общего (с учётом получасового запаса) расхода воды от средств пожаротушения. Так же их следует оборудовать сигнализацией о наличии воды с выводом сигнала на щит управления. Внутренние поверхности маслоприёмника, ограждений и маслосборника должны быть защищены маслостойким покрытием.

12.2.2 Расчет маслоприемника без отвода масла

Определим высоту бортового ограждения маслоприемника трансформатора ТМ–1600/35. Зная массу масла в трансформаторе: $m = 5,9$ т и его плотность: $\rho = 850$ кг/м³, можно определить объём V , который будет занимать это количество масла:

$$V_{TM} = \frac{m}{\rho} = \frac{5900}{850} = 6,94 \text{ м}^3 \quad (146)$$

Зная объём, который занимает масло, а также длину $A = 2,6$ м, ширину $B = 1,36$ м и высоту до крышки $H = 2,7$ м трансформатора, можно определить площадь, отводимую под маслоприемник и высоту маслоприемника. Величина Δ – показывает, на сколько габариты маслоприемника должны выступать за габариты единичного электрического оборудования, в данном случае трансформатора (рисунок 2). При массе трансформаторного масла от 5 до 10 т величина $\Delta \geq 1,5$ м (п. 4.2.69 [5]).

Площадь маслоприёмника определяется по формуле:

$$S_{МП} = (A + 2 \cdot \Delta) \cdot (B + 2 \cdot \Delta), \quad (147)$$

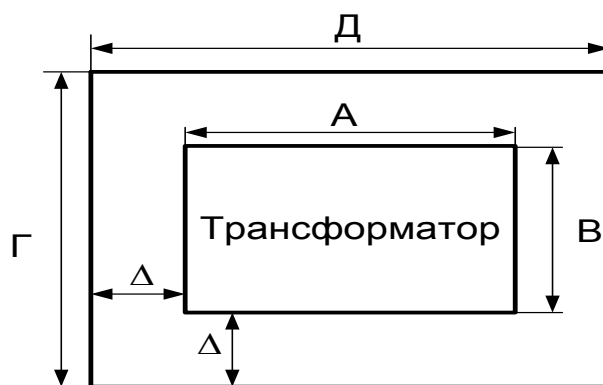


Рисунок 12 – Габариты маслоприёмника

$$S_{МП} = (2,6 + 2 \cdot 1,5) \cdot (1,36 + 2 \cdot 1,5) = 22,788 \text{ м}^2.$$

Объем маслоприемника без отвода масла следует рассчитывать на прием 100 % объема масла, залитого в трансформатор и 80 % воды от средств пожаротушения из расчета орошения площадей маслоприемника и боковых поверхностей трансформатора в течение 30 минут.

Площадь боковых поверхностей трансформатора определяется по формуле:

$$S_{БПТ} = 2 \cdot (A + B) \cdot H, \quad (148)$$

$$S_{БПТ} = 2 \cdot (2,6 + 1,36) \cdot 5 = 39,6 \text{ м}^2.$$

Объем воды, необходимый для тушения пожара трансформатора, определяется по формуле:

$$V_{ВОДЫ} = K_{П} \cdot t \cdot (S_{МП} + S_{БПТ}), \quad (149)$$

где $K_{П} = 0,2 \cdot 10^{-3}$ л/сек·м² – интенсивность пожаротушения, нормируемого в ПУЭ.

$t = 1800$ – нормативное время пожаротушения, сек;

$S_{МП}$ – площадь маслоприемника, м²;

$S_{БПТ}$ – площадь боковых поверхностей трансформатора, м².

Таким образом:

$$V_{ВОДЫ} = 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 1800 \cdot (22,788 + 39,6) = 22,347 \text{ м}^3.$$

Глубина маслоприемника для приема 100 % масла и 80 % воды определяется по формуле:

$$h_{ТМ+ВОДА} = \frac{V_{ТМ} + 0,8 \cdot V_{ВОДЫ}}{S_{МП}}, \quad (150)$$

$$h_{ТМ+ВОДА} = \frac{6,94 + 0,8 \times 22,347}{22,788} = 1.091 \text{ м.}$$

Выполняем маслоприёмник заглубленной конструкции. Уровень полного объема масла в маслоприемнике должен быть ниже решетки не менее чем на 50 мм. Отсюда высота маслоприемника равна:

$$h_{МП} = h_{ТМ+ВОДА} + h_{Г} + h_{ВОЗД.П}, \quad (151)$$

где $h_{Г}$ – толщина гравийной подушки, м;

$h_{ВОЗД.П}$ – воздушная прослойка, м.

$$h_{МП} = 1.091 + 0,05 + 0,25 = 1.391 \text{ м.}$$

Наглядное конструктивное исполнение маслоприемника без маслоотвода показано на рисунке 13.

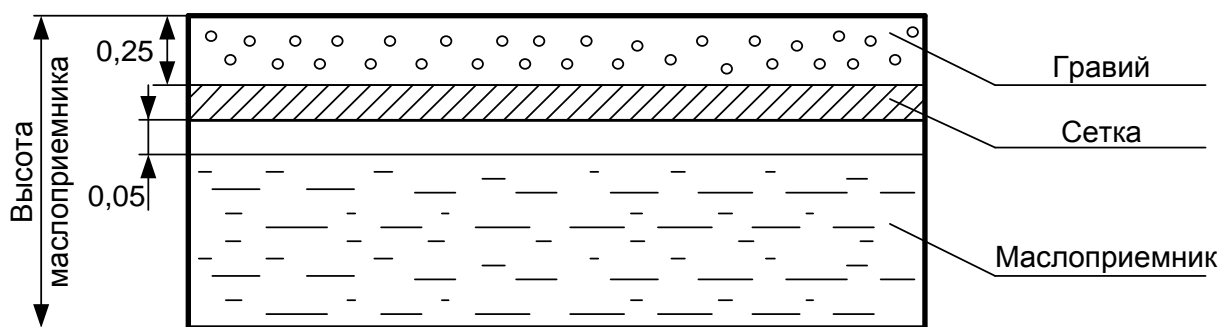


Рисунок 13 – Конструкция маслоприемника

12.2.3 Отвод земель под электрические сети

В соответствии с Земельным кодексом Российской Федерации необходимо определить размеры земельных участков для размещения воздушных линий электропередачи и опор линий связи, обслуживающих электрические сети.

Необходимо поставить 2 анкерные опоры и 14 промежуточных опор.

Размеры земельных участков для установки опор воздушных линий электропередачи (опор линий связи, обслуживающих электрические сети) определяются исходя из необходимости закрепления опор в земле, размеров и типов опор, несущей способности грунтов и необходимости инженерного обустройства площадки опоры с целью обеспечения ее устойчивости и безопасной эксплуатации.

Класс воздушной линии (ВЛ) – 35 кВ.

Промежуточные опоры: шифр опоры – П 35-1;

количество опор – 14.

Анкерные угловые опоры: шифр опоры – У35-3+5;

количество опор – 2.

Подстанция (ТП): схема электрических соединений – 2 блок линия - трансформатор с секционным выключателем и низким напряжением 10 кВ. Трансформатор двух обмоточный, напряжением 35 кВ.

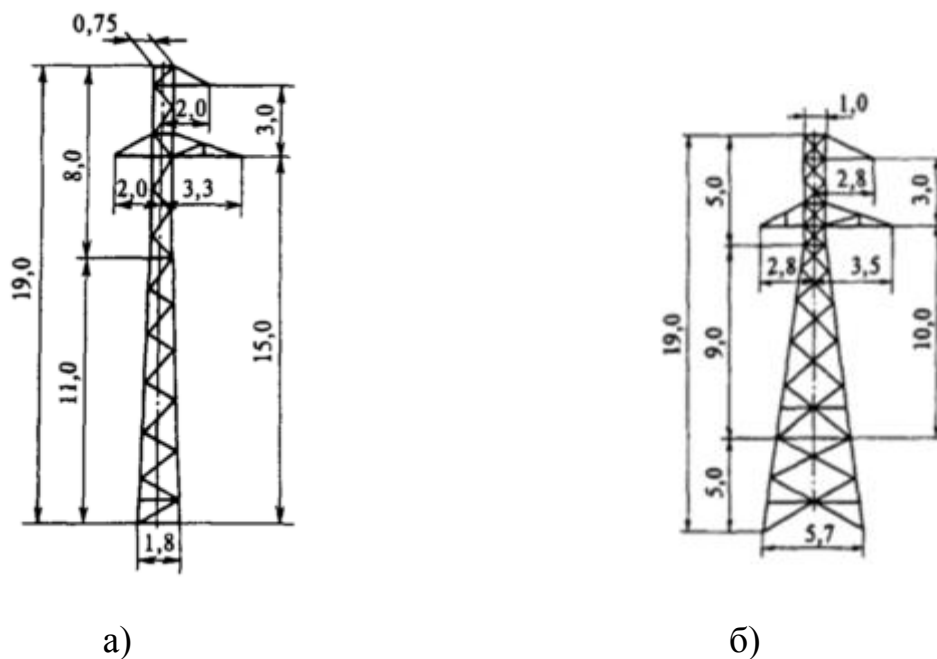


Рисунок 14 – а) стальная промежуточная одноцепная опора ВЛ 35 кВ;
 б) стальная анкерная угловая одноцепная опора ВЛ 35 кВ .

12.3 Чрезвычайные ситуации

В рассматриваемом проекте осуществляется реконструкция электроснабжения села Рогозовка. Наиболее опасной чрезвычайной ситуацией, случившейся в системе электроснабжения села, может быть пожар на ТП.

При тушении пожаров в электроустановках, которые могут оказаться под напряжением, следует руководствоваться "Инструкцией по тушению пожаров в электроустановках электростанций и подстанций".

1) Первый, заметивший возгорание, обязан немедленно сообщить об этом в пожарную охрану и старшему по смене энергообъекта, после чего он должен приступить к тушению пожара имеющимися средствами.

2) Старший по смене лично или с помощью дежурного персонала обязан определить место пожара, возможные пути его распространения, угрозу действующему электрооборудованию и участки электрической схемы, оказавшиеся в зоне пожара.

3) После определения очага пожара старший по смене лично или с помощью дежурного персонала обязан проверить включение автоматической (стационарной) системы пожаротушения, создать безопасные условия персоналу и пожарным подразделениям для ликвидации пожара (отключение оборудования, снятие напряжения, слив масла), приступить к тушению пожара силами и средствами подстанции и выделить для встречи пожарных подразделений лицо, хорошо знающее расположение подъездных путей и водоисточников.

4) До прибытия первого пожарного подразделения руководителем тушения пожара является старший по смене энергопредприятия, руководитель объекта. Старший командир пожарного подразделения по прибытии на пожар принимает на себя руководство тушением пожара.

5) Отключать присоединения, на которых горит оборудование, может дежурный персонал без предварительного получения разрешения вышестоящего лица, осуществляющего оперативное руководство, но с последующим уведомлением его о произведенном отключении.

6) Пожарные подразделения могут приступить к тушению пожара после инструктажа, проведенного старшим из технического персонала, и получения от него письменного разрешения на тушение пожара.

7) Работа пожарных подразделений при тушении пожара производится с учетом указаний старшего лица технического персонала по соблюдению правил техники безопасности и возможности загорания рядом стоящего оборудования (необходимо согласование действий по расстановке сил и средств пожаротушения).

8) Недопустимо проникновение личного состава пожарных подразделений за ограждения токоведущих частей, находящихся под напряжением. Также во время пожара необходимо усилить охрану территории и не допускать к месту пожара посторонних лиц.

Пожарный инвентарь, первичные средства пожаротушения и щиты для их хранения должны находиться на видных местах, иметь свободный доступ и окрашиваются масляной краской красного цвета.

Трансформаторы и другие электроустановки, расположенные рядом с источником возгорания, следует защищать от действия высокой температуры (лучше всего распыленной водой). Во избежание увеличения площади пожара горячее масло не следует тушить компактными водяными струями. Методы тушения другой маслonaполненной аппаратуры не отличаются от методов тушения трансформаторов – отключение аппарата со всех сторон и тушение всеми имеющимися подручными средствами.

При тушении щитов управления, релейных панелей, являющихся наиболее ответственной частью электроустановки, следует сохранить аппаратуру, установленную на них.

При загорании кабелей, проводок и аппаратуры на панелях в первую очередь следует снять с них напряжение, приступить к тушению, не допуская перехода огня на соседние панели. При этом необходимо применять углекислотные (ОУ-5, ОУ-8) или углекислотные-бромэтиловые (ОУБ-3, ОУБ-7) огнетушители, а также распыленную воду.

В случае необходимости тушения пожара без снятия напряжения прикасаться к кабелям, проводам и аппаратуре запрещается.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В соответствии с заданием на ВКР была выполнена реконструкция системы электроснабжения села Рогозовка, получающего питание от ПС «Рогозовка» 35/10.

В данном проекте был выполнен расчёт нагрузок коммунально - бытовых потребителей, осветительных нагрузок, для приема, преобразования и распределения электроэнергии предусмотрены комплектные закрытые трансформаторные подстанции напряжением 10/0,4кВ в металлических контейнерах типа КТПН-59 полной заводской готовности, проводится расчёт элементов системы электроснабжения. А именно, выбирается и проверяется коммутационно-защитная аппаратура, сечения и марки проводов линий электропередач. Т.е. связь с энергосистемой будет осуществляться по ВЛ 10 кВ, а распределительные сети внутри села выполняются напряжением 10 кВ и 0,4 кВ. Сети внутри села 0,4 и 10 кВ выполняем самонесущими изолированными проводами. Основное преимущество таких сетей - высокая надежность и большой срок службы.

Использовано новое, более совершенное электрооборудование на подстанции «Рогозовка», которое по своим характеристикам значительно превосходит ранее созданные аппараты, значительно повышает надежность и качество электроустановок, обеспечивает удобство эксплуатации, длительный межремонтный период – 15-20 лет и т.д. Для защиты изоляции электрооборудования от атмосферных и коммутационных перенапряжений установлены нелинейные ограничители перенапряжения типа ОПНп-35/600/40,5-10-ШУХЛ1. Для питания электрических измерительных приборов, цепей защиты и сигнализации установлены антирезонансные трансформаторы напряжения НАМИ.-10-У2. Устойчивы к феррорезонансу и воздействию перемещающейся дуги в случае замыкания одной из фаз сети на землю.

Оперативное обслуживание ПС осуществляется с дежурством на ПС. Ремонт ПС осуществляется выездными специализированными ремонтными бригадами. Для передачи сигналов телемеханики на диспетчерский пункт организуется канал диспетчерской связи.

Для предотвращения ошибочных действий при оперативных переключениях на ПС предусматривается электромагнитная блокировка.

Установка заземляющих реакторов на напряжении 10 кВ не требуется.

Заземляющее устройство ПС рассчитано по сопротивлению растеканию тока и обеспечивает в любое время года сопротивление не превышающее 0,5 Ом. Контур выполняется стальной сеткой из круглой стали Д 10 .

В данной выпускной квалификационной работе также рассмотрены разделы экономики и безопасности жизнедеятельности, где рассматриваются задачи организации труда, стоимость электрооборудования и электромонтажных работ, вопросы охраны труда работников, безопасных методов производства электромонтажных работ. Все элементы системы электроснабжения села и электрической сети должны соответствовать требованиям электробезопасности.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Инструкция по проектированию городских электрических сетей. РД-34-20.185-94(с изменениями 1999г.).
2. Электротехнический справочник: В 4 т. Т.3. Производство, передача и распределение электрической энергии / Под общ. ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. (гл. ред. А.И. Попов). – 8-е изд., испр. и доп. – М.: Издательство МЭИ, 2002. – 964 с.
3. Макаров Е. Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110-150 кВ. Т.2. – М.: 2003.- 398с.
4. Блок В.М. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностей ВУЗов: учеб. пособие / В.М. Блок, Г.К. Обушев и др.; под ред. В.М. Блок. – 2-е изд. – М.: «Высшая школа», 1990. – 383 с.
5. РД 153- 34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования / Российское акционерное общество энергетики и электрификации «ЕЭС России». – М.: Издательство «ЭНАС», 2001. – 154 с.
6. Рожкова Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций / Л.Д. Рожков, В.С. Козулин. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.
7. Киреев Э. А. Электроснабжение промышленных предприятий / Э.А. Киреев, В.В. Орлов, Л.Е. Старкова. – М.: НТФ «Энергетик », 2003.
8. Мясоедов Ю.В. Электрическая часть станций и подстанций / Ю.В. Мясоедов, Н.В. Савина, А.Г. Ротачева. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2007.- 192 с.
9. Правила устройства электроустановок. – СПб.: Издательство ДЕАН, 2001.- 928 с.
10. Неклепаев Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций/ Б.Н. Неклепаев И.П. Крючков. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
11. Идельчик В.И. Электрические системы и сети / В.И. Идельчик. –

М.: Энергоатомиздат, 1989. – 592 с.

12. Козловский Н.Н. Номенклатурный каталог, завод электротехнического оборудования, 2006 – 205 с.

13. Иманов Г.М., Халилов Ф.Х., Таджибаев А. И. «Методика выбора нелинейных ограничителей, необходимых для защиты изоляции сетей низкого, среднего, высокого и сверхвысокого напряжения трехфазного переменного тока», издательство Санкт-Петербург, 2003 г. – 31с.

14. Руководство по защите электрических сетей 6 – 1150 кВ от грозовых и внутренних перенапряжений. РД 153-34.3-35.125-99 / под науч. ред. Н.Н. Тиходеева. – 2-е изд. – С.-Пб.: Издательство ПЭИПК Минтопэнерго РФ, 1999. – 353 с.

15. Китушин В.Г. Надежность энергетических систем. Часть 1. Теоретические основы.: учеб. пособие / В.Г. Китушин. – Н.: Издательство НГТУ, 2003. – 256с.

16. Трубицын В.И. Надежность электростанций / В.И. Трубицын. – М.: Энергоатомиздат, 1997.

17. Карякин Р.Н., Солнцев В.И. Заземляющие устройства промышленных электроустановок / Р.Н. Карякин, В.И. Солнцев. – М.: Энергоатомиздат, 1989. - 263с.

18. Устройство микропроцессорной защиты присоединений напряжением 6-35 кВ «Сириус - Л», изд-во Москва 2005, 210 с.

19. Микропроцессорное устройство основной защиты двухобмоточного трансформатора «Сириус – 2 Т», Москва 25.07.05. ЗАО «Радиус Автоматика».

20. Логинова С.Е. Пособие по проектированию воздушной линии электроснабжение напряжением 0,380-20 кВ с самонесущими изолированными и защищенными проводами / С.Е. Логинова, А.В. Логинов, Д.Г. Шаманов. - изд-во Санкт- Петербург 2007. – 368 с.

21. Судаков Г.В. Оценка экономической эффективности проектов по строительству, реконструкции и модернизации систем электроснабжения

объектов. Учебное пособие / Г.В. Судаков, Т.А. Галушко. – Благовещенск: изд-во АмГУ, 2006 г.

22. Файбисович Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д. Л. Файбисовича. – 3-е изд., перераб. и доп. – М. : ЭНАС, 2009. – 392 с.

23. Нормативы численности промышленно-производственного персонала предприятий магистральных электрических сетей / Открытое акционерное общество «Федеральная сетевая компания единой энергетической системы». М.: 2003 г.

24. Постановление Департамента по тарифам Амурской области № 6/1 от 25.02.2009 г. «О единых (котловых) тарифах на услуги по передаче электрической энергии на территории Амурской области на 2010 год».

25. ГОСТ 12.0.003-74* ССБТ «Опасные и вредные производственные факторы».

26. ГОСТ 12.1.019-79* ССБТ «Электробезопасность» 254 с.

27. СНиП 23-05-95 «Естественное и искусственное освещение» 198 с.

28. Руководящий документ «Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок». ПОТР М – 016-2001, РД-153-34.0-03.150–00. – М.: «Издательство НЦ ЭНАС», -2001.

29. Правила определения размеров земельных участков для размещения ВЛ электропередачи и опор линии связи обслуживающих электрические сети П. Р.Ф. от 11.08.03г. № 486.

30. Нормы отвода земель для электросетей с напряжением 0,38-750 кВ №14278.

31. Пожарная безопасность электроустановок. – Справочник/ Под ред. В.И. Кузнецова – М.: Спецтехника, 2000. – 259с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Таблица А 1 – Экспликация жилого района

№	№ линии	Объект	Руд, кВт/кв	n	Tg φ	Рзд max, кВт	Qpm ax, квар	S, кВА
1	2	3	4	5	6	7	8	9
КТПк 15-03	1	Жилые дома	3,5	19	0,29	66,5	19,285	62,3158936
	2	Жилые дома	3,5	18	0,29	63	18,27	59,0361097
		Итого				129,5	37,555	121,3520
КТПк 15-04	1	Жилые дома	3,5	19	0,29	66,5	19,285	62,3158936
	2	ФАП (18чел\день)	1,5	18	0,4	27	10,8	26,171901
		Гараж на 2 автомобиля (60 кв. метров)	0,06	60	1	3,6	3,6	4,582052
		итого				97,1	33,685	93,0698
КТПк 15-15	2	Жилые дома	3,5	5	0,4	17,5	7	16,9632691
	1	Муниципальная школа на 120 мест	0,25	120	0,33	30	9,9	28,4321666
	2	Гараж на 5 автомобилей (140 кв. метров)	0,06	140	1	8,4	8,4	10,6914545
		Контора (офис)	0,05	60	0,57	3	1,71	3,10781611
	3	Жилые дома	3,5	9	0,4	31,5	12,6	30,5338845
		Итого				90,4	39,61	89,7285909
КТПк 15-16	2	Столовая 20 мест	0,81	20	0,33	16,2	5,346	15,35337
		Склад (2шт по 180кв.м.)	0,06	360	1	21,6	21,6	27,4923117
		Весовая (100 кв. м)	0,07	100	1	7	7	8,90954544
	1	Склад (3шт по 180кв.м.)	0,06	480	1	28,8	28,8	36,6564155
	3	Сушилка (ЭД на 145кВт)	145	1	0,5	145	72,5	145,903436

Продолжение таблицы А1

		Итого				218,6	135,246	234,315078
КТПк 15-17	1	Жилой дом	3,5	13	0,4	45,5	18,2	44,1044998
	2	Жилой дом	3,5	11	0,4	38,5	15,4	37,3191921
	2	Продовольственный магазин (50 кв.м)	0,24	50	0,75	12	9	13,5
		Итого				96	42,6	94,9236919
КТПк 15-20	1	Жилые дома	3,5	8	0,4	28	11,2	27,1412306
		Насос	11,5	1	0,5	11,5	5,75	11,5716518
	2	Жилые дома	3,5	14	0,4	49	19,6	47,4971536
	3	Жилые дома	3,5	16	0,4	56	22,4	54,2824613
		Итого				144,5	58,95	140,492497
КТПк 15-22	2	Шиномонтаж (50 кв.м)	0,08	50	0,75	4	3	4,5
	2	Хозяйственный магазин (40 кв.м)	0,14	40	0,75	5,6	4,2	6,3
	2	Жилые дома	3,5	7	0,4	24,5	9,8	23,7485768
	3	Баня	8	1	0,75	8	6	9
	1	Жилые дома	3,5	22	0,4	77	30,8	74,6383842
	3	Жилые дома	3,5	10	0,4	35	14	33,9265383
		Итого				154,1	67,8	152,113499
КТПк 15-26	1	Дом культуры	0,46	260	0,43	119,6	51,428	117,16949
	2	Котельная	30,55	1	0,56	30,55	17,108	31,5126767
		Итого				150,15	68,536	148,682166

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Результаты расчета распределительных сетей 0,4 – 10 кВ

Таблица Б 1 – Результаты расчета сечения линий 0.4 кВ

№ ТП	№ линии	Расчётный ток, А	Сечение СИП, мм ²	Длит. доп. ток СИП, А	Длина линии, км
1	2	3	4	5	6
15-03	1	94,6792	3x95+1x70	340	0,65
	2	59,6961	3x95+1x70	340	0,75
15-04	1	94,6792	3x95+1x70	340	0,7
	2	46,7258	3x70+1x70	240	0,65
15-15	1	120,9549	3x70+1x70	240	0,3
	2	46,7388	3x70+1x70	240	0,7
	3	46,3914	3x50+1x50	195	0,5
15-16	1	55,6937	3x70+1x70	240	0,5
	2	78,6339	3x70+1x70	240	0,35
	3	221,6773	3x70+1x70	240	0,15
15-17	1	67,0099	3x95+1x70	340	0,7
	2	77,2118	3x95+1x70	340	0,67
15-20	1	58,8181	3x95+1x70	340	0,85
	2	72,1645	3x95+1x70	340	0,7
	3	82,4737	3x95+1x70	340	0,6
15-22	1	113,4013	3x95+1x70	340	0,6
	2	52,4911	3x95+1x70	340	0,55
	3	65,2201	3x95+1x70	340	0,65
15-26	1	178,0206	3x95+1x70	340	0,35
	2	47,8786	3x50+1x50	195	0,2

Таблица Б 2 – Результаты расчета потерь мощности, энергии и напряжения в сети 0.4 кВ

Участок сети	x , Ом/км	r , Ом/км	L , км	ΔP , кВт	ΔW , кВт·ч	ΔU , %
1	2	3	4	5	6	7
ТП15-03 - 1	94,679	0,312	0,65	5,454	15739,57	8,546
ТП15-03 - 2	89,696	0,312	0,75	5,648	16299,7	9,341
ТП15-04 - 1	94,679	0,312	0,7	5,873	16950,31	9,203
ТП15-04 - 2	46,726	0,568	0,65	2,418	6979,05	7,524
ТП15-15 - 1	120,955	0,568	0,3	7,479	21584,14	8,989
ТП15-15 - 2	46,739	0,568	0,7	2,606	7520,086	8,105
ТП15-15 - 3	46,391	0,822	0,5	2,654	7658,20	8,248
ТП15-16 - 1	55,694	0,568	0,5	2,643	7626,98	6,899
ТП15-16 - 2	78,634	0,568	0,35	3,688	10642,77	6,818
ТП15-16 - 3	221,677	0,568	0,15	12,560	36249,20	8,238
ТП15-17 - 1	67,01	0,312	0,7	2,942	8490,82	6,513
ТП15-17 - 2	77,212	0,312	0,67	3,739	10789,88	7,183
ТП15-20 - 1	58,818	0,312	0,85	2,752	7943,49	6,942
ТП15-20 - 2	72,164	0,312	0,7	3,412	9847,17	7,014
ТП15-20 - 3	82,474	0,312	0,6	3,820	11024,47	6,871
ТП15-22 - 1	113,401	0,312	0,6	7,222	20842,85	9,448
ТП15-22 - 2	52,491	0,312	0,55	1,418	4093,59	4,009
ТП15-22 - 3	65,22	0,312	0,65	2,588	7468,74	5,887
ТП15-26 - 1	178,021	0,312	0,35	10,382	29962,82	8,652
ТП15-26 - 2	47,879	0,822	0,2	0,429	1238,49	1,333

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Выбранные и принятые к установке выключатели на 0.4 кВ

Таблица В 1- Выбранные и принятые к установке выключатели на 0.4 кВ

Номер ТП	Номер линии	Ток линии, А	$I_{ном\ выкл}, А$	$I_{расч}, А$	Марка выключателя
1	2	3	4	5	6
15-03	ТП15-03	175,157	250	200	ВА53-37
	ТП15-03-1	89,945	100	100	ВА51-31
	ТП15-03-2	85,211	100	100	ВА51-31
15-04	ТП15-04	134,335	160	160	ВА53-37
	ТП15-04-1	89,945	100	100	ВА51-31
	ТП15-04-2	44,390	100	50	ВА51-31
15-15	ТП15-15	203,381	250	250	ВА53-37
	ТП15-15-1	114,907	160	160	ВА53-37
	ТП15-15-2	44,402	100	50	ВА51-31
	ТП15-15-3	44,072	100	50	ВА51-31
15-16	ТП15-16	338,205	400	400	ВА53-37
	ТП15-16-1	52,909	100	63	ВА51-31
	ТП15-16-2	74,702	100	80	ВА51-31
	ТП15-16-3	210,593	250	250	ВА53-37
15-17	ТП15-17	137,011	160	160	ВА53-37
	ТП15-17-1	63,659	100	80	ВА51-31
	ТП15-17-2	73,351	100	80	ВА51-31
15-20	ТП15-20	202,783	250	250	ВА53-37
	ТП15-20-1	55,877	100	63	ВА51-31
	ТП15-20-2	68,556	100	80	ВА51-31
	ТП15-20-3	78,350	100	80	ВА51-31
15-22	ТП15-22	219,557	250	250	ВА53-37
	ТП15-22-1	107,731	160	160	ВА53-37
	ТП15-22-2	49,867	100	50	ВА51-31
	ТП15-22-3	61,959	100	63	ВА51-31
15-26	ТП15-26	214,604	250	250	ВА53-37
	ТП15-26-1	169,120	250	200	ВА53-37
	ТП15-26-2	45,485	100	50	ВА51-31