

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования

**АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)**

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой


Н.В.Савина
«18» 06 2019г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция системы электроснабжения села Тамбовка в связи с подключением новых потребителей ПАО «Газпром»

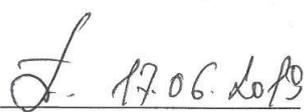
Исполнитель
студент группы 542-узб


17.06.2019 А.А. Гребенников
подпись, дата

Руководитель
доцент


17.06.2019 А.Г. Ротачёва
подпись, дата

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


17.06.2019 А.Б. Булгаков
подпись, дата

Нормоконтроль
профессор,
канд. техн. наук


17.06.2019 Ю.В. Мясоедов
подпись, дата

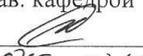
Благовещенск 2019

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой

 Н.В. Савина
« 05 » 04 2019 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Требеникова
Артёма Алексеевича

1. Тема выпускной квалификационной работы:

Реконструкция системы электрообеспечения
села Тамбовка в связи с подключением новых
потребителей ЗАО «Газпром»
(утверждено приказом от 01.04.19 № 858 чз)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 14.06.2019г

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Энергетические
схемы, нагрузки

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

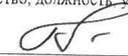
Выбор оптимальной схемы системы электро-
снабжения села Тамбовка, выбор оборудования.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) Микропроцессорная
защита силового трансформатора ТС «Тамбовка», План размещения
оборудования на ТС «Тамбовка»

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) Буксанов А.Б. 1-б-доказательство и эксплуатационные
документы канд. техн. наук

7. Дата выдачи задания 05.04.2019г

Руководитель выпускной квалификационной работы: Ротачева Л.Г. доцент
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): 05.04.2019г

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа содержит 97 с., 11 рисунков, 38 таблиц, 83 формулы, 21 источник, 3 приложения.

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ, ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ НАГРУЗКА, САМОНЕСУЩИЙ ИЗОЛИРОВАННЫЙ ПРОВОД, КОМПЛЕКТНАЯ ТРАНСФОРМАТОРНАЯ ПОДСТАНЦИЯ, ТОК КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ВАКУУМНЫЙ ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ТРАНСФОРМАТОР ТОКА, ИЗОЛЯТОР, ОГРАНИЧИТЕЛЬ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ, МНОГОФУНКЦИОНАЛЬНЫЙ ПРИБОР УЧЕТА.

В данной бакалаврской работе предлагается вариант реконструкции системы электроснабжения поселка городского типа с центром питания ПС «Тамбовка» в Амурской области так же рассмотрен вопрос подключения к системе внешнего электроснабжения нового потребителя – спорткомплекса «Газпром». В качестве технического решения обеспечивающего повышение надежности электроснабжения в связи с увеличением нагрузок, предусматривается замена устаревшего оборудования на современное. В процессе выполнения работы проведен расчет электрических нагрузок на стороне низкого напряжения комплектных трансформаторных подстанций РЭС с центром питания ПС «Тамбовка», рассчитаны сечения воздушных линий электропередачи, в качестве провода принят СИП-3, определены мощности трансформаторов КТП. Рассчитаны токи короткого замыкания на основании расчетов, произведен выбор и проверка необходимого электротехнического оборудования на ПС «Тамбовка». Рассчитаны зоны молниезащиты и выполнен расчет защитного заземления ПС «Тамбовка». Выполнен расчет защиты силовых трансформаторов. Рассмотрены основные вопросы безопасности при эксплуатации высоковольтного и маслонаполненного оборудования.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	7
1 Климатическая характеристика района размещения объектов	9
2 Характеристика потребителей электроэнергии 0,4 кВ	10
3 Характеристика существующей схемы электроснабжения 10 кВ	13
4 Характеристика источника питания рассматриваемого района электрических сетей	15
5 Определение расчётных нагрузок на шинах 0,4 кВ КТП	17
6 Проверка коэффициентов загрузки трансформаторов КТП	26
7 Выбор числа мощности трансформаторов КТП	29
8 Определение расчётных нагрузок на шинах 10 кВ ПС «Тамбовка»	33
9 Выбор компенсирующих устройств ПС «Тамбовка»	39
10 Проверка по коэффициенту загрузки трансформаторов ПС «Тамбовка»	41
11 Расчет токов короткого замыкания	43
12 Выбор оборудования РУ ПС «Тамбовка»	50
12.1 Выбор выключателей 110 кВ	51
12.2 Выбор выключателей 35 кВ	52
12.3 Выбор выключателей 10 кВ	53
12.4 Выбор разъединителей	53
12.5 Выбор трансформаторов тока	54
12.6 Выбор трансформаторов напряжения	58
12.7 Выбор гибкой ошиновки	61
12.8 Выбор жесткой ошиновки	64
12.9 Выбор изоляторов	64
12.10 Выбор высокочастотного заградителя связи	65
12.11 Выбор ОПН	65
13 Выбор сечений ВЛ 10 кВ	68
14 Проверка сечений ВЛ по термической стойкости и потере	

напряжения	70
14.1 Проверка линий 10 кВ на воздействие токов кз	73
14.2 Проверка линий 10 кВ по допустимой потере напряжения	74
15 Выбор оборудования КТП	75
15.1 Выбор выключателей нагрузки 10 кВ	75
15.2 Выбор предохранителей 10 кВ	76
16 Защита трансформатора	78
16.1 Дифференциальная защита	78
16.2 Защита от перегрузки	81
16.3 Максимальная токовая отсечка	81
16.4 Газовая защита	82
17 Защита понижающих трансформаторов 10/0,4 кВ	83
18 Автоматический ввод резерва	84
19 Безопасность и экологичность	85
19.1 Безопасность работы	85
19.2 Экологичность работы	88
19.3 Чрезвычайные ситуации	91
Заключение	95
Библиографический список	96
Приложение А расчет нагрузок 0,4 кВ	98
Приложение Б Расчет коэффициентов загрузки КТП	101
Приложение В Определение расчетных нагрузок 10 кВ КТП	102

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность данной бакалаврской работы заключается в том, что в настоящее время состояние электрических сетей напряжением 10 кВ с центром питания ПС «Тамбовка» Амурской области находится в неудовлетворительном состоянии, и требуется скорейшая его замена. Периодический выход из строя воздушных линий, трансформаторных подстанций, коммутационных аппаратов, связанный с увеличением нагрузок на оборудование приводит к снижению количества отпускаемой электроэнергии а следовательно к убыткам. Оборудование самой ПС «Тамбовка» так же нуждается в скорейшей замене, на более современное и надежное. Замена оборудования позволит значительно снизить величину затрат на ремонт и эксплуатацию, повысить надежность электроснабжения потребителей ПС. Так же в работе будет рассмотрен вопрос подключения нового потребителя расположенного в центре села – спортивного комплекса.

Практическая значимость данной работы заключается в необходимости реконструкции с целью снижения финансовых потерь сетевого предприятия от частого выхода из строя оборудования и связанных с этим недоотпусков электроэнергии, Определение наиболее оптимального варианта подключения нового потребителя – спортивного комплекса

В качестве методов, которые применялись при выполнении данной работы являются следующие: при определении расчетных нагрузок на стороне низкого напряжения КТП применялся метод удельных электрических нагрузок с использованием коэффициента совмещения максимумов нагрузки. Расчет токов короткого замыкания проводился по методу относительных единиц приближенным методом (использовался ряд средних напряжений)

Целью данной работы является разработка наиболее оптимального с экономической точки зрения, варианта развития электрических сетей напря-

жением 10 кВ с центром питания ПС 110/35/10 «Тамбовка», с учетом требований к качеству и надежности электроснабжения.

Для достижения поставленной цели в данной работе предусматривается решение следующих задач:

А) разработка варианта развития сети напряжением 10 кВ,

Б) определение электрических нагрузок на стороне низкого напряжения КТП, прогнозирование, в соответствии с расчетными данными выбор типа, количества и мощности силовых трансформаторов на КТП; расчет сечений и выбор типа проводников в распределительной сети напряжением 10 кВ.

В) расчет нагрузок на шинах низкого напряжения ПС «Тамбовка», компенсация реактивной мощности и проверка силовых трансформаторов 35/10 кВ.

Г) Проверка и при необходимости выбор основного электротехнического оборудования на ПС «Тамбовка» в связи с модернизацией, с последующей его проверкой по условиям стойкости к токам короткого замыкания.

К дополнительным задачам следует отнести расчет молниезащиты ПС «Тамбовка», расчет сети защитного заземления для защиты обслуживающего персонала от поражения электрическим током. Расчет уставок защит устанавливаемых на силовых трансформаторах 110/35/10 кВ ПС «Тамбовка». Расчет параметров надежности электроснабжения ПС «Тамбовка» как источника питания.

При выполнении работы использовались следующие программные продукты: Microsoft: Word, Excel, Visio. Matsoft: Mathcad

Ожидаемые результаты от выполнения работы: получение расчетных данных о нагрузках в рассматриваемом участке РЭС, определение номинальных мощностей трансформаторов как 10/0,4 кВ так и на ПС «Тамбовка». Получение данных о действительных значениях токов короткого замыкания на ПС «Тамбовка» и в сети 10 кВ. Получение расчетных данных о величине необходимых для реконструкции финансовых вложений

1 КЛИМАТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА РАЗМЕЩЕНИЯ ОБЪЕКТОВ

Климатическая характеристика района реконструкции необходима для правильного выбора электротехнического оборудования и его характеристик, например для проектирования воздушной линии электропередач необходимо знать данные по нормативной стенке гололеда в данном районе, при выборе коммутационных и измерительных аппаратов необходимо знать климатические данные: низшую и высшую температуру воздуха также данные по высоте над уровнем моря, относительной влажности, глубине промерзания грунтов и т.д.

Поэтому в данном разделе в таблице 1 приводятся основные данные по климатическим условиям местности в которой расположены объекты реконструкции в частности район электрических сетей с центром питания ПС «Тамбовка»

Таблица 1 – Климатические условия района

Параметр	Значение
район по гололеду (ПУЭ)	3
нормативная стенка гололеда, мм	10
Район по ветру (ПУЭ)	3
низшая температура воздуха, °С	- 45,4
среднегодовая температура воздуха, °С	+1,6
высшая температура воздуха, °С	+ 39,4
число грозových часов в год	45
высота снежного покрова, макс, см	25
степень загрязнения атмосферы	1
температура при гололеде, °С	- 10
глубина промерзания грунтов, м	3
Влажность относительная, %	80
высота над уровнем моря,	314

Указанные данные используем в дальнейших расчетах при выборе оборудования.

2 ХАРАКТЕРИСТИКА ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ 0,4 кВ

В зависимости от эксплуатационно-технических признаков все электроприемники делятся [6]:

- 1) по режимам работы;
- 2) по мощности и напряжению;
- 3) по роду тока;
- 4) по степени надежности.

По режимам работы различают электроприемники:

1) с продолжительно неизменной или малоизменяющейся нагрузкой. Характеризуются тем, что длительно работают без превышения длительно допустимой температуры токоведущих частей.

2) с кратковременной нагрузкой. При работе таких электроприемников температура токоведущих частей ниже длительно допустимой температуры, а за время останова токоведущие части остывают до температуры окружающей среды.

3) с повторно-кратковременной нагрузкой. Длительность цикла “включение–отключение” таких потребителей не превышает 10 минут. При работе электроприемников температура токоведущих частей ниже длительно допустимой температуры, а за время останова токоведущие части не остывают до температуры окружающей среды

4) нагревательные аппараты, работающие в продолжительном режиме с практически постоянной нагрузкой

5) электрическое освещение, эти электроприемники характеризуются резким изменением нагрузки.

По мощности и напряжению различают электроприемники:

- 1) большой мощности (80 – 100 кВт и больше)
- 2) малой и средней мощности (менее 80 кВт) напряжением 380 – 660 В:

По роду тока различают электроприемники:

- 1) переменного тока промышленной частоты (50 Гц).
- 2) переменного тока повышенной или пониженной частоты
- 3) постоянного тока:

Степень надежности электроприемников устанавливается в зависимости от последствий, которые имеют место при внезапном перерыве в электроснабжении. Различают электроприемники:

Первой категории. Перерыв в электроснабжении таких потребителей связан с возникновением опасности для жизни людей, значительным ущербом экономики, повреждением оборудования, массовым браком [6].

Питание потребителей первой категории надежности должно осуществляться от двух независимых источников питания. Независимыми считаются источники потеря напряжения на одном из которых по любой причине не приводит к потере напряжения на другом. Две системы шин считаются независимыми источниками. Среди потребителей первой категории надежности определяют особую группу электроприемников. К ней относят электроприемники, для которых бесперебойное электроснабжение необходимо для безопасного останова производства, связанного с возможностью возникновения пожаров, взрывов, гибелью людей.

Для них необходимо предусмотреть три независимых источника питания. Перерыв в электроснабжении потребителей первой категории надежности допускается на время автоматического переключения на резервное питание.

Второй категории. Перерыв в электроснабжении таких потребителей связан с массовым недоотпуском продукции, простоем рабочих мест, механизмов, промышленного транспорта и т.д. Рекомендуется питание от двух независимых источников питания. Допускается питание от одного источника питания и от одного трансформатора при наличии резерва на напряжении питания электроприемников. Допускается перерыв в электроснабжении на

время переключений по вводу резервного питания персоналом ПС. Длительность ремонта не должна превышать одних суток.

Третьей категории. К данной категории относятся все не указанные в первых двух категориях электроприемники.

В основном в районе реконструкции преобладающее значение имеют объекты жилищного назначения, такие как жилые дома как одноэтажные так и многоэтажные, значительную долю потребителей составляют гаражи. В нагрузке так же имеются такие потребители как магазины аптеки, а так же различные организации и частные предприятия. По режимам работы потребители относятся к электроприемникам с мало изменяющейся мощностью нагрузки, по мощности и напряжению к электроприемникам малой и средней мощности напряжением 380 В. По роду тока относятся к электроприемникам переменного тока промышленной частоты, по степени надежности ко второй и третьей группе, первая категория и особая группа первой категории в нагрузке отсутствует.

Следует отметить потребителя третьей категории который будет рассматриваться в данной работе как новый это спорткомплекс «Газпром», данный объект представляет совокупность зданий различного назначения включая открытую футбольную площадку, закрытое помещения для проведения спортивных мероприятий, основная нагрузка данного комплекса я является осветительной, общая освещаемая площадь составляет 2000м²

Согласно рисунка 1 распределительная сеть с центром питания ПС «Тамбовка» является очень развитой. В ней имеются различные трансформаторные подстанции как одно так и двух-трансформаторные различающиеся по конструкции (в железобетонном здании либо мачтовые) так и по принадлежности к различным организациям, в том числе и сторонним.

Схема в основном представлена радиальными линиями вокруг источника питания. От каждого фидера получают питание несколько трансформаторных подстанций, в основном на каждом фидере в качестве секционирующего элемента применяются разъединители, которые позволят разделять сеть на участки в различных режимах работы например при коротком замыкании или во время выполнения ремонтных работ. Общее количество отходящих фидеров 10 кВ составляет 11.

Следует отметить большое количество независимых источников питания (бензиновых или дизельных электростанций) на шинах низкого напряжения КТП рассматриваемого района сети.

В большинстве своем на всех КТП применяются в настоящее время устаревшие маслонаполненные трансформаторы типа ТМ, имеющие устройства регулирования напряжения без возбуждения - ПБВ применяемые в основном при сезонном изменении нагрузки и соответственно изменении напряжения на выводах трансформатора. Номинальная мощность трансформаторов в рассматриваемом районе сети варьируется от 25 кВА (мачтовые ТП) до 1600 кВА (КТП), При дальнейших расчетах после прогнозирования нагрузки планируется заменять данный вид трансформаторов в случае если они не пройдут проверку по коэффициенту загрузки на более современные с литой изоляцией.

Как видно на рисунке в качестве линий электропередачи применяются воздушные линии на железобетонных опорах, при этом используется на некоторых участках как самонесущий изолированный провод типа СИП-3 так и голый провод типа АС, что негативно сказывается на надежности электропитания

4 ХАРАКТЕРИСТИКА ИСТОЧНИКА ПИТАНИЯ РАССМАТРИВАЕМОГО РАЙОНА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

Принципиальная однолинейная схема ПС 110/35/10 кВ «Тамбовка» представлена на рисунке 2.

По способу присоединения схема электрических соединений ПС «Тамбовка» на стороне высокого напряжения относится к транзитной и имеет две секции шин, что положительно влияет на надежность электроснабжения потребителей тк при коротком замыкании на одной секции 110 кВ не происходит полного погашения всей ПС «Тамбовка» и один трансформатор остается в работе, к дополнительным плюсам данной схемы следует отнести возможность поэтапного вывода в ремонт секций 110 кВ без полного погашения ПС «Тамбовка». Питание ПС Тамбовка получает от пяти воздушных линий электропередачи выполненных голым проводом типа АС, исходя из вышесказанного следует отметить высокую надежность электроснабжения потребителей рассматриваемого РЭС

На стороне среднего 35 кВ и низкого 10 кВ напряжения применяется схема с двумя секциями шин соединенных секционным выключателем, эта схема является стандартной для большинства ПС данного района номинальным напряжением 35-220 кВ

На подстанции установлено два трехобмоточных трансформатора различной номинальной мощности типа ТДТН 10000/110/35/10 и ТДТН 25000/110/35/10. Трансформаторы имеют устройство регулирования напряжения под нагрузкой РПН позволяющее регулировать его уровень без отключения трансформатора непосредственно под нагрузкой. Следует отметить тот факт что в нормальном режиме работы при заданном уровне нагрузки в работе остается только один трансформатор большей мощности, при этом второй из них отключен со всех сторон и включается в работу при необходимости например в послеаварийном или ремонтном режиме работы

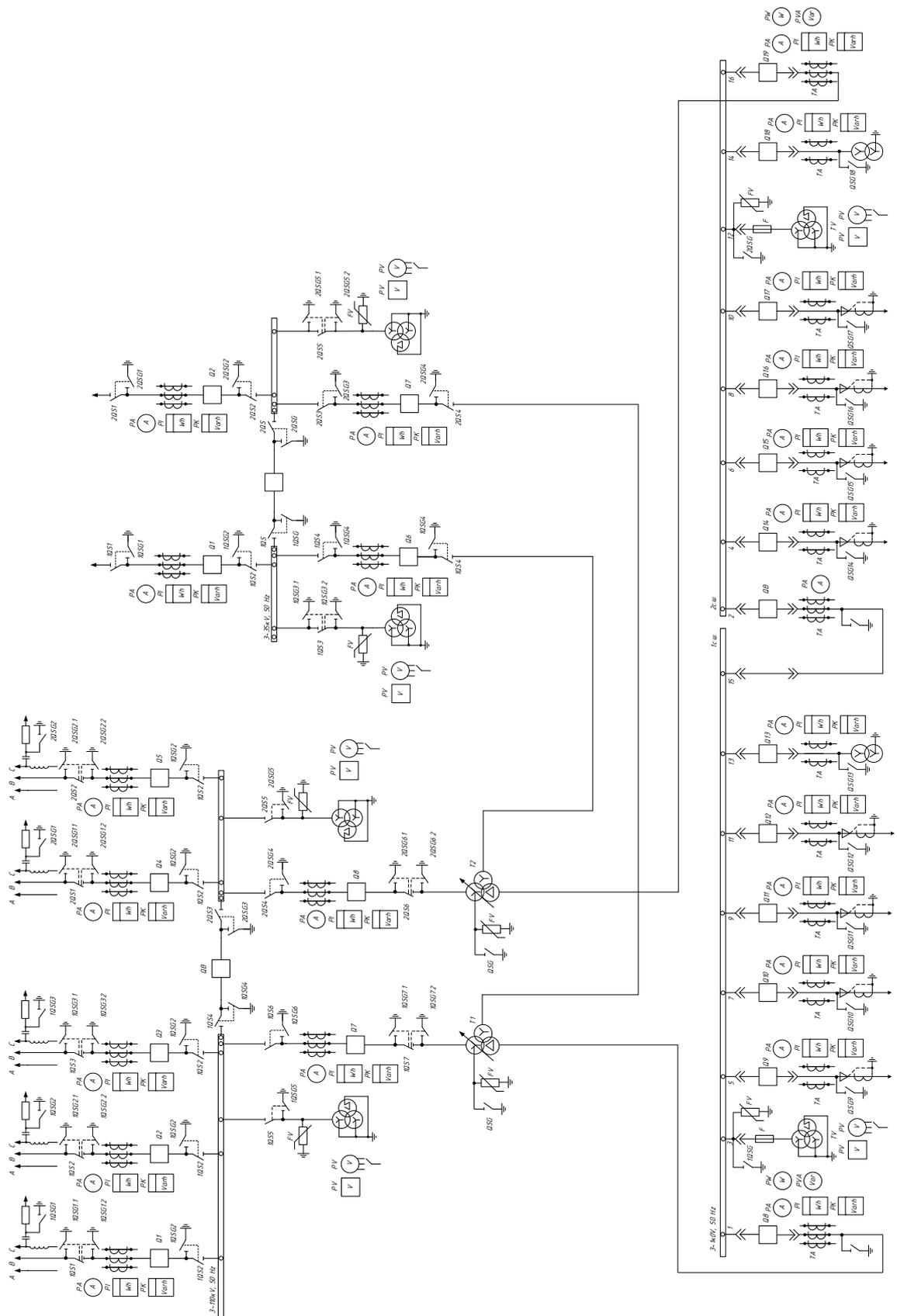


Рисунок 2 - Существующая подробная однолинейная схема ПС «Тамбовка»

5 ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЁТНЫХ НАГРУЗОК НА ШИНАХ 0,4 кВ КТП

В основе расчета электрических нагрузок жилых зданий используется метод удельных электрических нагрузок, нагрузка одного потребителя, в качестве которого выступает семья или квартира и является приведенной, с учетом коэффициента одновременности зависящим от количества потребителей. Назначение расчета заключается в определении расчетных нагрузок на шинах низкого напряжения КТП.

Электропотребление электроприемников определяется освещением и электроприемниками повседневного применения (нагревательные приборы, холодильники и пр.).

Электрические нагрузки рассчитываются для выбора и проверки токоведущих элементов электроустановок.

В данном разделе рассматривается определение расчетных нагрузок на стороне низкого напряжения КТП 10/0,4 кВ в рассматриваемом районе электрических сетей с центром питания ПС «Тамбовка».

На основании данных о потребителях производится расчет каждого отдельного потребителя, для примера рассмотрим определение расчетной мощности на шинах низкого напряжения КТП

При подсчете нагрузок на шинах 0,4 кВ трансформаторной подстанции воспользуемся ориентировочной формулой, которая имеет следующий вид [6]:

$$P_{P0,4ТП} = P_{max} + \sum P_{зdi} \cdot k_{yi} \quad (1)$$

где P_{max} – наибольшая нагрузка здания, кВт;

$P_{зdi}$ – расчетная нагрузка здания, кВт;

k_y – коэффициент участия в максимуме электрических нагрузок.

Определяем расчетную мощность нагрузки отдельно для жилых зданий:

$$P_{РЖД} = P_{кв.уд} \cdot n_{кв} \quad (2)$$

где $P_{кв.уд}$ – удельная расчетная активная мощность приходящаяся на одну квартиру или один дом, коттедж (кВт/кв);

$n_{кв}$ – количество квартир, домов.

В зданиях отсутствует лифтовая нагрузка следовательно общая расчетная мощность определяется суммой расчетных мощностей однотипных зданий:

Определяем расчетную реактивную мощность нагрузки по коэффициенту мощности по следующей формуле [4]:

$$Q_{РЖД} = P_{РЖД} \cdot tg\varphi \quad (3)$$

Определяем расчетную мощность нагрузки отдельно для торговых зданий [6]:

$$P_{Робщ} = P_{общ.уд} \cdot M \quad (4)$$

где $P_{кв.уд}$ – удельная расчетная активная мощность приходящаяся на один квадратный метр;

M – площадь помещения (м²).

$$Q_{Робщ} = P_{Робщ} \cdot tg\varphi \quad (5)$$

Определяем расчетную мощность нагрузки на шинах КТП 10 кВ при смешанном питании через коэффициент совмещения максимумов нагрузки, в данном случае потребитель с наибольшей нагрузкой это жилые здания, с наименьшей это торговые здания, следовательно коэффициент применяется для торговых зданий:

$$P_{Р0,4ТП} = P_{РЖД} + P_{Робщ} \cdot k_y \quad (6)$$

$$Q_{P0,4ТП} = Q_{PЖД} + Q_{Pобщ} \cdot k_y \quad (7)$$

Определяем полную расчетную мощность нагрузки 0,4 кВ [6]:

$$S_{P0,4ТП} = \sqrt{P_{P0,4ТП}^2 + Q_{P0,4ТП}^2} \quad (8)$$

Рассмотрим для примера расчет электрической нагрузки на шинах низкого напряжения КТП 1-84, подробная информация о потребителях для нее представлены в таблице 2:

Таблица 2 – Данные о потребителях электроэнергии КТП № 1-84

Наименование КТП	Потребитель	Количество (шт.)	Площадь (м ²)	$P_{уд}$ (кВт)	tgφ
КТП №1-84	Многоквартирный дом (45 кв)	2	-	2,6	0,2
	Коттедж	5	-	8,6	0,2
	Торговый центр	1	500	0,25	0,75

Определяем расчетную активную мощность нагрузки для жилых зданий по следующей формуле:

$$P_{PЖД} = P_{кв.уд} \cdot n_{кв} + P_{кот.уд} \cdot n_{кот} = 45 \cdot 2 \cdot 2,6 + 8,6 \cdot 5 = 277 \text{ (кВт)} \quad (9)$$

где $P_{кот.уд}$ – удельная расчетная активная мощность приходящаяся на один коттедж (кВт/кот);

$n_{кот}$ – количество коттеджей.

Определяем расчетную реактивную мощность нагрузки для жилых зданий по следующей формуле [6]:

$$Q_{PЖД} = P_{кв.уд} \cdot n_{кв} \cdot tg\varphi + P_{кот.уд} \cdot n_{кот} \cdot tg\varphi = 45 \cdot 2 \cdot 2,6 \cdot 0,2 + 8,6 \cdot 5 \cdot 0,2 = 55,4 \text{ (квар)} \quad (10)$$

Определяем расчетную активную мощность нагрузки для зданий торговли по следующей формуле:

$$P_{Pобщ} = P_{общ.уд} \cdot M = 0,25 \cdot 500 = 125 \text{ (кВт)} \quad (11)$$

Определяем расчетную реактивную мощность нагрузки для зданий торговли по следующей формуле [4]:

$$Q_{P_{общ}} = P_{P_{общ}} \cdot \operatorname{tg} \varphi = 125 \cdot 0,75 = 93,75 \text{ (квар)} \quad (12)$$

Определяем суммарные активную и реактивную мощность нагрузки на шинах низкого напряжения КТП №1-84 по следующей формуле

$$P_{P_{0,4ТП}} = P_{P_{ЖД}} + P_{P_{общ}} \cdot k_y = 277 + 0,6 \cdot 125 = 352 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{P_{0,4ТП}} = Q_{P_{ЖД}} + Q_{P_{общ}} \cdot k_y = 55,4 + 0,6 \cdot 93,75 = 111,65 \text{ (квар)}$$

Определяем полную расчетную мощность нагрузки [6]:

$$S_{P_{0,4ТП}} = \sqrt{P_{P_{0,4ТП}}^2 + Q_{P_{0,4ТП}}^2} = \sqrt{352^2 + 111,65^2} = 369,28 \text{ (кВА)} \quad (13)$$

Дополнительно проведем расчет электрической нагрузки актуального в данной работе потребителя – спортивного комплекса, известно что его подключение будет осуществляться от КТП 1-13 «Ресторан», подробная информация о нем и об остальных потребителях данной КТП представлена в таблице 3:

Таблица 3 – Данные о потребителе спортивном комплексе

Наименование КТП	Потребитель	Количество (шт.)	Площадь (м ²)	$P_{уд}$ (кВт)	$\operatorname{tg} \varphi$
КТП №1-13	Ресторан	1	50 мест	1,04	0,2
	Коттедж	4	-	8,6	0,2
	Магазин	5	30	0,25	0,75
	Административное здание	5	150	0,054	0,57
	Спорткомплекс	1	2000	0,17	0,43

На рисунке 3 представлено расположение потребителей в рассматриваемом квартале села «Тамбовка»

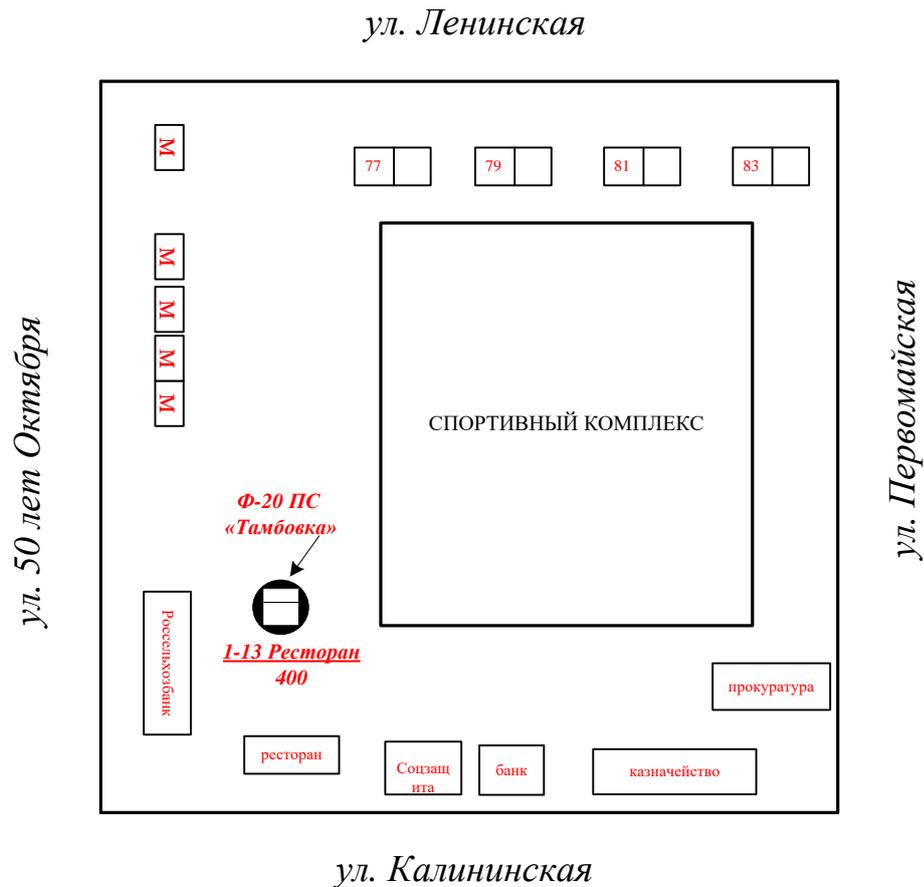


Рисунок 3 – Расположение потребителей в рассматриваемом квартале

Определяем расчетную активную мощность нагрузки для жилых зданий:

$$P_{РЖД} = P_{кот.уд} \cdot n_{кот} = 8,6 \cdot 4 = 34,4 \text{ (кВт)}$$

Определяем расчетную реактивную мощность нагрузки для жилых зданий:

$$Q_{РЖД} = P_{кот.уд} \cdot n_{кот} \cdot tg\varphi = 8,6 \cdot 4 \cdot 0,2 = 6,88 \text{ (квар)}$$

Определяем расчетную активную мощность нагрузки для торговых зданий:

$$P_{РТЗ} = P_{торг.уд} \cdot M \cdot n_{торг} + P_{рест.уд} \cdot M \cdot n_{рест} = 0,25 \cdot 30 \cdot 5 + 1,04 \cdot 50 = 89,5 \text{ (кВт)}$$

Определяем расчетную реактивную мощность нагрузки для торговых зданий:

$$Q_{РТЗ} = P_{торг.юд} \cdot M \cdot n_{торг} \cdot tg\varphi + P_{рест.юд} \cdot M \cdot n_{рест} \cdot tg\varphi = 38,52 \text{ (квар)}$$

Определяем расчетную активную мощность нагрузки для административных зданий [6]:

$$P_{РАЗ} = P_{аз.юд} \cdot M \cdot n_{аз} + P_{ск.юд} \cdot M = 0,054 \cdot 150 \cdot 5 + 2000 \cdot 0,17 = 380,5 \text{ (кВт)}$$

Определяем расчетную реактивную мощность нагрузки для административных зданий:

$$Q_{РТЗ} = P_{аз.юд} \cdot M \cdot n_{аз} \cdot tg\varphi + P_{ск.юд} \cdot M \cdot tg\varphi = 169,28 \text{ (квар)}$$

Определяем суммарные активную и реактивную мощность нагрузки на шинах низкого напряжения КТП №1-13 по следующей формуле учитывая то что потребитель с наибольшей мощностью это административные здания

$$P_{P0,4ТП} = P_{РАЗ} + P_{РТЗ} \cdot k_y + P_{РЖД} \cdot k_y = 380,5 + 89,5 \cdot 0,8 + 34,4 \cdot 0,5 = 469,3 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{P0,4ТП} = Q_{РАЗ} + Q_{РТЗ} \cdot k_y + Q_{РЖД} \cdot k_y = 169,28 + 38,52 \cdot 0,8 + 6,88 \cdot 0,5 = 203,54 \text{ (квар)}$$

Определяем полную расчетную мощность нагрузки:

$$S_{P0,4ТП} = \sqrt{P_{P0,4ТП}^2 + Q_{P0,4ТП}^2} = \sqrt{469,3^2 + 203,54^2} = 511,53 \text{ (кВА)}$$

Аналогично проводится расчет для остальных КТП, результаты расчета приведены в таблице 4 (подробный расчет нагрузки выполнен в программном комплексе Excel, приведен в приложении А).

Таблица 4 –Расчетная мощность нагрузки КТП

Номер КТП	Кол-во и номинальная мощность трансформаторов	Расчетная активная мощность на шинах 0,4 кВ (кВт)	Расчетная активная мощность на шинах 0,4 кВ (кВАр)	Расчетная полная мощность на шинах 0,4 кВ (кВА)
1	2	3	4	5
1-28	250	205,89	89,52	224,51
1-16	25	11,50	5,00	12,54
1-39	400	250,50	108,91	273,15
1-70	400	300,20	130,52	327,35
1-47	100	15,60	6,78	17,01
1-71	400	128,90	56,04	140,56
1-42	630	350,20	152,26	381,87
1-43	160	80,56	35,03	87,84
1-61	2×630	498,30	216,65	543,36
1-69	100	45,60	19,83	49,72
1-53	630	250,69	109,00	273,36
1-52	400	300,25	130,54	327,40
1-31	400	320,58	139,38	349,57
1-36	250	125,40	54,52	136,74
1-24	160	79,56	34,59	86,75
1-78	400	128,90	56,04	140,56
1-80	400	254,67	110,73	277,70
1-88	250	125,12	54,40	136,43
1-35	10	2,35	1,02	2,56
1-50	400	158,95	69,11	173,32
1-76	400	321,58	139,82	350,66
1-60	400	259,87	112,99	283,37
1-84	400	352,0	111,65	369,28
1-63	63	40,26	17,50	43,90
1-41	400	300,10	130,48	327,24
1-40	250	158,46	68,90	172,79
1-49	2×630	652,45	283,67	711,45
1-74	400	127,25	55,33	138,76
1-67	400	289,56	125,90	315,74
1-83	400	156,23	67,93	170,36
1-86	400	120,47	52,38	131,36
1-34	630	290,54	126,32	316,81

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5
1-87	400	124,36	54,07	135,61
1-32	63	45,47	19,77	49,58
1-54	250	157,25	68,37	171,47
1-55	400	342,90	149,09	373,91
1-38	200	111,32	48,40	121,39
1-65	400	198,78	86,43	216,76
1-37	250	98,56	42,85	107,47
1-48	1000+630	697,23	303,14	760,28
1-51	630	500,21	217,48	545,44
1-46	25	14,56	6,33	15,88
1-79	630	269,32	117,10	293,67
1-68	400	179,58	78,08	195,82
1-66	250	100,20	43,57	109,26
1-7	400	215,20	93,57	234,66
1-81	250	89,60	38,96	97,70
1-89	400	56,50	24,57	61,61
1-23	400	28,90	12,57	31,51
1-11	400	269,87	117,33	294,27
1-59	250	210,40	91,48	229,43
1-75	250	99,56	43,29	108,56
1-21	160	100,24	43,58	109,30
1-12	250	68,78	29,90	75,00
1-20	250	66,56	28,94	72,58
1-33	400	147,56	64,16	160,90
1-1	400	369,25	112,58	386,03
1-2	400	350,36	115,69	368,93
1-3	250	215,15	90,58	233,44
1-4	400	48,74	21,19	53,15
1-15	630	235,45	102,37	256,74
1-9	100	48,74	21,19	53,15
1-13	400	469,3	203,54	511,53
1-8	250	213,58	70,73	224,98
1-14	400	168,90	73,43	184,17
1-10	400	201,45	87,59	219,67
1-5	2×250	197,56	85,90	215,43

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5
1-57	400	123,25	53,59	134,40
1-82	400	180,25	78,37	196,55
1-25	160	150,50	50,22	158,65
1-72	600	99,56	43,29	108,56
12-8	250	45,60	19,83	49,72
12-4	400	111,23	48,36	121,29
1-22	100	25,60	11,13	27,91
1-3	250	29,80	12,96	32,49
1-85	400	241,23	104,88	263,04
1-6	400	200,20	87,04	218,30
1-64	2400	290,36	126,24	316,62
1-26	250	115,23	50,10	125,65
1-58	250	246,25	58,9	253,48
1-27	160	25,60	11,13	27,91
1-44	100	20,40	8,87	22,24
1-58	250	245,65	59,85	252,83
1-45	25	11,80	5,13	12,87
12-5	320	35,68	15,51	38,91
12-2	2×1000	652,35	283,63	711,34
12-10	250	78,56	34,16	85,66
1-27	160	49,80	21,65	54,30
1-44	100	25,45	11,07	27,75
12-11	2×1000	452,36	196,68	493,27
12-6	400	112,36	48,85	122,52
12-3	160	56,58	24,60	61,70
12-6	400	89,63	38,97	97,74
12-9	100	35,60	15,48	38,82

Полученные данные используем в дальнейших расчетах для прогнозирования нагрузки и выбора силовых трансформаторов. Подробный расчет приведен в приложении А

6 ПРОВЕРКА КОЭФФИЦИЕНТОВ ЗАГРУЗКИ ТРАНСФОРМАТОРОВ КТП

В данном разделе проводим расчет коэффициентов загрузки силовых трансформаторов расположенных в КТП на предмет наличия перегрузки либо наличия работы на холостом ходу. Коэффициент загрузки силового трансформатора определяется по следующей формуле [5]:

$$K_{зф} = \frac{\sqrt{P_{P0,4ТП}^2 + Q_{P0,4ТП}^2}}{S_{номтр} \cdot N} \quad (14)$$

где $S_{номтр}$ - номинальная мощность принятого трансформатора КТП.

N – количество трансформаторов.

Определяем фактический (расчетный) коэффициент загрузки трансформаторов на примере КТП №1-13:

$$K_{зф} = \frac{\sqrt{469,3^2 + 203,54^2}}{1 \cdot 400} = 1,28$$

Фактический коэффициент загрузки одно трансформаторной КТП не должен превышать 0,85 а для двух трансформаторной 0,7. Расчет показывает что при такой нагрузке будет происходить перегрузка силового трансформатора и следовательно требуется его замена на трансформатор большей мощности. Далее проводим расчет коэффициентов загрузки остальных трансформаторов, результаты расчета приведены в таблице 5

Таблица 5 – Расчет коэффициентов загрузки КТП

Номер КТП	$N \times S_{\text{номтр}}$	$K_{\text{эф}}$	Номер КТП	$N \times S_{\text{номтр}}$	$K_{\text{эф}}$	Номер КТП	$N \times S_{\text{номтр}}$	$K_{\text{эф}}$
1-28	250	0,93	1-55	400	0,93	1-72	600	0,18
1-16	25	0,50	1-38	200	0,61	12-8	250	0,20
1-39	400	0,68	1-65	400	0,54	12-4	400	0,30
1-70	400	0,82	1-37	250	0,43	1-22	100	0,28
1-47	100	0,25	1-48	1000+630	0,47	1-3	250	0,13
1-71	400	0,35	1-51	630	0,87	1-85	400	0,66
1-42	630	0,61	1-46	25	0,64	1-6	400	0,55
1-43	160	0,55	1-79	630	0,47	1-64	2400	0,13
1-61	2×630	0,43	1-68	400	0,49	1-26	250	0,50
1-69	100	0,50	1-66	250	0,44	1-58	250	1,01
1-53	630	0,43	1-7	400	0,59	1-27	160	0,17
1-52	400	0,82	1-81	250	0,39	1-44	100	0,22
1-31	400	0,9	1-89	400	0,15	1-58	250	0,20
1-36	250	0,55	1-23	400	0,08	1-45	25	0,51
1-24	160	0,54	1-11	400	0,74	12-5	320	0,12
1-78	400	0,35	1-59	250	0,92	12-2	2×1000	0,36
1-80	400	0,69	1-75	250	0,43	12-10	250	0,34
1-88	250	0,55	1-21	160	0,68	1-27	160	0,34
1-35	10	0,26	1-12	250	0,30	1-44	100	0,28
1-50	400	0,43	1-20	250	0,29	12-11	2×1000	0,25
1-76	400	0,91	1-33	400	0,40	12-6	400	0,31
1-60	400	0,71	1-1	400	0,97	12-3	160	0,39
1-84	400	0,92	1-2	400	0,92	12-6	400	0,24
1-63	63	0,70	1-3	250	0,93	12-9	100	0,39
1-41	400	0,82	1-4	400	0,13			
1-40	250	0,69	1-15	630	0,41			
1-49	2×630	0,56	1-9	100	0,53			
1-74	400	0,35	1-13	400	1,28			
1-67	400	0,79	1-8	250	0,90			
1-83	400	0,43	1-14	400	0,46			
1-86	400	0,33	1-10	400	0,55			
1-34	630	0,50	1-5	2×250	0,43			
1-87	400	0,34	1-57	400	0,34			
1-32	63	0,79	1-82	400	0,49			
1-54	250	0,69	1-25	160	0,99			

Как видно из таблицы 5 имеются трансформаторные подстанции с коэффициентом загрузки превышающим нормированное значение (1-28, 1-31, 1-76, 1-59, 1-1, 1-2, 1-3, 1-8, 1-58, 1-13,1-55), следовательно, в следующем разделе проводим расчет типа и номинальной мощности силовых трансформаторов необходимых к установке на данных КТП. Подробный расчет приведен в приложении Б.

7 ВЫБОР ЧИСЛА МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ КТП

В этом разделе рассматривается вопрос выбора числа и мощности трансформаторов на КТП 10/0,4 кВ для которых коэффициент загрузки превышает нормированное значение, при этом необходимо учитывать тот факт что основные проблемы с электроснабжением в данном районе происходят из за выхода из строя устаревшего оборудования, а не из за схемной надежности. В частности на каждой существующей КТП количество трансформаторов соответствует категории потребителей подключенных к шинам низкого напряжения, следовательно, принимаем решение не изменять количество трансформаторов на модернизируемых КТП рассматриваемого района электрических сетей.

Выбор мощности трансформаторов осуществляется по расчетной мощности [4]:

$$S_{\text{ртр}} = \frac{\sqrt{P_{P0,4ТП}^2 + Q_{P0,4ТП}^2}}{K_3 \cdot N} \quad (15)$$

где K_3 - нормированный коэффициент загрузки трансформатора

N – количество трансформаторов на КТП

Для примера рассмотрим расчет мощности трансформаторов устанавливаемых на КТП №1-13 , определяем расчетную мощность по формуле:

$$S_{\text{ртр}} = \frac{\sqrt{469,3^2 + 203,54^2}}{0,85} = 601,81 \text{ (кВА)}$$

Принимаем к установке на КТП трансформатор типа ТМГ 630/10 - У 1. Трансформаторы силовые трехфазные с естественным масляным охлаждением, с переключением ответвлений обмоток без возбуждения, в герметичном исполнении, подключаемые к сети переменного тока частотой 50 Гц предназначены для питания потребителей электроэнергией общего назначения.

Трансформаторы изготавливаются классов напряжения 10 кВ, климатического исполнения «У», категории размещения 1 по ГОСТ 15150 и предназначены для эксплуатации в следующих условиях:

Трансформаторы соответствуют требованиям Российских стандартов. Преимущества таких трансформаторов :

1. практически не нуждаются в обслуживании;
2. в данном типе трансформаторов отсутствует контакт масла с воздухом, что обеспечивает сохранность изоляционных свойств масла в течение всего срока эксплуатации;
3. трансформаторы занимают мало места по сравнению с трансформаторами с расширителем и воздушной подушкой;
4. малошумные, уровень шума не превышает 55 дБ (А);
5. снижение потерь холостого хода по сравнению с аналогичными трансформаторами других фирм.

Определяем фактический (расчетный) коэффициент загрузки трансформаторов на КТП №1-13:

$$K_{зф} = \frac{\sqrt{469,3^2 + 203,54^2}}{1 \times 630} = 0,81$$

Коэффициент загрузки трансформатора не превышает нормированного значения 0,85 следовательно его мощность выбрана верно, аналогично проводится расчет для остальных КТП.

На тех трансформаторных подстанциях которые подлежат модернизации принимаем к установке КТП киоскового типа производства «Энергомонтаж», со соответствующей мощностью трансформаторов и набором соответствующего оборудования.

Таблица 6 - Расчет электрических нагрузок КТП и выбор трансформаторов

Наименование КТПГ	S_p (кВА)	S_{pmp} (кВА)	$K_{эф}$	N (шт)	$S_{номтр}$ (кВА)
1-28	224,51	264,13	0,56	1	400
1-31	349,57	411,26	0,55	1	630
1-76	350,66	412,54	0,56	1	630
1-55	373,91	439,89	0,59	1	630
1-59	229,43	269,92	0,57	1	400
1-1	386,03	454,15	0,61	1	630
1-2	368,93	434,04	0,59	1	630
1-3	233,44	274,64	0,58	1	400
1-13	511,53	601,80	0,81	1	630
1-8	224,98	264,68	0,56	1	400
1-58	252,83	297,45	0,63	1	400

Расчет коэффициентов загрузки трансформаторов указывает на то что они не превышают нормированного значения, в соответствии с количеством трансформаторов на КТП.

Выбор трансформаторов выполнен, далее определяется расчетная мощность нагрузки на шинах высокого напряжения каждой КТП 10 кВ включающая в себя расчетную мощность нагрузки на шинах низкого напряжения и потери активной и реактивной энергии в трансформаторах, для данного расчета потребуются технические характеристики всех трансформаторов КТП

Марка и параметры выбранных типов трансформаторов представлены в таблице 7.

Таблица 7 - Технические характеристики трансформаторов ТМГ

Марка	Ток холостого хода (%)	Напряжение короткого замыкания (%)	Потери холостого хода (кВт)	Потери короткого замыкания (кВт)
ТМГ-400/10-У 1	0,8	4,5	0,8	5,5
ТМГ-630/10-У 1	0,6	5,5	1,24	7,6

Указанные в таблице 6 характеристики используются для расчета потерь в трансформаторах всех КТП.

8 ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЕТНЫХ НАГРУЗОК НА ШИНАХ 10 КВ ПС «ТАМБОВКА»

Для выбора сечения и марки воздушной линии питающей КТП 10 кВ, расчета и выбора компенсирующих устройств, выбора силовых трансформаторов ПС «Тамбовка», необходимо определить расчетные электрические нагрузки на стороне 10 кВ КТП.

Расчетные электрические нагрузки электрических сетей 10 кВ определяются умножением суммы расчетных нагрузок трансформаторов отдельных ТП, присоединенных к данному элементу сети, на коэффициент, учитывающий совмещение максимумов этих нагрузок, принимаемый по справочным данным.

При определении расчетной нагрузки на стороне высокого напряжения КТП учитываются потери в трансформаторах. Потери в трансформаторах определяются по следующим формулам(кВА) [6]:

Потери активной мощности (кВт):

$$\Delta P_m = \left(\frac{P_n^2 + Q_n^2}{U_{вн}^2} \right) \cdot R + \Delta P_x \quad (16)$$

или

$$\Delta P_m = \Delta P_k \cdot K_z^2 + \Delta P_x \quad (17)$$

Потери реактивной мощности (квар):

$$\Delta Q_m = \left(\frac{P_n^2 + Q_n^2}{U_{вн}^2} \right) \cdot X + \Delta Q_x \quad (18)$$

$$\Delta Q_m = \frac{u_k \cdot S_n^2}{100 \cdot S_{мном}} + \frac{I_x \cdot S_{мном}}{100} \quad (19)$$

где P_n - расчетная активная мощность нагрузки (кВт)

Q_n - расчетная реактивная мощность нагрузки (квар)

R - активное сопротивление трансформатора (ом)

X - реактивное сопротивление трансформатора (ом)

ΔP_x - потери активной мощности в режиме холостого хода трансформатора (кВт)

ΔQ_x - потери реактивной мощности в режиме холостого хода трансформатора (квар)

Для примера рассмотрим определение потерь мощности в трансформаторах КТП №1-13:

$$\Delta P_m = 7,6 \cdot 0,81^2 + 1,24 = 6,23 \text{ (кВт)}$$

$$\Delta Q_m = \frac{4,5 \cdot 511,53^2}{100 \cdot 630} + \frac{0,6 \cdot 630}{100} = 22,47 \text{ (квар)}$$

Определяем полную мощность потерь по формуле (кВА):

$$\Delta S_m = \sqrt{\Delta P_m^2 + \Delta Q_m^2} = \sqrt{6,23^2 + 22,47^2} = 23,32 \quad (20)$$

Определяем расчетную мощность нагрузки на шинах высокого напряжения КТП №1-13

$$S_{P10ТП} = \Delta S_m + S_{P0,4ТП} = 23,32 + 511,53 = 534,85 \text{ (кВА)}$$

$$P_{P10ТП} = \Delta P_m + P_{P0,4ТП} = 6,23 + 469,3 = 475,53 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{P10ТП} = \Delta Q_m + Q_{P0,4ТП} = 22,47 + 203,54 = 226,01 \text{ (квар)}$$

Результаты расчета потерь мощности в трансформаторах остальных КТП приведены в таблице 8.

Таблица 8 – Расчетная электрическая нагрузка на стороне 10 кВ КТП

Наименование КТП	Потери в трансформаторах,			Расчетная нагрузка узла (кВА)		
	ΔP_m (кВт)	ΔQ_m (квар)	ΔS_m (кВА)	$P_{P10ТП}$ (кВт)	$Q_{P10ТП}$ (квар)	$S_{P10ТП}$ (кВА)
1	2	3	4	5	6	7
1-28	2,68	9,85	10,20	208,57	99,37	234,71
1-16	0,15	0,55	0,57	11,65	5,55	13,11
1-39	3,26	11,98	12,41	253,76	120,89	285,56
1-70	3,90	14,36	14,88	304,10	144,88	342,23
1-47	0,20	0,75	0,77	15,80	7,53	17,78
1-71	1,68	6,16	6,39	130,58	62,20	146,95
1-42	4,55	16,75	17,36	354,75	169,01	399,23
1-43	1,05	3,85	3,99	81,61	38,88	91,83
1-61	6,48	23,83	24,70	504,78	240,48	568,06
1-69	0,59	2,18	2,26	46,19	22,01	51,98
1-53	3,26	11,99	12,43	253,95	120,99	285,79
1-52	3,90	14,36	14,88	304,15	144,90	342,28
1-31	4,17	15,33	15,89	324,75	154,71	365,46
1-36	1,63	6,00	6,21	127,03	60,52	142,95
1-24	1,03	3,80	3,94	80,59	38,39	90,69
1-78	1,68	6,16	6,39	130,58	62,20	146,95
1-80	3,31	12,18	12,62	257,98	122,91	290,32
1-88	1,63	5,98	6,20	126,75	60,38	142,63
1-35	0,03	0,11	0,12	2,38	1,13	2,68
1-50	2,07	7,60	7,88	161,02	76,71	181,20
1-76	4,18	15,38	15,94	325,76	155,20	366,60
1-60	3,38	12,43	12,88	263,25	125,42	296,25
1-84	4,58	12,28	13,11	356,58	123,93	382,39
1-63	0,52	1,93	1,99	40,78	19,43	45,89
1-41	3,90	14,35	14,87	304,00	144,83	342,11
1-40	2,06	7,58	7,85	160,52	76,48	180,64
1-49	8,48	31,20	32,34	660,93	314,87	743,79
1-74	1,65	6,09	6,31	128,90	61,42	145,07
1-67	3,76	13,85	14,35	293,32	139,75	330,09
1-83	2,03	7,47	7,74	158,26	75,40	178,10
1-86	1,57	5,76	5,97	122,04	58,14	137,33
1-34	3,78	13,90	14,40	294,32	140,22	331,21
1-87	1,62	5,95	6,16	125,98	60,02	141,77
1-32	0,59	2,17	2,25	46,06	21,94	51,83
1-54	2,04	7,52	7,79	159,29	75,89	179,26
1-55	4,46	16,40	16,99	347,36	165,49	390,90
1-38	1,45	5,32	5,52	112,77	53,72	126,91
1-65	2,58	9,51	9,85	201,36	95,94	226,61
1-37	1,28	4,71	4,88	99,84	47,56	112,35
1-48	9,06	33,35	34,56	706,29	336,49	794,84
1-51	6,50	23,92	24,79	506,71	241,40	570,23
1-46	0,19	0,70	0,72	14,75	7,03	16,60
1-79	3,50	12,88	13,35	272,82	129,98	307,02

Продолжение таблицы 8

1	2	3	4	5	6	7
1-68	2,33	8,59	8,90	181,91	86,67	204,72
1-66	1,30	4,79	4,97	101,50	48,36	114,23
1-7	2,80	10,29	10,67	218,00	103,86	245,33
1-81	1,16	4,29	4,44	90,76	43,25	102,14
1-89	0,73	2,70	2,80	57,23	27,27	64,41
1-23	0,38	1,38	1,43	29,28	13,95	32,94
1-11	3,51	12,91	13,37	273,38	130,24	307,64
1-59	2,74	10,06	10,43	213,14	101,54	239,86
1-75	1,29	4,76	4,93	100,85	48,05	113,49
1-21	1,30	4,79	4,97	101,54	48,37	114,27
1-12	0,89	3,29	3,41	69,67	33,19	78,41
1-20	0,87	3,18	3,30	67,43	32,12	75,88
1-33	1,92	7,06	7,31	149,48	71,22	168,21
1-1	4,80	12,38	13,28	374,05	124,96	399,31
1-2	4,55	12,73	13,52	354,91	128,42	382,45
1-3	2,80	9,96	10,35	217,95	100,54	243,79
1-4	0,63	2,33	2,42	49,37	23,52	55,57
1-15	3,06	11,26	11,67	238,51	113,63	268,41
1-9	0,63	2,33	2,42	49,37	23,52	55,57
1-13	6,23	22,47	23,32	475,53	226,01	534,85
1-8	2,78	7,78	8,26	216,36	78,51	233,24
1-14	2,20	8,08	8,37	171,10	81,51	192,54
1-10	2,62	9,63	9,98	204,07	97,22	229,65
1-5	2,57	9,45	9,79	200,13	95,35	225,22
1-57	1,60	5,89	6,11	124,85	59,48	140,51
1-82	2,34	8,62	8,93	182,59	86,99	205,48
1-25	1,96	5,52	5,86	152,46	55,74	164,51
1-72	1,29	4,76	4,93	100,85	48,05	113,49
12-8	0,59	2,18	2,26	46,19	22,01	51,98
12-4	1,45	5,32	5,51	112,68	53,68	126,80
1-22	0,33	1,22	1,27	25,93	12,35	29,18
1-3	0,39	1,43	1,48	30,19	14,39	33,97
1-85	3,14	11,54	11,96	244,37	116,42	275,00
1-6	2,60	9,57	9,92	202,80	96,61	228,22
1-64	3,77	13,89	14,39	294,13	140,13	331,01
1-26	1,50	5,51	5,71	116,73	55,61	131,36
1-58	3,20	6,48	7,23	249,45	65,38	260,71
1-27	0,33	1,22	1,27	25,93	12,35	29,18
1-44	0,27	0,98	1,01	20,67	9,85	23,25
1-58	3,19	6,58	7,32	248,84	66,43	260,15
1-45	0,15	0,56	0,58	11,95	5,69	13,45
12-5	0,46	1,71	1,77	36,14	17,22	40,68
12-2	8,48	31,20	32,33	660,83	314,83	743,67
12-10	1,02	3,76	3,89	79,58	37,92	89,55
1-27	0,65	2,38	2,47	50,45	24,03	56,77
1-44	0,33	1,22	1,26	25,78	12,29	29,01
12-11	5,88	21,63	22,42	458,24	218,31	515,69

1	2	3	4	5	6	7
12-6	1,46	5,37	5,57	113,82	54,22	128,09
12-3	0,74	2,71	2,80	57,32	27,31	64,50
12-6	1,17	4,29	4,44	90,80	43,26	102,18
12-9	0,46	1,70	1,76	36,06	17,18	40,58
Сумма	223,14	792,12	823,38	17387,9	7993,17	19451,2

Полученные данные используем в дальнейших расчетах при выборе сечений ВЛ, и проверке силовых трансформаторов ПС «Тамбовка». Подробный расчет нагрузок на стороне 10 кВ приведен в приложении В.

Далее определяем расчетную мощность нагрузки на шинах низкого напряжения ПС 110 кВ «Тамбовка» от городской нагрузки по следующей формуле:

$$S_{p\Sigma} = k_o \times \sum S_{pi} \quad (21)$$

где S_{pi} - расчетная полная мощность нагрузки (кВА)

k_o - коэффициент совмещения максимумов нагрузки трансформаторов КТП, принимается равным 0,7 (при количестве трансформаторов на КТП более 20)

$$S_{p\Sigma} = 0,7 \cdot 19451,2 = 13620,18 \text{ (кВА)}$$

Так же проводим расчет активной и реактивной составляющих нагрузки.

$$P_{p\Sigma} = 0,7 \times 17387,9 = 12173,15 \text{ (кВт)}$$

Реактивная мощность на шинах НН ПС «Тамбовка»

$$Q_{p\Sigma} = \sqrt{S_{p\Sigma}^2 - P_{p\Sigma}^2} \quad (22)$$

$$Q_{p\Sigma} = \sqrt{13620,18^2 - 12173,15^2} = 6109,22 \text{ (квар)}$$

В результате расчета были определены расчетные нагрузки на стороне низкого напряжения ПС «Тамбовка», полученные данные будут использованы при компенсации реактивной мощности и проверке силовых трансформаторов.

9 ВЫБОР КОМПЕНСИРУЮЩИХ УСТРОЙСТВ ПС «ТАМБОВКА»

Устройства компенсации реактивной мощности оказывают положительное влияние на режим работы электроустановок и электрических сетей в целом, в частности они позволяют снизить потери энергии, поднять уровень напряжения на удаленных точках сети, установка такого рода устройств на ПС «Тамбовка» в случае необходимости позволит снизить нагрузку на силовое оборудование.

Расчёт требуемой мощности КРМ проводится по коэффициенту мощности (квар) [4]:

$$Q_K = Q_P - P_P \cdot \operatorname{tg} \varphi \quad (23)$$

где $\operatorname{tg} \varphi$ - предельный коэффициент мощности (Приказ Министерства Энергетики РФ от 23 июня 2015 г. N 380 "О Порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии"

Q_P - расчетная реактивная мощность потребителей на шинах низкого напряжения ПС «Тамбовка» согласно расчетным данным (квар).

P_P - расчетная активная мощность потребителей на шинах низкого напряжения ПС «Тамбовка» согласно расчетным данным (кВт).

Требуемую мощность компенсирующих устройств устанавливаемых на одну систему шин 10 кВ ПС «Тамбовка» определяем по формуле (квар):

$$Q_{k1} = \frac{Q_K}{2} \quad (24)$$

где Q_{k1} - мощность компенсирующих устройств необходимых к установке на одну секцию 10 кВ (квар)

Далее выбираем мощность КУ из стандартного ряда мощностей для данного типа устройств и определяем не скомпенсированную мощность по следующей формуле:

$$Q_{\text{неск}} = Q_P - Q_{\text{ном}} \quad (25)$$

где $Q_{\text{ном}}$ - номинальная мощность компенсирующих устройств согласно паспортным данным устанавливаемым на обе секции 10 кВ.

Проводим расчет для рассматриваемой ПС, мощность КУ требуемая:

$$Q_K = 6109,22 - 12173,15 \cdot 0,5 = 22,64 \text{ (квар):}$$

Мощность КУ требуемая на одну секцию:

$$Q_{k1} = \frac{22,64}{2} = 11,32 \text{ (квар)}$$

Полученное значение реактивной мощности незначительно по сравнению с потребляемой мощностью следовательно принимаем решение на устанавливать КУ на шинах 10 кВ ПС «Тамбовка»

10 ПРОВЕРКА ПО КОЭФФИЦИЕНТУ ЗАГРУЗКИ ТРАНСФОРМАТОРОВ ПС «ТАМБОВКА»

Проверка трехобмоточного трансформатора установленного на ПС «Тамбовка» осуществляется по коэффициенту загрузки в нормальном и послеаварийном режиме работы по следующим формулам [6]:

$$K_3^{\text{норм}} = \frac{\sqrt{(P_{\text{ин}} + P_{\text{сн}})^2 + (Q_3 + Q_{\text{сн}})}}{N \cdot S_{\text{Тном}}} \quad (26)$$

$$K_3^{\text{авар}} = \frac{\sqrt{(P_{\text{ин}} + P_{\text{сн}})^2 + (Q_3 + Q_{\text{сн}})}}{(N - 1) \cdot S_{\text{Тном}}} \quad (27)$$

где $P_{\text{ин}}$ - расчетная активная мощность передаваемая с сеть 10 кВ.

Q_3 - расчетная реактивная мощность передаваемая с сеть 10 кВ.

$P_{\text{сн}}$ - расчетная активная мощность передаваемая с сеть 35 кВ.

$Q_{\text{сн}}$ - расчетная реактивная мощность передаваемая с сеть 35 кВ.

На ПС Тамбовка установлены силовые трех обмоточные трансформаторы номинальной мощностью 10 и 25 МВА, рассчитаем коэффициент загрузки для нормального режима работы:

$$K_3^{\text{норм}} = \frac{\sqrt{(12,17 + 8,35)^2 + (6,11 + 4,12)}}{10 + 25} = 0,65$$

В нормальном режиме работы коэффициент загрузки должен находиться в пределах 0,5-0,7, в данном случае соответствует диапазону, далее проводим расчет послеаварийного режима для каждого трансформатора:

Для первого трансформатора (10 МВА)

$$K_3^{\text{авар}} = \frac{\sqrt{(12,17 + 8,35)^2 + (6,11 + 4,12)}}{10} = 2,29$$

Для второго трансформатора (25 МВА)

$$K_3^{авар} = \frac{\sqrt{(12,17 + 8,35)^2 + (6,11 + 4,12)^2}}{25} = 0,92$$

Расчет послеаварийного режима работы показывает что в случае отключения второго трансформатора произойдет значительная перегрузка первого, что приведет к отключению потребителей, следовательно, в данном разделе принимаем решение о замене трансформатора номинальной мощностью 10 МВА на трансформатор 25 МВА. Принимаем аналогичный тип трансформатора ТДТН 25000/110/35/10 с устройством регулирования напряжения под нагрузкой. Так же расчет показывает что при применении трансформатора номинальной мощностью 16 МВА коэффициент его загрузки в послеаварийном режиме составит 1,43 что больше нормируемого

11 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Расчет выполняем для определения уровней токов КЗ на шинах всех распределительных устройств ПС «Тамбовка» для последующего выбора и проверки подстанционного оборудования.

На рисунке 4, 5 представлены соответственно расчетные точки короткого замыкания и схема замещения:

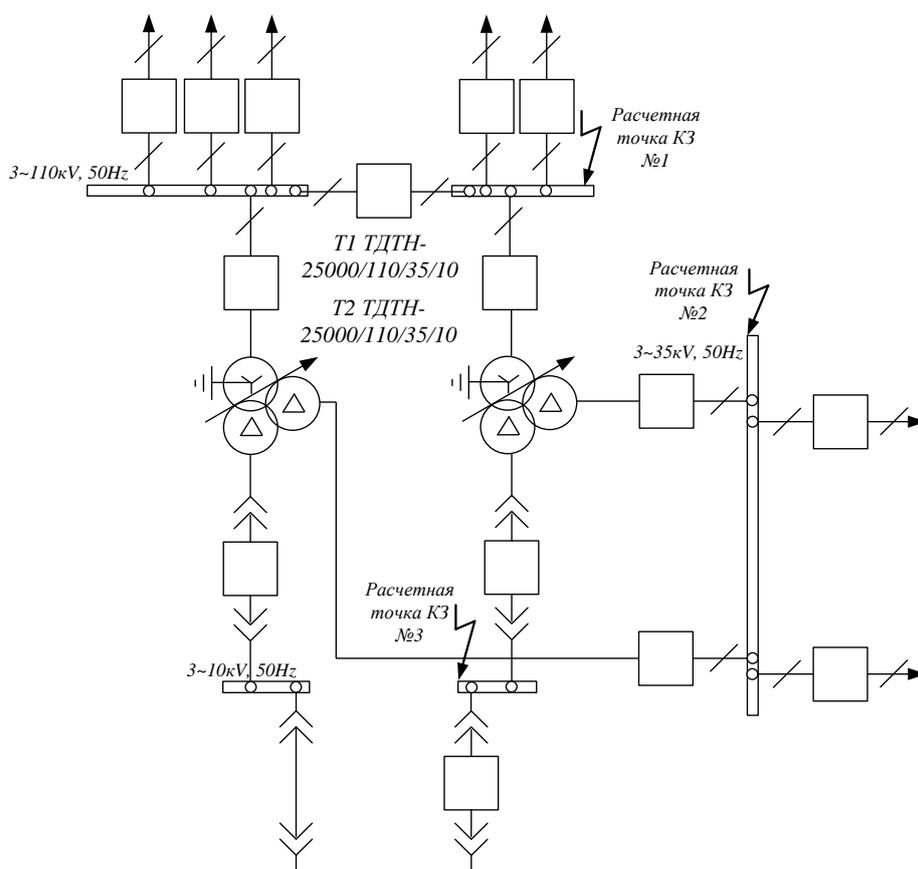


Рисунок 4 – Расчетные точки короткого замыкания

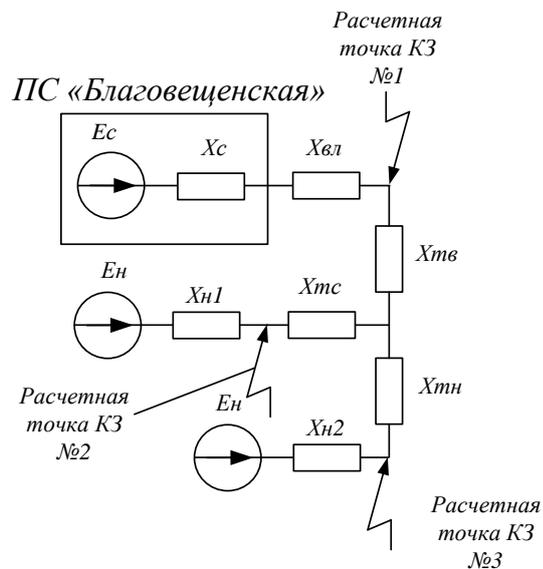


Рисунок 5 – Схема замещения

Определяем базисный ток для каждой ступени трансформации по следующей формуле:

$$I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_B}$$

где S_B – мощность базисная (МВА)

U_B - базисное напряжение определенной ступени трансформации (кВ)

$$I_{B110} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{B110}} = \frac{25}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,13 \text{ (кА)}$$

$$I_{B35} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{B35}} = \frac{25}{\sqrt{3} \cdot 37} = 0,39 \text{ (кА)}$$

$$I_{B10} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{B10}} = \frac{25}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1,38 \text{ (кА)}$$

Определяем реактивные сопротивления всех элементов в относительных единицах приведенные к базисным условиям (о.е.):

Сопротивление энергосистемы со стороны шин 220 кВ ПС «Благовещенская», ток трехфазного короткого замыкания составляет 13,6 кА:

$$X_C = \frac{S_B}{S_{K3}}$$

$$X_C = \frac{25}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 13,6} = 0,007 \text{ (о.е.)}$$

где S_{K3} – мощность короткого замыкания на шинах 110 кВ

Сопротивление ВЛ

$$X_{ВЛ} = X_0 \cdot l \cdot \frac{S_B}{U_{CP}^2}$$

где X_0 – удельное индуктивное сопротивление ВЛ (Ом/км)

l – длина ВЛ (км)

$$X_{ВЛ} = 0,4 \cdot 52 \cdot \frac{16}{115^2} = 0,005 \text{ (о.е.)}$$

Определяем сопротивления трансформаторов установленных на ПС «Тамбовка»:

$$X_{ТВ} = 0,005 \cdot (u_{K\%BC} + u_{K\%BH} - u_{K\%CH}) \cdot \frac{1}{2}$$

$$X_{ТВ} = 0,005 \cdot (10,5 + 17,5 - 6,5) \cdot \frac{1}{2} = 0,05 \text{ (о.е.)}$$

$$X_{ТС} = 0,005 \cdot (u_{K\%BC} - u_{K\%BH} + u_{K\%CH}) \cdot \frac{1}{2} \tag{28}$$

$$X_{ТС} = 0,005 \cdot (10,5 - 17,5 + 6,5) \cdot \frac{1}{2} = -0,03 \text{ (о.е.)}$$

$$X_{TH} = 0,005 \cdot (-u_{K\%BC} + u_{K\%BH} + u_{K\%CH}) \cdot \frac{1}{2} \quad (29)$$

$$X_{TH} = 0,005 \cdot (-10,5 + 17,5 + 6,5) \cdot \frac{1}{2} = 0,034 \text{ (о.е.)}$$

где $u_{K\%}$, – напряжение короткого замыкания соответствующих обмоток трансформатора на ПС «Тамбовка» (%)

Сопротивление обобщенной нагрузки определяется следующим образом:

$$X_H = 0,35 \cdot \frac{S_B}{S_H} \quad (30)$$

где S_H – мощность нагрузки (МВА)

$$X_{H1} = 0,35 \cdot \frac{25}{\sqrt{(12,17)^2 + (6,11)^2}} = 0,45 \text{ (о.е.)}$$

$$X_{H2} = 0,35 \cdot \frac{25}{\sqrt{(8,35)^2 + (4,12)^2}} = 0,68 \text{ (о.е.)}$$

Проводим одновременно сворачивание схемы замещения и определение параметров, расчет ведем на примере расчетной точки КЗ №1.

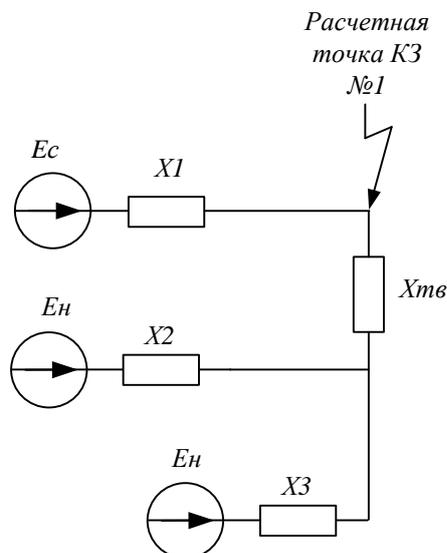


Рисунок 6 – Сворачивание схемы замещения

$$X1 = X_C + X_{\text{ВЛ}} = 0,009 + 0,005 = 0,014$$

$$X2 = X_{\text{Н1}} = 0,45$$

$$X3 = X_{\text{Н2}} + X_{\text{ТН}} = 0,68 + 0,034 = 0,514$$

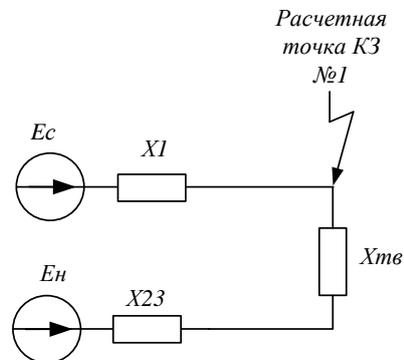


Рисунок 7 – Сворачивание схемы замещения

$$X_{23} = \frac{X_2 \cdot X_3}{X_2 + X_3} = \frac{0,45 \cdot 0,514}{0,45 + 0,514} = 0,24$$

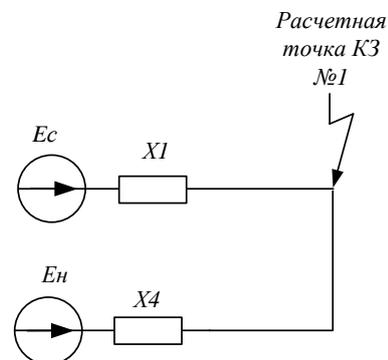


Рисунок 8 – Сворачивание схемы замещения

$$X4 = X_{23} + X_{\text{ТВ}} = 0,24 + 0,05 = 0,29$$

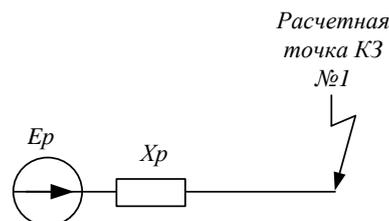


Рисунок 9 – Определение результирующих параметров

Определяем результирующее сопротивление и ЭДС:

$$X_p = \frac{X_1 \cdot X_4}{X_1 + X_4} = \frac{0,014 \cdot 0,04}{0,014 + 0,04} = 0,01$$

$$E_p = \frac{X_1 \cdot E_H + X_4 \cdot E_C}{X_1 + X_4} = \frac{0,014 \cdot 0,85 + 0,29 \cdot 1}{0,014 + 0,29} = 0,96$$

Периодическая составляющая тока короткого замыкания в начальный момент времени на шинах ВН ПС «Тамбовка» определяется следующим образом (кА):

$$I_{по} = \frac{E_p}{X_p} \cdot I_{Б110} \quad (31)$$

$$I_{по} = \frac{0,96}{0,01} \cdot 0,13 = 12,89$$

Апериодическая составляющая тока короткого замыкания определяется следующим образом (кА):

$$I_A = \sqrt{2} \cdot I_{по} \cdot e^{\frac{-T_{ОВ}}{T_a}} \quad (32)$$

$I_{по}$ – периодическая составляющая тока короткого замыкания в начальный момент времени на шинах ВН ПС «Тамбовка» (кА)

$T_{ОВ}$ – время отключения выключателя 110 кВ с учетом работы защиты (сек), в данном случае принимается 0,5 сек.

T_a – постоянная времени (для данных расчетных условий принимаем 0,02).

$$I_A = \sqrt{2} \cdot 12,89 \cdot e^{\frac{-0,5}{0,02}} = 1,23 \text{ (кА)}$$

Ударный ток короткого замыкания в точке определяется через коэффициент ударного тока (кА):

$$k_y = \left(1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} \right) \quad (33)$$

$$k_y = \left(1 + e^{\frac{-0,01}{0,02}} \right) = 1,6$$

$$I_y = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПО}} \cdot k_y \quad (34)$$

$$I_y = \sqrt{2} \cdot 12,87 \cdot 1,61 = 29,4$$

Дополнительно при выборе оборудования требуется расчет теплового импульса (интеграла Джоуля) от протекания токов короткого замыкания:

$$B_k = I_{\text{ПО}}^2 \cdot (T_{\text{об}} + T_a)$$

Для нашего случая

$$B_k = 12,87^2 \cdot (0,5 + 0,02) = 86,15 \text{ (кА}^2 \times \text{с)}$$

Остальные данные по токам короткого замыкания определяются по аналогичным формулам, указаны в таблице 9.

Таблица 9 - Расчет токов КЗ на ПС «Гамбовка»

Расчетная точка короткого замыкания	$I_{\text{ПО}}$ (кА)	I_A (кА)	T_a	k_y	I_y (кА)	B_k (кА ² ×с)
№1	12,89	1,23	0,02	1,60	29,4	86,15
№2	6,12	0,89	0,03	1,73	10,65	19,73
№3	23,66	2,13	0,02	1,64	38,53	290,88

Расчетные данные используем далее при выборе оборудования.

12 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ РУ ПС «ТАМБОВКА»

В данной работе рассматривается вопрос выбора и проверки оборудования расположенного на ПС «Тамбовка», в частности основного коммутационного и измерительного.

Максимальные рабочие токи в РУ ПС «Тамбовка» определяем по условиям загрузки трех обмоточных трансформаторов установленных на ПС.

Определяем максимальные рабочие токи РУ ПС «Линейная» по следующей формуле:

$$I_{\text{м}} = \frac{2 \cdot S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}} \quad (35)$$

где $S_{\text{ном}}$ – номинальная мощность трансформатора (МВА);

$U_{\text{н}}$ – номинальное напряжение (кВ);

Для стороны ВН:

$$I_{\text{м110}} = \frac{2 \cdot 25}{\sqrt{3} \cdot 110} = 262,19 \text{ (А)}$$

Для стороны СН:

$$I_{\text{м35}} = \frac{2 \cdot 25 \cdot 0,667}{\sqrt{3} \cdot 35} = 550,36 \text{ (А)}$$

Для стороны НН:

$$I_{\text{м10}} = \frac{2 \cdot 25 \cdot 0,667}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1834,88 \text{ (А)}$$

При выборе оборудования необходимо учитывать данные о максимальных рабочих токах

12.1 Выбор выключателей 110 кВ

Выбор выключателей 110 кВ ПС «Тамбовка» осуществляется по номинальному напряжению и номинальному току:

$$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ} \quad (36)$$

$$I_{НОМ} \geq I_M. \quad (37)$$

Термическая стойкость проверяется по выражению [4]:

$$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K \quad (38)$$

где $I_{ТЕР}$ - ток термической стойкости;

$t_{ТЕР}$ - время термической стойкости,

B_K - тепловой импульс (интеграл Джоуля).

Электродинамическая стойкость проверяется по выражению:

$$I_{ПРСКВ} = I_{ДИН} \geq I_V \quad (39)$$

где $I_{ПРСКВ}$ - предельный сквозной ток выключателя;

$I_{ДИН}$ - ток электродинамической стойкости аппарата.

Первоначально принимаем для установки на элегазовый выключатель марки ВГУ-110 П-20/2500У1. Привод выключателя – воздушный.

Сравнение параметров выключателя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показаны в таблице 10:

Таблица 10 – Выбор и проверка выключателей 110 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
1	2	3	4
Номинальное напряжение $U_{НОМ}$ (кВ)	110	110	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
Номинальный ток $I_{НОМ}$ (А)	2500	262,19	$I_{НОМ} \geq I_M$
Номинальный ток включения $I_{ВКЛ}$ (кА)	20	12,89	$I_{ВКЛ} \geq I_{ПО}$
Наибольший пик тока включения $i_{ВКЛ}$ (кА)	102	29,4	$i_{ВКЛ} \geq i_{УД}$

Продолжение таблицы 10

1	2	3	4
Номинальный ток отключения $I_{ОТК}$ (кА)	20	12,89	$I_{ОТК} \geq I_{ПО}$
Номинальное значение аperiodической составляющей, $i_{АН}$ (кА)	$\sqrt{2} \cdot \beta \cdot I_{ОТК} =$ $\sqrt{2} \cdot 0,45 \cdot 20 =$ 12,456	1,23	$i_{АН} \geq i_A$
Предельный сквозной ток $I_{ПРСКВ}$ (кА)	102	29,4	$i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$
Термическая стойкость, $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА ² с)	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} =$ $20^2 \cdot 3 =$ 1200	86,15	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$

Выключатель проходит по всем параметрам.

12.2 Выбор выключателей на стороне 35 кВ

Первоначально принимаем для установки элегазовый выключатель типа ВГБЭ-35-12,5/630 УХЛ1.

Сравнение параметров выбранного выключателя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показано в таблице 11.

Таблица 11 – Выбор и проверка выключателей 35 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{НОМ}$ (кВ)	35	35	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
Номинальный ток $I_{НОМ}$ (А)	630	550,36	$I_{НОМ} \geq I_M$
Номинальный ток включения $I_{ВКЛ}$ (кА)	12,5	6,12	$I_{ВКЛ} \geq I_{ПО}$
Наибольший пик тока включения $i_{ВКЛ}$ (кА)	31,5	10,65	$i_{ВКЛ} \geq i_{УД}$
Номинальный ток отключения $I_{ОТК}$ (кА)	12,5	6,12	$I_{ОТК} \geq I_{ПО}$
Номинальное значение аperiodической составляющей, $i_{АН}$ (кА)	7,9	0,89	$i_{АН} \geq i_A$
Предельный сквозной ток $I_{ПРСКВ}$ (кА)	31	10,65	$i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$
Термическая стойкость, $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА ² с)	5000	19,73	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$

Выключатель проходит по всем параметрам.

12.3 Выбор выключателей на стороне 10 кВ.

Первоначально принимаем выключатель вакуумный VF-12 номинальным током 2500 А производства компании «Элтехника».

Сравнение параметров выбранного выключателя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показано в таблице 12.

Таблица 12 – Выбор и проверка выключателей 10 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{НОМ}$ (кВ)	10	10	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
Номинальный ток $I_{НОМ}$ (А)	2500	1834,88	$I_{НОМ} \geq I_m$
Номинальный ток включения $I_{ВКЛ}$ (кА)	31,5	23,66	$I_{ВКЛ} \geq I_{ПО}$
Наибольший пик тока включения $i_{ВКЛ}$ (кА)	80	38,53	$i_{ВКЛ} \geq i_{УД}$
Номинальный ток отключения $I_{ОТК}$ (кА)	31,5	23,66	$I_{ОТК} \geq I_{ПО}$
Номинальное значение апериодической составляющей, $i_{АН}$ (кА)	$\sqrt{2} \cdot \beta \cdot I_{откл} =$ $\sqrt{2} \cdot 0,3 \cdot 31,5 =$ 13,36	2,13	$i_{АН} \geq i_A$
Предельный сквозной ток $I_{ПРСКВ}$ (кА)	80	38,53	$i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$
Термическая стойкость, $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА ² с)	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} =$ $31,5^2 \cdot 3 =$ 2976,75	290,88	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$

12.4 Выбор разъединителей

Выбор разъединителей 110 кВ.

По напряжению и рабочему току выберем разъединители марки РПД-110/1000 ХЛ1 (разъединитель для наружной установки поворотный двухколонковый), номинальный ток 1000 А.

Сравнение параметров выбранного разъединителя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показано в таблице 13.

Таблица 13 – Выбор и проверка разъединителей 110 кВ

Номинальные параметры разъединителя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{НОМ}$ (кВ)	110	110	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
Номинальный ток $I_{НОМ}$ (А)	1000	262,19	$I_{НОМ} \geq I_{м}$
Предельный сквозной ток $I_{ПРСКВ}$ (кА)	80	29,4	$i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$
Термическая стойкость, $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА ² с)	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} =$ $31,5^2 \cdot 3 =$ $2790,75$	86,15	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$

Число заземляющих ножей и соответственно тип разъединителя определяется местом установки в распределительном устройстве.

Выбор разъединителей 35 кВ.

Для РУ 35 кВ, по напряжению и максимальному рабочему току выбираем разъединители марки РГ-35/1000 УХЛ1. Привод разъединителя – ПРНЗ.

Сравнение параметров выбранного разъединителя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показано в таблице 14.

Таблица 14 – Выбор и проверка разъединителей 35 кВ

Номинальные параметры разъединителя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{НОМ}$ (кВ)	35	35	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
Номинальный ток $I_{НОМ}$ (А)	1000	550,36	$I_{НОМ} \geq I_{м}$
Предельный сквозной ток $I_{ПРСКВ}$ (кА)	63	10,65	$i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$
Термическая стойкость, $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА ² с)	1875	19,73	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$

12.5 Выбор трансформаторов тока

Вторичная потребляемая мощность трансформаторов тока состоит из сопротивления приборов, соединительных проводов и переходного сопротивления контактов:

$$Z_2 \approx r_2 = r_{ПРОВ} + r_{ПРИБ} + r_K \quad (40)$$

Сопротивление контактов вторичных цепей принимается равным $r_k = 0,1$ Ом. Сопротивление соединительных проводов можно рассчитать по формуле:

$$r_{\text{ПРОВ}} = \frac{\rho \cdot l}{F} \quad (41)$$

где $\rho = 0,0283$ (Ом·мм²)/м – удельное сопротивление алюминия;

l - длина соединительных проводов, для РУ 110 кВ ПС «Тамбовка» принимается - 100 м, для РУ35, 10 кВ - 60 м ;

F - сечение соединительного провода, $F = 4$ мм².

Таким образом, сопротивление соединительных проводов для РУ 110 кВ:

$$r_{\text{ПРОВ}} = \frac{0,0283 \cdot 100}{4} = 0,71 \text{ (Ом)}$$

Сопротивление соединительных проводов для РУ 35, 10 кВ (Ом):

$$r_{\text{ПРОВ}} = \frac{0,0283 \cdot 60}{4} = 0,43 \text{ (Ом)}$$

Сопротивление подключенных приборов определяется по формуле:

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{S_{\text{ПР}}}{I_2^2} \quad (42)$$

где $S_{\text{ПР}}$ - мощность, потребляемая приборами;

I_2 - вторичный номинальный ток трансформатора тока, $I_2 = 1$ А.

Для измерения всех необходимых величин предлагается установить трехфазный измерительный комплекс Альфа 1800 компании «Метроника». Расчет нагрузки наиболее загруженной фазы для РУ приведен в таблице 15, 16, 17.

Таблица 15 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока РУ 110 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, В·А
Амперметр	KDA 96-30	1
Ваттметр	CP3021	1
Варметр	Ц301/1МЦ	1
Счетчик АЭ	Альфа 1800	9
Счетчик РЭ		

Таблица 16 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока РУ 35 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, В·А
Амперметр	KDA 96-30	1
Ваттметр	CP3021	1
Варметр	Ц301/1МЦ	1
Счетчик АЭ	Альфа 1800	9
Счетчик РЭ		

Таблица 17 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока РУ 10 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, В·А
Амперметр	KDA 96-30	1
Ваттметр	CP3021	1
Варметр	Ц301/1МЦ	1
Счетчик АЭ	Альфа 1800	9
Счетчик РЭ		

Мощность наиболее загруженной фазы на напряжении 110 $S_{\text{ПР}}=12$ ВА.

Тогда сопротивление приборов:

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{S_{\text{ПР}}}{I^2} = \frac{12}{1} = 12 (\text{Ом})$$

Мощность наиболее загруженной фазы РУ 35 кВ $S_{\text{ПР}} = 122$ ВА. Тогда сопротивление приборов:

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{S_{\text{ПР}}}{I^2} = \frac{12}{1} = 12 (\text{Ом})$$

Мощность наиболее загруженной фазы РУ 10 кВ $S_{\text{ПР}} = 12$ ВА. Тогда сопротивление приборов:

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{S_{\text{ПР}}}{I^2} = \frac{12}{1} = 0,62 (\text{Ом})$$

Вторичная нагрузка трансформатора тока:

$$Z_{2.110} = r_{\text{ПРОВ}} + r_{\text{ПРИБ}} + r_{\text{К}} = 12 + 0,71 + 0,1 = 12,81 (\text{Ом})$$

$$Z_{2.35} = r_{\text{ПРОВ}} + r_{\text{ПРИБ}} + r_{\text{К}} = 12 + 0,43 + 0,1 = 12,53 (\text{Ом})$$

$$Z_{2.10} = r_{\text{ПРОВ}} + r_{\text{ПРИБ}} + r_{\text{К}} = 12 + 0,43 + 0,1 = 12,53 (\text{Ом})$$

Принимаем трансформатор тока для РУ 110 кВ ТОГ-110 Ш, с номинальным током первичной обмотки 300 А.

Сравнение параметров выбранного трансформатора тока с расчетными данными приведен в таблице 18.

Таблица 18 – Проверка выбранного ТТ 110 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{\text{НОМ}}$ (кВ)	110	110	$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{НСЕТИ}}$
Номинальный ток $I_{\text{НОМ}}$ (А)	300	262,19	$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{м}}$
Предельный сквозной ток $I_{\text{ПРСКВ}}$ (кА)	126	29,4	$i_{\text{ПРСКВ}} \geq i_{\text{УД}}$
Термическая стойкость, $I_{\text{ТЕР}}^2 \cdot t_{\text{ТЕР}}$ (кА ² с)	13872	86,15	$I_{\text{ТЕР}}^2 \cdot t_{\text{ТЕР}} \geq B_{\text{К}}$
Номинальная вторичная нагрузка Z_2 ном (Ом)	20	12,81	$Z_{2\text{НОМ}} \geq Z_2$

Принимаем трансформатор тока для РУ 35 кВ ТВ-35-III с номинальным током первичной обмотки 600 А. Сравнение параметров трансформатора тока 35 кВ приведено в таблице 19.

Таблица 19 – Проверка выбранного ТТ 35 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{НОМ}$ (кВ)	35	35	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
Номинальный ток $I_{НОМ}$ (А)	600	550,36	$I_{НОМ} \geq I_m$
Предельный сквозной ток $I_{ПРСКВ}$ (кА)	125	10,65	$i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$
Термическая стойкость, $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА ² с)	7203	19,73	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$
Номинальная вторичная нагрузка Z2 ном (Ом)	30	12,53	$z_{2НОМ} \geq z_2$

Принимаем трансформатор тока для РУ 10 кВ ТПЛК-10-I-1 с номинальным током первичной обмотки 2500 А. Сравнение параметров приведено в таблице 20.

Таблица 20 – Проверка выбранного ТТ 10 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{НОМ}$ (кВ)	10	10	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
Номинальный ток $I_{НОМ}$ (А)	2000	1834,88	$I_{НОМ} \geq I_m$
Предельный сквозной ток $I_{ПРСКВ}$ (кА)	189	38,53	$i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$
Термическая стойкость, $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА ² с)	4800	290,88	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$
Номинальная вторичная нагрузка Z2ном (Ом)	30	12,53	$z_{2НОМ} \geq z_2$

Выбранные трансформаторы тока проходят по всем требованиям их принимаем к установке на ПС.

12.6 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения выбираются по номинальному напряжению установки; по вторичной нагрузке.

$$S_{2НОМ} \geq S_2 \quad (43)$$

где $S_{2НОМ}$ - номинальная мощность в выбранном классе точности;

S_2 - нагрузка измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения.

Расчет вторичной нагрузки трансформаторов напряжения приведен в таблице 21.

Таблица 21 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения (на стороне 110 кВ)

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность, В·А
Вольтметр	В-0.8К	1	2
Вольтметр регистрирующий	Н-393	1	10
Частотомер	Н-397	1	7
Ваттметр	СР3021	5	1,5
Варметр	Ц301/1МЦ	5	1,5
Счетчик АЭ	Альфа 1800	5	9
Счетчик РЭ			
Сумма			79

Принимаем для РУ 110 кВ трансформатор напряжения типа: НАМИ-110 УХЛ1

Таблица 22 – Проверка выбранного ТН 110 кВ

Номинальные параметры ТН		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	110	110	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,2	120 ВА	79 ВА	$S_{2НОМ} \geq S_2$

Выбираем трансформатор напряжения для РУ 35 кВ определяем мощность вторичной нагрузки.

Принимаем трансформатор напряжения типа НАМИ 35 УХЛ1, проводим проверку по вторичной нагрузке. Данные приведены в таблице 23.

Таблица 23 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения 35 кВ

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность, В·А
Вольтметр	В-0.8К	2	2
Ваттметр	СР3021	2	1,5
Варметр	Ц301/1МЦ	2	1,5
Счетчик АЭ	Альфа 1800	7	9
Счетчик РЭ			
Сумма			77

Таблица 24 – Проверка выбранного ТН 35 кВ

Номинальные параметры ТН		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	35	35	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,2	$S_{2ном} = 100\text{ВА}$	$S_2 = 75\text{ВА}$	$S_{2НОМ} \geq S_2$

Трансформатор напряжения проходит по параметрам следовательно его принимаем к установке.

Таблица 25 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения (на стороне 10 кВ) подстанции

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность, В·А
Вольтметр	В-0.8К	2	2
Счетчик АЭ	Альфа 1800	12	9
Счетчик РЭ			
Ваттметр	СР3021	2	1,5
Варметр	Ц301/1МЦ	2	1,5
Сумма			118

Принимаем на стороне 10 кВ трансформатор напряжения типа: НАМИ – 10.

Таблица 26 – Проверка выбранного ТН 10 кВ

Номинальные параметры ТН		Расчетные дан- ные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	35	35	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,2	120 ВА	118 ВА	$S_{2НОМ} \geq S_2$

12.7 Выбор гибкой ошиновки.

В данном разделе рассматривается выбор гибкой ошиновки на РУ 110 кВ ПС «Тамбовка».

Максимальный рабочий ток на стороне высокого напряжения подстанции составляет 262,19 А, следовательно принимаем сечение провода для данного напряжения с учетом сечения отходящей ВЛ АС 150/54 с максимально допустимым током 581 А.

Проверка сечения на термическую стойкость к токам КЗ не требуется так как шины выполнены голыми проводами расположенными вне помещения на открытом РУ.

Проверка по условиям короны проводится для гибких проводников 35 кВ и выше.

Разряд в виде короны на поверхности провода возникает при максимальном значении начальной критической напряженности электрического поля (кВ/см).

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right) \quad (44)$$

где m - коэффициент учитывающий шероховатость провода;

r_0 - радиус провода 0,74 (см)

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,74}} \right) = 33,48 \text{ (кВ/см)}$$

Напряженность электрического поля на поверхности провода определяется по формуле (кВ/см):

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}} \quad (45)$$

где U – линейное напряжение РУ (принимаем 115 кВ);

D_{cp} - среднегеометрическое расстояние между проводами в фазах, при горизонтальном расположении фаз и расстоянии между фазами оно равно 378 см

$$E = \frac{0,354 \cdot 115}{1,18 \cdot \lg \frac{378}{0,74}} = 16,54 \text{ (кВ/см)}$$

При горизонтальном расположении проводов фаз напряженность на среднем проводе на 7% больше рассчитанной величины.

На поверхности провода будет отсутствовать коронирование, если наибольшая напряженность поля у поверхности любого провода не больше $0,9E_0$. Таким образом, условие образования короны:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0$$

$$17,69 \leq 30,13$$

Неравенство выполняется, следовательно выбранное сечение провода удовлетворяет условиям проверки по короне его принимаем для монтажа.

12.8 Выбор жесткой ошиновки

Проводим выбор жестких шин на стороне низкого напряжения подстанции «Тамбовка». Максимальный рабочий ток составляет 1834,88 А. Принимаем минимальное сечение алюминиевой шины с размерами 100 × 8 мм, длительно допустимый ток для данного сечения составляет 2680 А. Шины устанавливаем на изоляторах плашмя, расстояние между фазами принимаем 0,4 м.

Проверяем шины РУ 10 кВ ПС на термическую стойкость, определяем минимальное сечение по условиям нагрева токами КЗ.

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} = \frac{\sqrt{290,88}}{91} = 0,28 \quad (46)$$

где B_k – интеграл джоуля.

C - коэффициент для алюминия 91

Проверяем шины РУ 10 кВ ПС на механическую прочность, определяем пролет при условии что частота собственных колебаний составит более 200 Гц

$$l \leq \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}} = \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{56,66}{8}}} = 0,98 \quad (47)$$

где J – момент инерции ($\text{см}^3 \times \text{см}$).

q - сечение шины 8 (см^2)

Момент инерции шин РУ 10 кВ ПС определяется по формуле:

$$J = b \cdot h^3 \frac{1}{12} = 0,8 \cdot 10^3 \frac{1}{12} = 56,66 \quad (\text{см}^3 \times \text{см}) \quad (48)$$

Согласно расчета принимаем пролет между изоляторами 1 м.

Определяем наибольшее удельное механическое усилие при трехфазном коротком замыкании РУ 10 кВ ПС (Н/м)

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{y0}^2}{a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{38530^2}{0,4} = 453,29 \quad (\text{Н/м}) \quad (49)$$

где i_{y0} – ударный ток короткого замыкания (А).

a - расстояние между фазами принято 0,4 (м).

Определяем момент сопротивления шин по следующей формуле (см^3)

$$W = b \cdot h^2 \frac{1}{6} = 0,8 \cdot 10^2 \frac{1}{6} = 13,33 \text{ (см}^3\text{)} \quad (50)$$

Определяем напряжение в проводе (МПа):

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{yd}^2 \cdot l^2}{W \cdot a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{38530^2 \cdot 100^2}{13,33 \cdot 40} = 39,15 \text{ (МПа)} \quad (51)$$

При расчете напряжение все длины приведены в сантиметры.

Напряжение в материале шин (в данном случае сплав алюминия) менее предельного (60 МПа).

12.9 Выбор изоляторов.

В распределительных устройствах низкого напряжения ПС «Тамбовка» шины крепятся на опорных изоляторах. Выбор которых производится по следующим условиям:

1) по номинальному напряжению:

$$U_{ном} \geq U_{номсети}$$

2) по допустимой нагрузке:

$$F_{разр} \cdot 0,6 \geq F_{расч}$$

где $F_{разр}$ – разрушающее усилие для выбранного типа изолятора (Н).

$F_{расч}$ - расчетное усилие в рассматриваемом РУ (Н).

Рассмотрим подробно расчет усилия воздействующего на опорные изоляторы в РУ 10 кВ ПС «Тамбовка», при горизонтальном расположении изоляторов всех фаз расчетная сила, определяется как:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{yd}^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-7}$$

Для РУ-10 кВ

$$F_{расч10} = \sqrt{3} \cdot \frac{38530^2 \cdot 1,1}{0,4} \cdot 10^{-7} = 59,85 \text{ (Н)}$$

Выбираем по номинальному напряжению опорный изолятор типа ОСК 8-10 УХЛ2 с номинальным разрушающим усилием 8000 Н, проверяем неравенство:

$$8000 \times 0,6 = 4800 \geq 59,85$$

Условие выполняется следовательно данный тип изолятора принимаем для установки в РУ 10 кВ ПС «Тамбовка»

В распределительных устройствах номинального напряжения 110 и 35 кВ шины выполнены голым проводом, следовательно нагрузка на них от токов короткого замыкания не передается. Расчет по разрушающему усилию проводить не требуется, выбор осуществляем по номинальному напряжению

Для ОРУ 110 кВ принимаем опорный изолятор типа ОСК10-110-А-2УХЛ1

Для ОРУ 35 кВ принимаем опорный изолятор типа ОСК5-35-А-4УХЛ1

12.10 Выбор высокочастотного заградителя связи.

Высокочастотные заградители серии ВЗ предназначены для обеспечения передачи сигналов противоаварийной автоматики для ПС «Тамбовка», релейной защиты, телефонной связи, телемеханики. Высокочастотный заградитель необходим для исключения запараллеливания высокочастотного сигнала обмоткой трансформатора. Заградитель представляет собой ВЧ пробку, которая включается в рассечку провода высоковольтной линии электропередачи для предотвращения потерь высокочастотного сигнала.

По номинальному току (на стороне высокого напряжения) выбираем заградитель типа ВЗ-400 УХЛ1

12.11 Выбор ОПН

Основные параметры ОПН принятого для установки в РУ 110 кВ ПС «Тамбовка» показаны в таблице 27.

Таблица 27 – Технические данные ОПН 110 кВ

ОПН-110 УХЛ1	
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	110
Наибольшее рабочее напряжение $U_{нр}$ (кВ)	77
Поглощаемая энергия (кДж)	400
Остаточное напряжение $U_{ост}$ (кВ)	180

Сравнение расчетных данных с паспортными ОПН-110 УХЛ1 приведено в таблице 28.

Таблица 28 – Выбор и проверка ОПН для РУ 110 кВ

Номинальные параметры		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	110	110	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Наибольшее рабочее напряжение $U_{нр}$ (кВ)	77	72,74	$U_{нр} \geq U_{нр.сети}$

ОПН 110 УХЛ1 для РУ 110 кВ проходит проверку по всем показателям его принимаем к установке.

На стороне 35 кВ принимаем к установке ОПН - 35 УХЛ1 Сравнение параметров приведено в таблице 29.

Таблица 29 – Выбор и проверка ОПН 35 кВ

Номинальные параметры		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	35	35	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Наибольшее рабочее напряжение $U_{нр}$ (кВ)	25,25	23,24	$U_{нр} \geq U_{нр.сети}$

ОПН для РУ 35 проходит проверку по всем показателям его принимаем к установке.

На стороне 10 кВ ПС принимаем к установке ОПН-10 УХЛ1 Сравнение параметров приведено в таблице 30.

Таблица 30 – Выбор и проверка ОПН 10 кВ

Номинальные параметры		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	10	10	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Наибольшее рабочее напряжение $U_{нр}$ (кВ)	6,79	6,6	$U_{нр} \geq U_{нр.сети}$

ОПН 10 проходит проверку по всем показателям его принимаем к установке.

13 ВЫБОР СЕЧЕНИЙ ВЛ 10 КВ

Сечения линий электропередач выбираются по условиям нагрева токами нагрузки с проверкой:

- а) по термической стойкости при коротких замыканиях;
- б) по наибольшей потере напряжения в нормальном режиме работы

Для выбора сечений линий ВЛ 10 кВ определяется суммарный расчетный ток и выбирается стандартное сечение соответствующее ближайшему большему допустимому току.

Выбор по длительно допустимому току заключается в сравнении расчетного тока в рассматриваемом сечении с длительно допустимым :

$$I_p \leq I_{\text{до}} \quad (52)$$

где I_p – расчетный ток в сечении, А;

В данной работе рассматривается полная замена голого провода АС которым выполнены распределительные сети на самонесущий изолированный провод типа СИП. Это защищенный провод, представляющий собой одножильный многопроволочный проводник, покрытый защищенной оболочкой. Такой проводник изготавливается из алюминиевого сплава, защитный слой из сшитого полиэтилена.

Расчетный ток в рассматриваемом сечении определяется по выражению:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (53)$$

где S_p – расчетная мощность в сечении (кВА);

Рассмотрим расчет сечения ВЛ на примере участка РУ 10 кВ «Тамбовка» фидер №20, определяем расчетный ток на этом участке по определенной ранее расчетной мощности, с учетом количества трансформаторов и коэффициента совмещения максимумов нагрузки. В данном случае формула для расчета тока:

$$I_p = \frac{k_c \cdot \Sigma S_p}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (54)$$

$$I_p = \frac{0,65 \cdot 4,83}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 172,62 \text{ (А)}$$

Для полученного значения подбираем соответствующее сечение СИП-3.(принимаем для данного случая сечение 50 мм² с длительно допустимым током 190 А)

Аналогично проводится выбор марки и сечения кабельных линий на остальных участках, результаты расчета приведены в таблице 31:

Таблица 31 – Выбор типа и сечений проводников по длительно допустимому току

Фидер	I_p (А)	Марка и сечение проводника	Фидер	I_p (А)	Марка и сечение проводника
2	168,52	СИП-3 3×50	14	115,69	СИП-3 3×50
4	150,24	СИП-3 3×50	16	153,24	СИП-3 3×50
6	42,56	СИП-3 3×35	18	148,56	СИП-3 3×50
8	120,56	СИП-3 3×50	20	172,62	СИП-3 3×50
10	174,56	СИП-3 3×50	21	54,23	СИП-3 3×35
12	170,26	СИП-3 3×50			

Как видно из таблицы кроме СИП-3 3×50, так же принимается СИП-3 3×35 с длительно допустимым током 160 А

14 ПРОВЕРКА СЕЧЕНИЙ КЛ ПО ТЕРМИЧЕСКОЙ СТОЙКОСТИ И ПОТЕРЕ НАПРЯЖЕНИЯ

В данном разделе проводится расчет токов короткого замыкания в сети 10 кВ с целью определения минимального сечения по условиям термической стойкости.

При расчете токов КЗ при одинаковом сечении линии на протяжении всего участка смысл имеет определение токов в ближайших точках т.е. на шинах высокого напряжения первых от РУ 10 кВ ПС «Тамбовка» КТП.

Рассмотрим на примере расчет тока короткого замыкания на шинах высокого напряжения КТП 1-1 в точке К1, схема замещения представлена на рисунке 10.

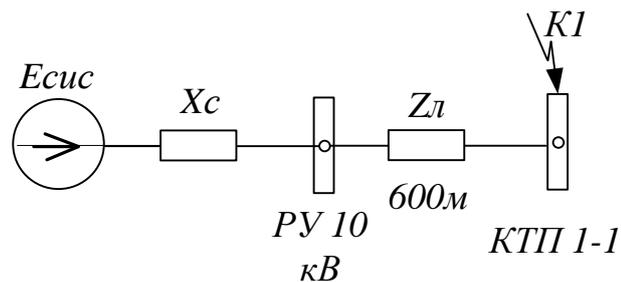


Рисунок 10 – Схема замещения участка сети

Сопротивление энергосистемы определяется по формуле (Ом):

$$X_c = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot I_{кз10}} \quad (55)$$

где $I_{кз10}$ – ток трёхфазного КЗ на шинах 10 кВ ПС «Тамбовка», определен в разделе расчетов токов КЗ для выбора оборудования на ПС «Тамбовка».

Активные и индуктивные сопротивления участков СИП-3 (Ом):

$$X_l = x_0 \cdot L \quad (56)$$

$$R_l = r_0 \cdot L \quad (57)$$

где x_0, r_0 - удельное реактивное и активное сопротивление провода, Ом/км;

L – длина участка провода, км.

Периодическая составляющая тока короткого замыкания в начальный момент времени определяется по следующей формуле (кА):

$$I_{по} = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_p^2 + X_p^2}} \quad (58)$$

Ток двухфазного короткого замыкания (кА):

$$I_{по2} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{по} \quad (59)$$

Определяем сопротивление системы:

$$X_c = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 23,66} = 0,25 \text{ (Ом)}$$

Сопротивления участков:

$$X_l = 0,08 \cdot 0,6 = 0,052 \text{ (Ом)}$$

$$R_l = 2,45 \cdot 0,6 = 1,59 \text{ (Ом)}$$

Результирующее индуктивное сопротивление до точки КЗ

$$X_p = X_c + X_l \text{ (Ом)} \quad (60)$$

$$X_p = 0,25 + 0,052 = 0,3$$

Результирующее активное сопротивление до точки КЗ

$$R_p = 1,59$$

Ток трехфазного КЗ:

$$I_{по} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{0,3^2 + 1,59^2}} = 2,03 \text{ (кА)}$$

Ток двухфазного короткого замыкания:

$$I_{по2} = \frac{\sqrt{3}}{2} 2,03 = 1,76 \text{ (кА)}$$

Постоянная затухания аperiodической составляющей:

$$T_a = \frac{0,83}{1,59 \cdot 314} = 0,001$$

Коэффициент затухания:

$$K_a = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,001}} = 1,18 \quad (61)$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$I_{уд} = \sqrt{2} \cdot 2,03 \cdot \left(1 + e^{-\frac{0,01}{0,002}} \right) = 2,76 \text{ (кА)}$$

По аналогичному алгоритму рассчитываются все остальные точки КЗ результаты расчетов сводятся в таблицу 32.

Таблица 32 – Расчет токов КЗ в сети 10 кВ

Точка КЗ	$I_{по}$ (кА)	$I_{по2}$ (кА)	$I_{уд}$ (кА)
шины ВН КТП 1-48	2,56	2,23	3,48
шины ВН КТП 1-41	2,32	2,02	3,16
шины ВН КТП 1-46	1,98	1,72	2,69
шины ВН КТП 1-18	1,53	1,33	2,08
шины ВН КТП 1-20	2,66	2,31	3,62
шины ВН КТП 1-22	1,75	1,52	2,38
шины ВН КТП 12-4	1,65	1,43	2,24
шины ВН КТП 1-45	1,85	1,61	2,52
шины ВН КТП 2-3	1,67	1,45	2,27
шины ВН КТП 1-1	2,03	1,76	2,76
шины ВН КТП 1-51	1,95	1,70	2,65

14.1 Проверка линий 10 кВ на воздействие токов КЗ.

Термически стойкое к токам КЗ сечение линий находим по формуле:

$$S_T = \frac{\sqrt{Bk}}{c} \quad (62)$$

где Bk - интеграл Джоуля.

K_T - температурный коэффициент, равный 95.

Для примера рассчитывается термически стойкое к токам КЗ сечение для ВЛ участка сети РУ 10 кВ «Тамбовка» КТП 1-1 (фидера 20):

$$S_T = \frac{\sqrt{2,03^2 \cdot 0,1}}{95} = 6,82 \text{ (мм}^2\text{)}$$

Полученное значение меньше сечения принятого на данном участке СИП-3, следовательно, оно проходит проверку, следовательно его принимаем для монтажа.

В расчете рассматриваем только головные участки сети тк они наиболее подвержены токам КЗ. Для остальных точек КЗ расчёт ведётся аналогично, результаты сведены в таблицу 33.

Таблица 33 – Проверка сечений по термической стойкости

Фидер	$I_{по}$ (кА)	S_T (мм.кв.)	$S_{факт}$ (мм.кв.)
2	2,56	8,60	50
4	2,32	7,80	50
6	1,98	6,65	35
8	1,53	5,14	50
10	2,66	8,94	50
12	1,75	5,88	50
14	1,65	5,54	50
16	1,85	6,22	50
18	1,67	5,61	50
20	2,03	6,82	50
21	1,95	6,55	35

Расчетные данные о термически стойком к КЗ сечении показывают что все линии проходят данную проверку.

14.2 Проверка линий 10 кВ по допустимой потере напряжения.

Потеря напряжения в участке линии определяется по следующей формуле:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I_p \cdot L \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi) \cdot \frac{100}{U_n} \quad (63)$$

где r_0 – активное сопротивление линии, Ом/км;

x_0 – реактивное сопротивление кабеля, Ом/км.

Рассмотрим подробно пример расчета потери напряжения на участке РУ 10 кВ «Тамбовка» - КТП 1-1:

Определяем потерю напряжения в сечении:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot 172,62 \cdot 0,6 \cdot (2,45 \cdot 0,83 + 0,08 \cdot 0,52) \cdot \frac{100}{10500} = 0,22 (\%)$$

Аналогично проводится расчет потерь напряжения на каждом участке фидера до последней КТП, результат не должен превышать 5 %, отчетные данные сведены в таблицу 34:

Таблица 34 – Проверка сечений линий 10 кВ на потерю напряжения

Фидер	ΔU (%)	Фидер	ΔU (%)
2	1,51	14	3,67
4	1,84	16	4,69
6	3,83	18	3,26
8	2,56	20	4,12
10	1,75	21	4,77
12	4,15		

Расчет потери напряжения на всех участках сети показывает что они проходят проверку, наибольшие потери напряжения не превышают предельного значения в 5%.

15 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ КТП

В данном разделе рассматривается выбор основного оборудования КТП в частности выключателей нагрузки и автоматических выключателей 0,4 кВ

15.1 Выбор выключателей нагрузки 10 кВ

Выбор выключателей нагрузки выполняется так же, как и силовых выключателей, но без проверок на отключающую способность, так как они не предназначены для отключения цепей, находящихся под током КЗ.

Рассмотрим подробно выбор типа выключателя нагрузки для КТП 1-1 фидера №20. Выбираем на стороне 10 кВ трёхпозиционный выключатель нагрузки ВНТ-2Е с приводом К-2Е для цепей трансформатора. Сравнение параметров выключателя нагрузки с расчетными данными представлено в таблице 35

Таблица 35 – Выбор и проверка выключателя нагрузки 10 кВ

Номинальные параметры разъединителя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{НОМ}$ (кВ)	10	10	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
Номинальный ток $I_{НОМ}$ (А)	630	34,64	$I_{НОМ} \geq I_{м}$
Предельный сквозной ток $I_{ПРСКВ}$ (кА)	40	2,76	$i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$
Термическая стойкость, $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА ² с)	4800	3599,78	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_{К}$

Аналогично проводится выбор для всех остальных трансформаторных подстанций которые подлежат реконструкции, результаты расчетов приведены в таблице 36:

Таблица 36 – Выбор выключателей нагрузки 10 кВ

Наименование КТП	$N_{тр}$ (шт)	$S_{номтр}$ (кВА)	$I_{НОМ}$ (А)	Принятый тип ВН
1-28	1	400	21,99	ВНТ-2Е 630 А
1-31	1	630	34,64	ВНТ-2Е 630 А
1-76	1	630	34,64	ВНТ-2Е 630 А
1-55	1	630	34,64	ВНТ-2Е 630 А
1-59	1	400	21,99	ВНТ-2Е 630 А
1-1	1	630	34,64	ВНТ-2Е 630 А
1-2	1	630	34,64	ВНТ-2Е 630 А
1-3	1	400	21,99	ВНТ-2Е 630 А
1-13	1	630	34,64	ВНТ-2Е 630 А
1-8	1	400	21,99	ВНТ-2Е 630 А
1-58	1	400	21,99	ВНТ-2Е 630 А

Далее проводим выбор предохранителей 10 кВ

15.2 Выбор предохранителей 10 кВ

Выбор предохранителя (ток плавкой вставки) выполняется по следующему неравенству

$$I_{пл.вст} = \frac{1,4 \cdot S_{тр.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (64)$$

где $S_{тр.ном}$ – номинальная мощность трансформатора (кВА);

$U_{ном}$ – номинальное напряжение ВН трансформатора (кВ).

Выполняем расчет применительно для КТП 1-1

$$I_{пл.вст} = \frac{1,4 \cdot 630}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 48,49 \text{ (А)}$$

Принимаем предохранитель типа ПКТ-10 с номинальным током вставки 50 А. Сводные данные по остальным КТП представлены в таблице

Таблица 37 – Выбор предохранителей 10 кВ

Наименование КТП	$S_{номтр}$ (кВА)	$I_{пл.вст}$ (А)	Принятый тип предохранителя
1-28	400	30,79	ПКТ-10 31,5А
1-31	630	48,49	ПКТ-10 50 А
1-76	630	48,49	ПКТ-10 50 А
1-55	630	48,49	ПКТ-10 50 А
1-59	400	30,79	ПКТ-10 31,5А
1-1	630	48,49	ПКТ-10 50 А
1-2	630	48,49	ПКТ-10 50 А
1-3	400	30,79	ПКТ-10 31,5А
1-13	630	48,49	ПКТ-10 50 А
1-8	400	30,79	ПКТ-10 31,5А
1-58	400	30,79	ПКТ-10 31,5А

Указанный тип предохранителей устанавливаем на КТП подлежащие реконструкции.

16 ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРОВ.

Проводим расчет основной защиты трехобмоточных трансформаторов ТДТН 25000/110/35/10 «Тамбовка»

16.1 Дифференциальная защита.

Защиту трансформатора выполняем на терминале *RET 521*.

Произведем расчет уставок дифференциальной защиты терминала *RET 521*. Для этого выберем трансформаторы тока. Они соединены по схеме «звезда с нулевым проводом».

Выбираем коэффициенты трансформации ТТ с учетом условия [13]:

$$I_{1ТТ} \geq I_{ТТН} \quad (65)$$

где $I_{ТТН}$ – номинальный ток I стороны трансформатора, А. Принимаем ближайшее наибольшее стандартное значение и определяем номинальный коэффициент трансформации ТТ $K_{ТА}$.

Находим вторичные токи ТТ в номинальном режиме, А:

$$I_{2ПТ} = \frac{I_{ТНОМ}}{K_{ТА}} \quad (66)$$

При внешних КЗ дифференциальный ток срабатывания должен удовлетворять условию:

$$I_{dsp} \geq K_{ОТС} \cdot I_{НБР} \quad (67)$$

$$I_{НБР} = K_{ПЕР} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РЕГ} + \Delta f_{ВЫР} \quad (68)$$

где $K_{ОТС}$ – коэффициент отстройки, $K_{ОТС} = 1,1$;

$K_{ПЕР}$ – коэффициент, учитывающий переходный процесс;

ε – полная относительная погрешность ТТ, $\varepsilon = 0,1$ о.е.;

$\Delta U_{PEГ}$ – относительная погрешность, вызванная регулированием напряжения трансформатора, $\Delta U_{PEГ} = 0,02$ о.е.;

Δf_{BYP} – относительная погрешность выравнивания токов плеч,
 $\Delta f_{BYP} = 0,02$ о.е.

Требования к ТТ дифференциальной защиты трансформаторов можно сформулировать следующим образом:

$$K_{10} \geq \frac{I_{1НОМТТ} \cdot K_{10}}{I_{ТНОМi}} \geq \frac{I_{КЗВНМ}}{I_{ТНОМi}} \quad (69)$$

где $I_{1НОМТТ}$ – номинальный ток первичной обмотки ТТ, А;

K_{10} – наибольшая кратность первичного тока ТТ;

Далее вычисляют коэффициент торможения:

$$K_{T1} = \frac{K_{ОТС} \cdot I_{НБР} \cdot I_{СКВ} - 0,7}{I_{СКВ} - I_{ТР}} \quad (70)$$

Для силовых трансформаторов и автотрансформаторов, со стороны НН которых подключены токоограничивающие реакторы принимают $I_{СКВ} = 3$,

$K_{ПЕР} = 1,5$, $K_{ПЕР}^* = 2,5$

$$I_{ТАСЧ} = 1,25 + \frac{0,7 - I_{d\min}}{K_{T1}} \quad (71)$$

Значения $I_{d\min}^*$ и K_{T1} при начальном приближении (принимается тормозная характеристика №3) выбираются из технического паспорта RET521.

Выбираем трансформаторы тока [13].

$$I_{BH} = \frac{2 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 262,19 \text{ (А)}$$

$$I_{CH} = \frac{2 \cdot 25000 \cdot 0,667}{\sqrt{3} \cdot 37} = 550,36 \text{ (A)}$$

$$I_{HH} = \frac{2 \cdot 25000 \cdot 0,667}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1834,88 \text{ (A)}$$

$$I_{2BH} = \frac{262,19 \cdot 5}{300} = 4,37 \text{ (A)}$$

$$I_{2CH} = \frac{550,36 \cdot 5}{600} = 4,58 \text{ (A)}$$

$$I_{2HH} = \frac{1834,88 \cdot 5}{2000} = 4,59 \text{ (A)}$$

Расчетный ток небаланса.

$$I_{НБР} = K_{ПЕР} \cdot \varepsilon + \Delta U_{ПЕР} + \Delta f_{ВЫР} = 2,5 \cdot 0,1 + 0,02 + 0,02 = 0,29$$

$$I_{dsp} \geq 1,1 \cdot 0,29 = 0,319$$

$$I_{d\min} = 1,25 \cdot K_{ОТС} \cdot (K_{ПЕР} \cdot \varepsilon + \Delta U_{ПЕР} + \Delta f_{ВЫР}) = 0,261$$

Принимаем:

$$I_{d\min} = 0,3 \text{ о.е.}$$

Производим выбор тормозной характеристики из набора стандартных, установленных для терминала. Параметры тормозных характеристик приведены в таблице 38:

Таблица 38 – Тормозные характеристики.

№ характеристики	1	2	3	4	5
K_{TI}	0,15	0,2	0,3	0,4	0,49
$I_{T,расч*}$	3,9	3,25	2,58	2,25	2,05

Задаем значением $I_{TP} = 2,25$ для характеристики № 4 и находим:

$$K_{T1} = \frac{1,1 \cdot 0,29 \cdot 3 - 0,7}{3 - 2,25} = 0,61 \quad (72)$$

Принимаем тормозную характеристику №4.

16.2 Защита от перегрузки.

Защита действует с выдержкой времени на сигнал, а на необслуживаемых подстанциях – на разгрузку или отключение трансформаторов.

Ток срабатывания защиты от перегрузки (с действием на сигнал) определяется следующим образом [13]:

$$I_{CЗ} = \frac{k_{OTC}}{k_B} \cdot I_{ВНН} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 262,19 = 344,12 \text{ (А)} \quad (73)$$

где k_{OTC} – коэффициент отстройки, принимается равным 1,05

k_B – коэффициент возврата токового принимается равным 0,8;

Ток срабатывания защиты:

$$I_{CP} = \frac{344,12}{(300/5)} = 5,73 \text{ (А)} \quad (74)$$

Время срабатывания защиты принимаем равным 9 с.

16.3 Максимальная токовая защита.

Максимальная токовая защита устанавливается на всех трансформаторах, если для их защиты не используются предохранители. На понижающих трансформаторах мощностью более 1 МВА МТЗ с минимальным или комбинированным пуском по напряжению используется для защиты от внешних междуфазных КЗ. Время срабатывания МТЗ может оказывать влияние на выбор основной защиты трансформаторов мощностью от 1 до 6,3 МВА.

Если МТЗ трансформатора является его резервной защитой, то нет необходимости отключать при ее действии все выключатели трансформатора.

Ток срабатывания защиты на стороне 110 кВ [13]:

$$I_{CЗ} = \frac{k_H \cdot k_{САМ}}{k_B} \cdot I_{ВНН} = \frac{1,2 \cdot 1,5}{0,8} \cdot 262,19 = 589,92 \text{ (А)} \quad (75)$$

где k_H – коэффициент надежности, принимается равным 1,2;

$k_{САМ}$ – коэффициент самозапуска принимается равным 1,5;

$$k_{\chi} = \frac{I^{(2)}_{к.мин}}{I_{CЗ}} = \frac{11021 \cdot 10^3 \cdot (10,5/115)}{589,92} = 16,05 \quad (76)$$

Ток срабатывания защиты:

$$I_{CР} = \frac{589,92}{(300/5)} = 9,83$$

16.4 Газовая защита.

В качестве газовой защиты на данном трансформаторе применяется газовое реле на базе РГЧЗ. Защита данного типа предназначена для отключения (или работы на сигнал) в случае внутренних повреждений трансформаторов если не работает основная или резервная защита.

17 ЗАЩИТА ПОНИЖАЮЩИХ ТРАНСФОРМАТОРОВ 6/0,4 КВ

Как и линии, трансформаторы необходимо защитить от аварийных ситуаций, вызванных возникновением перенапряженностей и коротких замыканий, путем установки различных типов защит.

К основным видам повреждения трансформаторов напряжением 10/0,4 кВ и мощностью до 2500 кВ·А (включительно) можно отнести следующие:

- 1) однофазные короткие замыкания между витками одной фазы;
- 2) однофазные короткие замыкания на землю;
- 3) междуфазные короткие замыкания в обмотках;
- 4) междуфазные короткие замыкания на вводах;
- 5) внутренние повреждения («пожар в стали» магнитопровода).

Расчет защиты трансформаторов от междуфазных коротких замыканий включает в себя выбор и проверку плавких вставок предохранителей.

Плавкие предохранители предназначены для автоматического отключения цепи при превышении определенного значения тока (номинального тока плавкой вставки). Одним из основных достоинств предохранителей является то, что они позволяют быстро отключать цепь при коротком замыкании, а так же ограничивать ток в цепи при КЗ (ПК). Именно по этому их широко применяют для защиты силовых трансформаторов напряжением 6/0,4 кВ, измерительных трансформаторов напряжения и электродвигателей.

Вновь вводимые трансформаторы будем защищать с помощью установки плавких предохранителей типа ППН-6, которые встраиваются в выключатели нагрузки.

18 АВТОМАТИЧЕСКИЙ ВВОД РЕЗЕРВА

В данной ВКР предусматривается устройство автоматического ввода резерва (АВР), которое устанавливается на шинах НН ПС «Тамбовка», для которых предусмотрены два источника питания, работающих отдельно в нормальном режиме.

Включение резервного источника питания на поврежденной секции сборных шин КРУ, как правило, не допускается во избежание увеличения объемов разрушений, вызванных КЗ, и аварийного снижения напряжения потребителей, электрически связанных с резервным источником.

Схемы АВР должны:

- а) обеспечивать возможно раннее выявление отказа рабочего источника питания;
- б) действовать согласованно с другими устройствами автоматического (АПВ, АЧР) в интересах возможно полного сохранения технологического процесса;
- в) не допускать включения резервного источника на КЗ;
- г) исключать недопустимые несинхронные включения потерявших питание синхронных электродвигателей на сеть резервного источника;
- д) не допускать подключение потребителей к резервному источнику, напряжение на котором понижено.

Выключатели, включаемые устройствами АВР, должны иметь контроль исправности цепи включения.

19 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

19.1 Безопасность работы

В данной работе рассматривается модернизация подстанции 110 кВ «Тамбовка», предполагается установка на данной ПС двух трех обмоточных трансформаторов типа ТДТН 25000/110/35/10.

Для снижения воздействия вредных и опасных производственных факторов на подстанции предусмотрена установка современного оборудования, в частности элегазовых выключателей отечественного производства, которые являются безопасными в отношении взрывобезопасности и пожаробезопасности по сравнению с устаревшими масляными выключателями.

Все работы по перевооружению электроустановок, электромонтажные и наладочные работы разрешается выполнять только при наличии проекта производства работ (ППР) или технологических карт (ТК), утвержденных главным инженером электромонтажной организации, в которых для каждого из выполняемых видов работ предусмотрены конкретные мероприятия по технике безопасности /Правила безопасности при строительстве линий электропередачи и производстве электромонтажных работ РД 153-34.3-03.285-2002/.

При производстве работ должны соблюдаться требования государственных НТД и локальных документов монтажных организаций:

1. Инструкций по охране труда для каждой профессии и на отдельные виды работ.
2. Правил безопасности при строительстве линий электропередачи и производстве электромонтажных работ /РД 153-34.3-03.285-2002/.
3. Правил устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов /ПБ-10-382-00/.
4. Межотраслевых правил по охране труда при погрузочно-разгрузочных работах и размещении грузов /ПОТ РМ 007-98/.

5. СНиП 12-03-2001 «Безопасность труда в строительстве. Часть 1. Общие требования».

6. СНиП 12-04-2002 «Безопасность труда в строительстве. Часть 2. Строительное производство».

7. Правила безопасности при работе с инструментами и приспособлениями / СО 153-34.03.204/.

8. Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий /СО 34.03.301-00/.

9. Инструктивные указания по технике безопасности при ремонтно-строительных работах вблизи действующего энергетического оборудования энергопредприятий /СО 153-34.03.224/

10. Инструкция по организации и производству работ повышенной опасности /СО 34.03.284-96/

Основные требования мер безопасности вышеперечисленных НТД указываются в разделе «Требования по охране труда» ППР или ТК. Непосредственные руководители и исполнители монтажных работ перед допуском к их выполнению должны быть ознакомлены с требованиями безопасности на месте работ с фактическими условиями труда, знать и выполнять нормы безопасности в объеме порученных работ.

К вредным факторам в электроустановках следует отнести электрические и магнитные поля промышленной частоты, возникающие при работе оборудования подстанций и линий электропередач, акустические шумы от работы силового оборудования (особенно трансформаторов и воздушных выключателей).

19.2 Экологичность работы.

Основным источником загрязнения окружающей среды на ПС «Тамбовка» может являться трансформаторное масло, которое в большом объеме содержится в силовом оборудовании и которое может вытечь из трансформатора вследствие его разрушения. Трансформаторное масло является неотъемлемой частью современного работающего трансформатора и предназначе-

но для изоляции токоведущих частей, как между собой, так и между ними и заземленными частями, при этом второй немаловажной функцией является функция охлаждающей среды для данного оборудования.

В соответствии с ПУЭ для предотвращения загрязнения окружающей территории при аварийном выбросе трансформаторного масла и предотвращения распространения пожара проектом предусматривается сооружение маслоприемников.

На подстанции «Тамбовка» согласно расчетным данным устанавливаются 2 трансформатора марки ТДТН - 25000/110/35/6 с размерами (м) 6,6×4,8×6,0 и массой масла 21,0 т.

Для устанавливаемых на ПС трансформаторов и монтируемых под них маслоприемников учитываем следующие условия [18]:

1) Габариты маслоприемника выступают за габариты трансформатора на 1,5 м.

2) Так масса масла составляет более 20 тонн следовательно маслоприемник выполняется с отводом масла. Объем маслоприемника с отводом масла рассчитывается на единовременный прием 100 % масла, залитого в трансформатор [18].

Маслоприемники масла на ПС «Тамбовка» выполняем с установкой металлической решетки на маслоприемнике, поверх которой насыпан гравий или щебень толщиной слоя 0,25 м; На рисунке 11 представлено схематичное изображение маслоприемника с отводом масла.

Верхний уровень гравия (щебня) находится на расстоянии не менее чем 75 мм ниже уровня окружающей планировки [18].

3) Маслосборник предусматривается закрытого типа вмещающий полный объем масла, а также 80 % общего (с учетом 30-минутного запаса) расхода воды от средств пожаротушения.

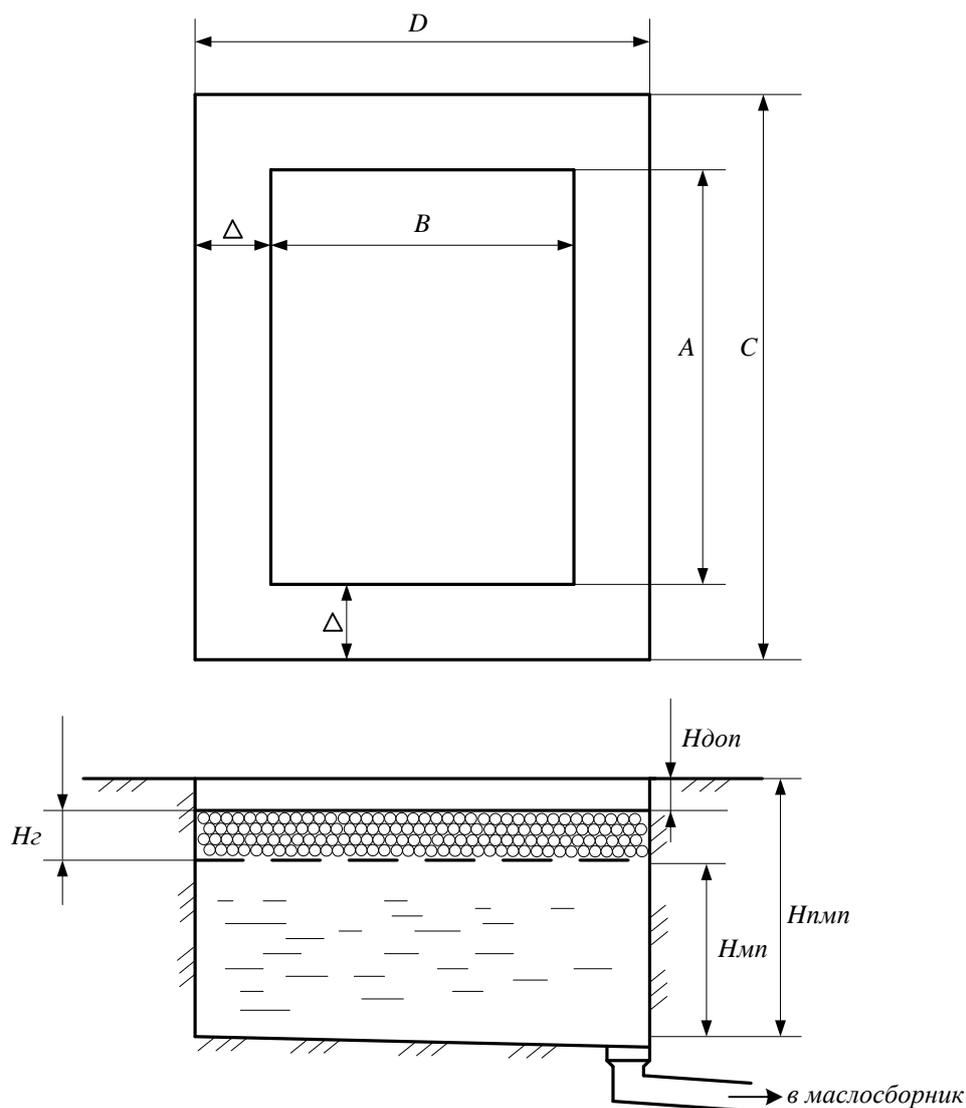


Рисунок 11 – Основные размеры маслоприемника

Маслобункер оборудуется сигнализацией о наличии воды с выводом сигнала на щит управления. Внутренние поверхности маслоприемника, защищены маслостойким покрытием

Рассмотрим подробно расчет всех размеров маслоприемника.

Определяем объем масла в автотрансформаторе по формуле:

$$V_{ТРМ} = \frac{M}{\rho} = \frac{21}{0,88} = 23,86 \text{ (м}^3\text{)} \quad (77)$$

где M – масса масла в трансформаторе согласно паспортным данным 23,2 т

ρ – плотность масла 0,88 (т/м³)

Определяем площадь маслоприемника по формуле [18]:

$$S_{МП} = (A + 2 \cdot \Delta) \cdot (B + 2 \cdot \Delta) = (6,6 + 2 \cdot 1,5) \cdot (4,8 + 2 \cdot 1,5) = 74,88 \text{ (м}^2\text{)} \quad (78)$$

где A , B – длина и ширина трансформатора (м)

Δ – расстояние между боковой стенкой трансформатора и стенкой маслоприемника [18].

Определяем глубину маслоприемника для приема всего масла $V_{ТРМ}$:

$$H_{МП} = \frac{V_{ТРМ}}{S_{МП}} = \frac{23,86}{74,88} = 0,32 \text{ (м)} \quad (79)$$

Учитывая то что верхний уровень гравия (щебня) должен быть не менее чем на 75 мм ниже верхнего уровня окружающей планировки (при устройстве маслоприемников без бортовых ограждений) принимаем [18]:

Расстояние от верхнего края щебня до уровня окружающей планировки:

$$H_{доп} = 0,075 \text{ (м)}$$

Высота гравийной подушки [18]:

$$H_{г} = 0,25 \text{ (м)}$$

Полная высота маслоприемника

$$H_{МПП} = H_{МП} + H_{г} + H_{доп} = 0,32 + 0,25 + 0,075 = 0,595 \text{ (м)} \quad (80)$$

Дно маслоприемника выполняем с уклоном 0,005 в сторону прямка, также оно засыпается чисто промытым гранитным (либо другой непористой породы) гравием или щебнем фракцией от 30 до 70 мм. Толщина засыпки 0,25 м.

Рассмотрим подробно расчет требуемого объема маслосборника.

Площадь боковой поверхности трансформатора:

$$S_{БП} = (A + B) \cdot 2 \cdot H = (6,6 + 4,8) \cdot 2 \cdot 6,0 = 136,8 \text{ (м}^2\text{)} \quad (81)$$

где H – высота трансформатора (м)

Нормативный коэффициент пожаротушения K_{II} (л/(с×м²)) и нормативное время тушения t (сек) соответственно равны [18]:

$$K_{II} = 0,2$$

$$t = 1800$$

Определяем объем воды необходимый для тушения пожара

$$V_{H_2O} = K_{II} \cdot t \cdot (S_{МП} + S_{БП}) \cdot 10^{-3} = 0,2 \cdot 1800 \cdot (74,88 + 136,8) \cdot 10^{-3} = 76,2 \text{ (м}^3\text{)} \quad (82)$$

Определяем объем маслосборника необходимый для приема 100 % масла и 80 % воды:

$$V_{ТМН_2O} = V_{ТРМ} + 0,8 \cdot V_{H_2O} = 23,86 + 0,8 \cdot 76,2 = 84,82 \text{ (м}^3\text{)} \quad (83)$$

Маслоотводы должны обеспечивать отвод из маслоприемника масла и воды, применяемой для тушения пожара, автоматическими стационарными устройствами и гидрантами на безопасное в пожарном отношении расстояние от оборудования и сооружений: 50 % масла и полное количество воды должны удаляться не более чем за 0,25 ч.

Маслоотводы на ПС «Гамбовка» выполняются в виде подземных трубопроводов. Сеть маслоотводов от трансформатора выполняется из асбоцементных труб диаметром 300 мм за исключением участков пересечения с автодорогой, где они выполняются из чугунных труб того же диаметра.

19.3 Чрезвычайные ситуации

При реконструкции ПС должны соблюдаться нормы противопожарной безопасности во избежание возникновения пожаров.

Для снижения воздействия вредных и опасных производственных факторов на подстанции «Гамбовка» предусмотрена установка современного оборудования, в частности элегазовых выключателей, которые являются без-

опасными в отношении взрывобезопасности и пожаробезопасности по сравнению с устаревшими масляными выключателями.

Рассмотрим защитные средства от следующих чрезвычайных ситуаций: пожар на ОРУ, прямой удар молнии в ОРУ «Тамбовка».

Пожарная безопасность. В связи с тем, что на ПС «Тамбовка» устанавливаются элегазовые выключатели, снижается уровень возникновения ЧС на ОРУ.

Пожарная безопасность предусматривает обеспечение безопасности людей и сохранения материальных ценностей предприятия на всех стадиях его жизненного цикла.

Основными системами пожарной безопасности являются системы предотвращения пожара и противопожарной защиты, включая организационно-технические мероприятия.

Систему предотвращения пожара на ПС «Тамбовка» составляет комплекс организационных мероприятий и технических средств, направленных на исключение возможности возникновения пожара. Предотвращение пожара достигается: устранением образования горючей среды; устранением образования в горючей среде источника зажигания; поддержанием температуры горючей среды ниже максимально допустимой; поддержание в горючей среде давления ниже максимально допустимого и другими мерами.

Систему противопожарной защиты на ПС «Тамбовка» составляет комплекс организационных и технических средств, направленных на предотвращение воздействия на людей опасных факторов пожара и ограничение материального ущерба от него.

Противопожарная защита на ПС «Тамбовка» обеспечивается:

- максимально возможным применением негорючих и трудногорючих веществ и материалов вместо пожароопасных;
- ограничением количества горючих веществ и их размещения; изоляцией горючей среды;
- предотвращением распространения пожара за пределы очага;

- применением различных средств пожаротушения;
- применением конструкции объектов регламентированными пределами огнестойкости и горючестью;
- эвакуацией людей;
- системами противодымовой защиты;
- применением пожарной сигнализации и средств извещения о пожаре;
- организацией пожарной охраны промышленных объектов.

Предотвращение распространения пожара на ПС «Тамбовка» обеспечивается:

- устройством противопожарных преград (стен, зон, поясов, защитных полос, навесов и т.п.);
- установлением предельно допустимых площадей противопожарных отсеков и секций;
- устройством аварийного отключения и переключения аппаратов и коммуникаций;
- применением средств, предотвращающих разлив пожароопасных жидкостей при пожаре;
- применением огнепреграждающих устройств;
- применением разрывных предохранительных мембран на агрегатах и коммуникациях.

Большое значение в обеспечении пожарной безопасности принадлежит противопожарным преградам и разрывам. Противопожарные преграды предназначены для ограничения распространения пожара внутри здания. К ним относятся противопожарные стены, перекрытия, двери.

Виды пожарной техники, применяемые на ОРУ 110 кВ ПС «Тамбовка»:

Пожарная техника, предназначенная для защиты открытого распределительного устройства 110 кВ, классифицируется на следующие группы: пожарные машины, средства пожарной и охранной сигнализации, огнетушители, пожарное оборудование, ручной инструмент, инвентарь и пожарные спасательные устройства.

Тушение пожара водой является наиболее дешевым и распространенным средством. Попадая в зону горения, вода нагревается и испаряется, отнимая большое количество теплоты от горящих веществ.

При испарении воды образуется значительное количество пара, который затрудняет доступ воздуха к очагу горения. Кроме того, сильная струя воды может сбить пламя, что облегчает тушение пожара.

В качестве огнетушащих средств в работе устанавливаются [20]: в здании ОПУ четыре огнетушителя типа ОУ-5 и один типа ОУ-25, в ЗРУ 10 кВ два огнетушителя типа ОУ-5 и один типа ОУ-25, в здании связи аналогично ЗРУ 10 кВ, возле каждого трансформатора также расположены два огнетушителя типа ОХП-10, два ОПС-5, ящик с песком емкостью 0,5 м³.

На ПС «НПС-15» определены места хранения защитных средств для пожарных подразделений при ликвидации пожара и их необходимое количество. Применение этих средств для других целей не допускается.

Проезжую часть по территории подстанции и к водоисточникам необходимо содержать в исправном состоянии, а в зимний период регулярно очищать от снега.

Производственные, административные, складские и вспомогательные здания, помещения и сооружения на подстанции обеспечены первичными средствами пожаротушения (ручными и передвижными): огнетушителями, ящиками с песком, асбестовыми или войлочными покрывалами и др.

Переносные огнетушители размещаются на высоте не более 1,5 м от уровня пола [20], считая от нижнего торца огнетушителя. Допускается установка огнетушителей в тумбах или шкафах, конструкция которых должна обеспечивать доступ к нему.

Для размещения первичных средств тушения пожара на ПС «Тамбовка» в производственных и других помещениях, а также на территории подстанции, устанавливаются пожарные щиты (посты). Запорная арматура (краны, клапаны, крышки горловины) углекислотных, химических, воздушно-пенных, порошковых и других огнетушителей должна быть опломбирована.

С наступлением морозов пенные огнетушители переносятся в отапливаемые помещения. Углекислотные и порошковые огнетушители разрешается устанавливать на улице при температуре воздуха не ниже 20°C.

Запрещается установка огнетушителей любых типов непосредственно у обогревателей, горячих трубопроводов и оборудования для исключения их нагрева.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе рассматривался вопрос реконструкции и модернизации системы внешнего электроснабжения села «Тамюовка» Амурской области с центром питания ПС «Тамбовка» 110/35/10 кВ. Для решения данного вопроса в работы был выполнен расчет электрических нагрузок как на стороне низкого так и на стороне высокого напряжения комплектных трансформаторных подстанций рассматриваемого района, на основании полученных данных выполнена проверка силовых трансформаторов 10/0,4 кВ по коэффициенту загрузки. Выполнен выбор проводников напряжением 10 кВ и расчетным путем определено их сечение. При реконструкции ПС «Тамбовка» определена мощность нагрузки на шинах низкого напряжения и выбраны типы и мощность силовых трансформаторов устанавливаемых на данной ПС. Перед выбором основного электротехнического оборудования ПС «Тамбовка» выполнен расчет токов короткого замыкания на всех распределительных устройствах, на основе полученных результатов произведен выбор и проверка основного коммутационного, измерительного и защитного оборудования напряжением 110,35,10 кВ.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Андреев В. А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения – М: Высшая школа, 2008.
- 2 Базуткин В.В., Ларионов В.П., Пинталь Ю.С. Изоляция и перенапряжения в электрических системах: Учебник для вузов – М.: Энергоатомиздат, 2006.
- 3 Бегентаев М.М. Экономика промышленности учебное пособие. – Издательство: Павлодар: Кереку Год: 2008
- 4 Блок В.М. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностях вузов //В. М. Блок, Г. К. Обушев и др.; Под ред. В.М.Блок – М.:Высш.шк.,2011. – 383 с.
- 5 Блок В.М. Электрические системы и сети. // В.М. Блок– М.: Высш.шк.,2006. – 430 с.
- 6 Герасимов В.Г. Электротехнический справочник Т.3 //В. Г. Герасимов, П. Г. Грудинский, В. А. Лабунцов и др. – М.: Энергоатомиздат, 2003. – 880 с.
- 7 Железко Ю.С., Артемьев А.В., Савченко О.В., Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях. – М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2003
- 8 Железко Ю.С., Костюшко В.А., Крылов С.В., Потери электроэнергии, зависящие от погодных условий. Нормирование, анализ и снижение потерь электроэнергии в электрических сетях, 2002.
- 9 Железко Ю.С., Савченко О.В. Определение интегральных характеристик графиков нагрузки для расчета потерь электроэнергии в электрических сетях // Электрические станции. 2001. №10.
- 10 Идельчик В.И. Электрические системы и сети. // В.И. Идельчик – М.: Энергоатомиздат, 2005. – 592 с.
- 11 Лыкин А.В. Электрические системы и сети: Учебное пособие. // А.В. Лыкин – Новосибирск: Изд – во НГТУ, 2012. – 248 с.

12 Методика расчета нормативных (технологических) потерь электроэнергии в электрических сетях. Утверждена приказом Минпромэнерго России от 03 февраля 2005г. №21.

13 Неклепаев Б. Н., Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования// Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков – М.: Энергоатомиздат, 2006. – 608 с.

14 Нормативы затрат на ремонт в процентах от балансовой стоимости конкретных видов основных средств. СО 34.20.611-2003 ОАО РАО «ЕЭС России».– М, 2003.

15 Положение об организации в Министерстве промышленности и энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям Утверждено приказом Минпромэнерго России от 04 октября 2005г. №267.

16 Поспелов Г.Е. Электрические системы и сети. Проектирование: Учебное пособие для вузов.- 2-е изд., испр. и доп.// Г.Е. Поспелов, В.Т. Федин – Мн.: Выш. Шк., 2008.-308с.: ил.

17 Постановление Правительства РФ от 01.01.2002 №1 о классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы (редакция 08.08.2003), 2003.

18 Правила устройства электроустановок. – 7-е изд., перераб и доп. – И.: Энергоатомиздат, 2016.

19 Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений. РД 153-34.3-35.125-99. – М. 2010.

20 Собурь С.В. Пожарная безопасность электроустановок – М.ПожКнига 2010.

21 Файбисович Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей //Д.Л. Файбисович, И.Г. Карапетян – М.: ЭНАС, 2012. – 365 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А. Расчет нагрузок 0,4 кВ

Номер КТП	Кол-во и номинальная мощность трансформаторов	Расчетная активная мощность на шинах 0,4 кВ (кВт)	Расчетная активная мощность на шинах 0,4 кВ (кВАр)	Расчетная полная мощность на шинах 0,4 кВ (кВА)
1	2	3	4	5
1-28	250	205,89	89,52	224,51
1-16	25	11,50	5,00	12,54
1-39	400	250,50	108,91	273,15
1-70	400	300,20	130,52	327,35
1-47	100	15,60	6,78	17,01
1-71	400	128,90	56,04	140,56
1-42	630	350,20	152,26	381,87
1-43	160	80,56	35,03	87,84
1-61	2×630	498,30	216,65	543,36
1-69	100	45,60	19,83	49,72
1-53	630	250,69	109,00	273,36
1-52	400	300,25	130,54	327,40
1-31	400	320,58	139,38	349,57
1-36	250	125,40	54,52	136,74
1-24	160	79,56	34,59	86,75
1-78	400	128,90	56,04	140,56
1-80	400	254,67	110,73	277,70
1-88	250	125,12	54,40	136,43
1-35	10	2,35	1,02	2,56
1-50	400	158,95	69,11	173,32
1-76	400	321,58	139,82	350,66
1-60	400	259,87	112,99	283,37
1-84	400	352,0	111,65	369,28
1-63	63	40,26	17,50	43,90
1-41	400	300,10	130,48	327,24
1-40	250	158,46	68,90	172,79
1-49	2×630	652,45	283,67	711,45
1-74	400	127,25	55,33	138,76
1-67	400	289,56	125,90	315,74
1-83	400	156,23	67,93	170,36
1-86	400	120,47	52,38	131,36
1-34	630	290,54	126,32	316,81

Продолжение таблицы

1	2	3	4	5
1-87	400	124,36	54,07	135,61
1-32	63	45,47	19,77	49,58
1-54	250	157,25	68,37	171,47
1-55	400	342,90	149,09	373,91
1-38	200	111,32	48,40	121,39
1-65	400	198,78	86,43	216,76
1-37	250	98,56	42,85	107,47
1-48	1000+630	697,23	303,14	760,28
1-51	630	500,21	217,48	545,44
1-46	25	14,56	6,33	15,88
1-79	630	269,32	117,10	293,67
1-68	400	179,58	78,08	195,82
1-66	250	100,20	43,57	109,26
1-7	400	215,20	93,57	234,66
1-81	250	89,60	38,96	97,70
1-89	400	56,50	24,57	61,61
1-23	400	28,90	12,57	31,51
1-11	400	269,87	117,33	294,27
1-59	250	210,40	91,48	229,43
1-75	250	99,56	43,29	108,56
1-21	160	100,24	43,58	109,30
1-12	250	68,78	29,90	75,00
1-20	250	66,56	28,94	72,58
1-33	400	147,56	64,16	160,90
1-1	400	369,25	112,58	386,03
1-2	400	350,36	115,69	368,93
1-3	250	215,15	90,58	233,44
1-4	400	48,74	21,19	53,15
1-15	630	235,45	102,37	256,74
1-9	100	48,74	21,19	53,15
1-13	400	469,3	203,54	511,53
1-8	250	213,58	70,73	224,98
1-14	400	168,90	73,43	184,17
1-10	400	201,45	87,59	219,67
1-5	2×250	197,56	85,90	215,43

Продолжение таблицы

1	2	3	4	5
1-57	400	123,25	53,59	134,40
1-82	400	180,25	78,37	196,55
1-25	160	150,50	50,22	158,65
1-72	600	99,56	43,29	108,56
12-8	250	45,60	19,83	49,72
12-4	400	111,23	48,36	121,29
1-22	100	25,60	11,13	27,91
1-3	250	29,80	12,96	32,49
1-85	400	241,23	104,88	263,04
1-6	400	200,20	87,04	218,30
1-64	2400	290,36	126,24	316,62
1-26	250	115,23	50,10	125,65
1-58	250	246,25	58,9	253,48
1-27	160	25,60	11,13	27,91
1-44	100	20,40	8,87	22,24
1-58	250	245,65	59,85	252,83
1-45	25	11,80	5,13	12,87
12-5	320	35,68	15,51	38,91
12-2	2×1000	652,35	283,63	711,34
12-10	250	78,56	34,16	85,66
1-27	160	49,80	21,65	54,30
1-44	100	25,45	11,07	27,75
12-11	2×1000	452,36	196,68	493,27
12-6	400	112,36	48,85	122,52
12-3	160	56,58	24,60	61,70
12-6	400	89,63	38,97	97,74
12-9	100	35,60	15,48	38,82

ПРИЛОЖЕНИЕ Б. Расчет коэффициентов загрузки КТП

Номер КТП	$N \times S_{\text{номтр}}$	$K_{\text{эф}}$	Номер КТП	$N \times S_{\text{номтр}}$	$K_{\text{эф}}$	Номер КТП	$N \times S_{\text{номтр}}$	$K_{\text{эф}}$
1-28	250	0,93	1-55	400	0,93	1-72	600	0,18
1-16	25	0,50	1-38	200	0,61	12-8	250	0,20
1-39	400	0,68	1-65	400	0,54	12-4	400	0,30
1-70	400	0,82	1-37	250	0,43	1-22	100	0,28
1-47	100	0,25	1-48	1000+630	0,47	1-3	250	0,13
1-71	400	0,35	1-51	630	0,87	1-85	400	0,66
1-42	630	0,61	1-46	25	0,64	1-6	400	0,55
1-43	160	0,55	1-79	630	0,47	1-64	2400	0,13
1-61	2×630	0,43	1-68	400	0,49	1-26	250	0,50
1-69	100	0,50	1-66	250	0,44	1-58	250	1,01
1-53	630	0,43	1-7	400	0,59	1-27	160	0,17
1-52	400	0,82	1-81	250	0,39	1-44	100	0,22
1-31	400	0,9	1-89	400	0,15	1-58	250	0,20
1-36	250	0,55	1-23	400	0,08	1-45	25	0,51
1-24	160	0,54	1-11	400	0,74	12-5	320	0,12
1-78	400	0,35	1-59	250	0,92	12-2	2×1000	0,36
1-80	400	0,69	1-75	250	0,43	12-10	250	0,34
1-88	250	0,55	1-21	160	0,68	1-27	160	0,34
1-35	10	0,26	1-12	250	0,30	1-44	100	0,28
1-50	400	0,43	1-20	250	0,29	12-11	2×1000	0,25
1-76	400	0,91	1-33	400	0,40	12-6	400	0,31
1-60	400	0,71	1-1	400	0,97	12-3	160	0,39
1-84	400	0,92	1-2	400	0,92	12-6	400	0,24
1-63	63	0,70	1-3	250	0,93	12-9	100	0,39
1-41	400	0,82	1-4	400	0,13			
1-40	250	0,69	1-15	630	0,41			
1-49	2×630	0,56	1-9	100	0,53			
1-74	400	0,35	1-13	400	1,28			
1-67	400	0,79	1-8	250	0,90			
1-83	400	0,43	1-14	400	0,46			
1-86	400	0,33	1-10	400	0,55			
1-34	630	0,50	1-5	2×250	0,43			
1-87	400	0,34	1-57	400	0,34			
1-32	63	0,79	1-82	400	0,49			
1-54	250	0,69	1-25	160	0,99			

ПРИЛОЖЕНИЕ В Определение расчетных нагрузок 10 кВ КТП

Наименование КТП	Потери в трансформаторах,			Расчетная нагрузка узла (кВА)		
	ΔP_m (кВт)	ΔQ_m (квар)	ΔS_m (кВА)	$P_{P10ТП}$ (кВт)	$Q_{P10ТП}$ (квар)	$S_{P10ТП}$ (кВА)
1	2	3	4	5	6	7
1-28	2,68	9,85	10,20	208,57	99,37	234,71
1-16	0,15	0,55	0,57	11,65	5,55	13,11
1-39	3,26	11,98	12,41	253,76	120,89	285,56
1-70	3,90	14,36	14,88	304,10	144,88	342,23
1-47	0,20	0,75	0,77	15,80	7,53	17,78
1-71	1,68	6,16	6,39	130,58	62,20	146,95
1-42	4,55	16,75	17,36	354,75	169,01	399,23
1-43	1,05	3,85	3,99	81,61	38,88	91,83
1-61	6,48	23,83	24,70	504,78	240,48	568,06
1-69	0,59	2,18	2,26	46,19	22,01	51,98
1-53	3,26	11,99	12,43	253,95	120,99	285,79
1-52	3,90	14,36	14,88	304,15	144,90	342,28
1-31	4,17	15,33	15,89	324,75	154,71	365,46
1-36	1,63	6,00	6,21	127,03	60,52	142,95
1-24	1,03	3,80	3,94	80,59	38,39	90,69
1-78	1,68	6,16	6,39	130,58	62,20	146,95
1-80	3,31	12,18	12,62	257,98	122,91	290,32
1-88	1,63	5,98	6,20	126,75	60,38	142,63
1-35	0,03	0,11	0,12	2,38	1,13	2,68
1-50	2,07	7,60	7,88	161,02	76,71	181,20
1-76	4,18	15,38	15,94	325,76	155,20	366,60
1-60	3,38	12,43	12,88	263,25	125,42	296,25
1-84	4,58	12,28	13,11	356,58	123,93	382,39
1-63	0,52	1,93	1,99	40,78	19,43	45,89
1-41	3,90	14,35	14,87	304,00	144,83	342,11
1-40	2,06	7,58	7,85	160,52	76,48	180,64
1-49	8,48	31,20	32,34	660,93	314,87	743,79
1-74	1,65	6,09	6,31	128,90	61,42	145,07
1-67	3,76	13,85	14,35	293,32	139,75	330,09
1-83	2,03	7,47	7,74	158,26	75,40	178,10
1-86	1,57	5,76	5,97	122,04	58,14	137,33
1-34	3,78	13,90	14,40	294,32	140,22	331,21
1-87	1,62	5,95	6,16	125,98	60,02	141,77
1-32	0,59	2,17	2,25	46,06	21,94	51,83
1-54	2,04	7,52	7,79	159,29	75,89	179,26
1-55	4,46	16,40	16,99	347,36	165,49	390,90
1-38	1,45	5,32	5,52	112,77	53,72	126,91
1-65	2,58	9,51	9,85	201,36	95,94	226,61
1-37	1,28	4,71	4,88	99,84	47,56	112,35
1-48	9,06	33,35	34,56	706,29	336,49	794,84
1-51	6,50	23,92	24,79	506,71	241,40	570,23
1-46	0,19	0,70	0,72	14,75	7,03	16,60
1-79	3,50	12,88	13,35	272,82	129,98	307,02

Продолжение таблицы

1	2	3	4	5	6	7
1-68	2,33	8,59	8,90	181,91	86,67	204,72
1-66	1,30	4,79	4,97	101,50	48,36	114,23
1-7	2,80	10,29	10,67	218,00	103,86	245,33
1-81	1,16	4,29	4,44	90,76	43,25	102,14
1-89	0,73	2,70	2,80	57,23	27,27	64,41
1-23	0,38	1,38	1,43	29,28	13,95	32,94
1-11	3,51	12,91	13,37	273,38	130,24	307,64
1-59	2,74	10,06	10,43	213,14	101,54	239,86
1-75	1,29	4,76	4,93	100,85	48,05	113,49
1-21	1,30	4,79	4,97	101,54	48,37	114,27
1-12	0,89	3,29	3,41	69,67	33,19	78,41
1-20	0,87	3,18	3,30	67,43	32,12	75,88
1-33	1,92	7,06	7,31	149,48	71,22	168,21
1-1	4,80	12,38	13,28	374,05	124,96	399,31
1-2	4,55	12,73	13,52	354,91	128,42	382,45
1-3	2,80	9,96	10,35	217,95	100,54	243,79
1-4	0,63	2,33	2,42	49,37	23,52	55,57
1-15	3,06	11,26	11,67	238,51	113,63	268,41
1-9	0,63	2,33	2,42	49,37	23,52	55,57
1-13	6,23	22,47	23,32	475,53	226,01	534,85
1-8	2,78	7,78	8,26	216,36	78,51	233,24
1-14	2,20	8,08	8,37	171,10	81,51	192,54
1-10	2,62	9,63	9,98	204,07	97,22	229,65
1-5	2,57	9,45	9,79	200,13	95,35	225,22
1-57	1,60	5,89	6,11	124,85	59,48	140,51
1-82	2,34	8,62	8,93	182,59	86,99	205,48
1-25	1,96	5,52	5,86	152,46	55,74	164,51
1-72	1,29	4,76	4,93	100,85	48,05	113,49
12-8	0,59	2,18	2,26	46,19	22,01	51,98
12-4	1,45	5,32	5,51	112,68	53,68	126,80
1-22	0,33	1,22	1,27	25,93	12,35	29,18
1-3	0,39	1,43	1,48	30,19	14,39	33,97
1-85	3,14	11,54	11,96	244,37	116,42	275,00
1-6	2,60	9,57	9,92	202,80	96,61	228,22
1-64	3,77	13,89	14,39	294,13	140,13	331,01
1-26	1,50	5,51	5,71	116,73	55,61	131,36
1-58	3,20	6,48	7,23	249,45	65,38	260,71
1-27	0,33	1,22	1,27	25,93	12,35	29,18
1-44	0,27	0,98	1,01	20,67	9,85	23,25
1-58	3,19	6,58	7,32	248,84	66,43	260,15
1-45	0,15	0,56	0,58	11,95	5,69	13,45
12-5	0,46	1,71	1,77	36,14	17,22	40,68
12-2	8,48	31,20	32,33	660,83	314,83	743,67
12-10	1,02	3,76	3,89	79,58	37,92	89,55
1-27	0,65	2,38	2,47	50,45	24,03	56,77
1-44	0,33	1,22	1,26	25,78	12,29	29,01
12-11	5,88	21,63	22,42	458,24	218,31	515,69

Продолжение таблицы

12-6	1,46	5,37	5,57	113,82	54,22	128,09
12-3	0,74	2,71	2,80	57,32	27,31	64,50
12-6	1,17	4,29	4,44	90,80	43,26	102,18
12-9	0,46	1,70	1,76	36,06	17,18	40,58
Сумма	223,14	792,12	823,38	17387,9	7993,17	19451,2