

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

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« ____ » _____ 20__ г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция системы электроснабжения напряжением 10 кВ с центром питания подстанция Астрахановка напряжением 35/10 кВ для повышения надежности электроснабжения

Исполнитель

студент группы 742-об3

подпись, дата

М.В. Павленко

Руководитель

профессор, канд.техн.наук

подпись, дата

Ю.В. Мясоедов

Консультант по

безопасности и

экологичности

доцент, канд.техн.наук

подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

Ст. преподаватель

подпись, дата

Л.А. Мясоедова

Благовещенск 2021

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

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина
« _____ » _____ 20__ г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента Павленко Марины Владиславовны

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция системы электроснабжения напряжением 10 кВ с центром питания подстанция Астрахановка напряжением 35/10 кВ для повышения надежности электроснабжения

(утверждено приказом от 19.03.2021 № 575-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: _Подробная однолинейная схема ПС Астрахановка 35/10 кВ, однолинейная схема электрической сети 10 кВ, план расположения ТП 10/0,4 кВ

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): _Расчет электрических нагрузок, выбор силовых трансформаторов ТП, расчет токов короткого замыкания, выбор оборудования на ПС «Астрахановка»

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

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

7. Дата выдачи задания _____

Руководитель выпускной квалификационной работы: Руководитель профессор, канд. техн. наук Ю.В. Мясоедов _____

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

Задание принял к исполнению (дата): _____

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 100 с., 8 рисунков, 21 таблицу, 103 формулы, 20 источников, 3 приложения.

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ, ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ НАГРУЗКА, ЛИНИЯ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ, ТРАНСФОРМАТОР, ТОК КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ИЗОЛЯТОР, ТРАНСФОРМАТОР ТОКА, ЗАЗЕМЛЯЮЩИЕ НОЖИ, САМОНЕСУЩИЙ ИЗОЛИРОВАННЫЙ ПРОВОД.

В рассматриваемой работе предлагается вариант развития системы электроснабжения напряжением 10 кВ поселка «Моховая падь» с центром питания ПС «Астрахановка» 35/10 кВ в Амурской области. В процессе выполнения работы проведен расчет электрических нагрузок на стороне низкого и высокого напряжения трансформаторных подстанций районных электрических сетей, определены мощности и тип вновь устанавливаемых трансформаторов, выбраны марки и сечения линий электропередачи 10 кВ. Рассчитаны токи короткого замыкания и произведен выбор основного электротехнического оборудования на ПС кВ «Астрахановка». Рассмотрен выбор защитных аппаратов для трансформаторов ТП. Рассмотрены вопросы безопасной эксплуатации различного электрооборудования.

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ СОКРАЩЕНИЙ

АВ – автоматический выключатель
АВР – автоматический ввод резервного источника питания
АПВ – автоматическое повторное включение
ВВ – вакуумный выключатель
ВЛ – воздушная линия электропередачи
ВН – выключатель нагрузки
ВНР – восстановление нормального режима работы электроустановки
КЗ – короткое замыкание
ПБВ – устройство регулирования напряжения трансформатора без возбуждения
РП – распределительный пункт
РПН – устройство регулирования напряжения трансформатора под нагрузкой
РЭС – районные электрические сети
ТН – измерительный трансформатор напряжения
ТП – трансформаторная подстанция
ТТ – измерительный трансформатор тока
УРОВ – устройство резервирования отказа выключателя

Введение	7
1 Характеристика рассматриваемого района электрических сетей	9
1.1 Климатическая характеристика	9
1.2 Характеристика потребителей электроэнергии 0,4 кВ	9
2 Характеристика существующей схемы электроснабжения 10 кВ	12
3 Определение расчетных нагрузок на шинах 0,4 кВ ТП РЭС	17
4 Выбор мощности трансформаторов ТП	23
5 Определение расчетных нагрузок на шинах 10 кВ	
ПС «Астрахановка»	27
6 Выбор компенсирующих устройств ПС «Астрахановка»	31
7 Выбор числа и мощности трансформаторов	33
8 Расчет токов короткого замыкания	35
9 Выбор оборудования РУ ПС «Астрахановка»	41
9.1 Выбор выключателей 35 кВ	41
9.2 Выбор выключателей 10 кВ	42
9.3 Выбор разъединителей 35 кВ	43
9.4 Выбор трансформаторов тока	44
9.5 Выбор трансформаторов напряжения	47
9.6 Выбор жестких шин 10 кВ	49
10 Выбор типа и сечений питающих линий 10 кВ	52
11 Проверка сечений ВЛ 10 кВ по термической стойкости и потере напряжения	55
11.1 Проверка линий 10 кВ по термической стойкости	55
11.2 Проверка линий 10 кВ по допустимой потере напряжения	59
12 Защита от прямых ударов молнии	61
13 Расчет сети заземления	63
14 Защита трансформаторов ПС «Астрахановка»	66
14.1 Дифференциальная защита	66

14.2	Защита от перегрузки	68
14.3	Максимальная токовая защита	69
14.4	Газовая защита	70
15	Блок защиты присоединений 10 кВ	71
15.1	Описание работы устройства	71
	15.2	Назначение
72		
15.3	Состав оборудования	72
15.4	Основные функции	73
16	Защита понижающих трансформаторов 10/0,4 кВ	71
17	Безопасность и экологичность	90
17.1	Безопасность	90
17.2	Экологичность	93
17.3	Чрезвычайные ситуации	95
	Заключение	98
	Библиографический список	99
	Приложение А. Расчет электрических нагрузок	101
	Приложение Б. Выбор трансформаторов	102
	Приложение В. Расчет приведённых нагрузок 10 кВ ТП	103

ВВЕДЕНИЕ

Для должного соответствия электрических сетей увеличивающимся с каждым годом нагрузкам, требуется постоянный контроль за их состоянием, периодическое техническое перевооружение.

Актуальность данной работы заключается в том, что в настоящее время в Амурской области в системе электроснабжения с центром питания ПС «Астрахановка» происходит значительное снижение качества электроснабжения потребителей, это связано с износом оборудования и периодическим его отключением из-за возникающих периодически нарушений в работе.

Целью данной работы является разработка наиболее оптимального с технической и экономической точек зрения, варианта развития части электрических сетей напряжением 10 кВ с центром питания ПС «Астрахановка», с учетом требований к качеству, надежности электроснабжения и всех нормативно – технических документов.

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 ТП в РЭС, в соответствии с расчетными данными, выбор типа, количества и мощности силовых трансформаторов на реконструируемых ТП; расчет сечений и выбор типа проводников в сети 10 кВ.
- В) расчет нагрузок на отходящих фидерах ПС «Астрахановка» для проверки существующего оборудования по коэффициенту загрузки
- Г) выбор основного электротехнического оборудования на ПС «Астрахановка» в связи с модернизацией, с последующей его проверкой по условиям стойкости к токам короткого замыкания.

К дополнительным задачам следует отнести расчет токов короткого замыкания в низковольтных сетях с последующим выбором

коммутационного оборудования ТП. Расчет уставок защит на силовых трансформаторах ПС «Астрахановка» в связи с увеличением нагрузки. Расчет параметров надежности после реконструкции.

Практическая значимость данной работы заключается в том, что после ее выполнения будут определены необходимые технические данные оборудования необходимого к установке на рассматриваемых объектах энергетики, в частности на ТП рассматриваемого района и на ПС «Астрахановка». Представленные в данной работе технические решения позволят в значительной степени повысить надежность и качество электроснабжения потребителей рассматриваемого района электрической сети.

Ожидаемые результаты от выполнения данной работы: получение фактических данных о нагрузке трансформаторных подстанций, данных о фактических коэффициентах загрузки трансформаторов ТП 10/0,4 кВ, данных о значениях токов короткого замыкания и их составляющих в распределительных устройствах источника питания и в распределительной сети 10 кВ, получение технических характеристик силового, измерительного и иного оборудования которое должно быть установлено в рассматриваемых объектах.

В процессе выполнения работы были использованы следующие программные продукты Word, Excel, Visio, Mathcad

1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАССМАТРИВАЕМОГО РАЙОНА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

1.1 Климатическая характеристика

Выбор и проверка электротехнического оборудования в данной работе проводится с учетом климатической характеристики района, в котором оно будет эксплуатироваться. Основные климатические данные по рассматриваемому району представлены в таблице 1

Таблица 1 – Климатические условия района проектирования

Климатические данные	Величина
Район по ветру	III
Максимальный скоростной напор, (Н/м ²)	650
Максимальная скорость ветра, (м/с)	32
Район по гололеду	III
Толщина стенки гололеда (с плотностью 0,9 г/см ³), (мм)	20
Температура воздуха высшая, (град С)	41
Температура воздуха низшая, (град С)	-45
Температура воздуха среднегодовая, (град С)	0
Число грозových часов	49
Степень загрязнения атмосферы	I
Сейсмичность района, (бал.)	6

Приведенные в таблице 1 данные используем в дальнейших расчетах и при выборе оборудования, как на самой ПС «Астрахановка» так и при выборе основного электротехнического оборудования в системе электроснабжения 10 кВ.

1.2 Характеристика потребителей электроэнергии 0,4 кВ

В зависимости от технических параметров все потребители в рассматриваемом РЭС характеризуются следующими характеристиками:

По режимам работы электроприемники относятся к имеющим продолжительно неизменную нагрузку. В основном в рассматриваемом РЭС 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, а также различные организации и мелкие частные предприятия

По мощности и напряжению электроприемники относятся в большинстве своем к потребителям малой и средней мощности (менее 80 кВт) напряжением 220 – 380 В различные бытовые приборы, плиты, холодильное оборудование, освещение и электрическое отопление и т.д.

По роду тока электроприемники относятся к потребителям переменного тока промышленной частоты 50 (Гц).

По степени надежности электроснабжения электроприемников их категория устанавливается в зависимости от последствий, которые имеют место при внезапном перерыве в электроснабжении. В данной работе в основном составе нагрузки присутствуют потребители третьей категории порядка 90 %, остальная часть относится ко второй категории.

Перерыв в электроснабжении потребителей, относящихся ко второй категории связан с массовым неотпуском продукции, простоем рабочих, механизмов, промышленного транспорта. К потребителям, относящимся ко второй категории надежности относятся группы потребителей с общей нагрузкой от 300 до 1000 кВт. Рекомендуется питание таких потребителей от двух независимых источников питания. Допускается питание от одного источника питания и от одного трансформатора при наличии резерва на стороне низкого напряжения. Перерыв в электроснабжении потребителей второй категории допускается на время переключений по вводу резервного питания. Длительность ремонта системы электроснабжения не должна превышать одни сутки.

К электроприемникам второй категории относятся жилые дома с электроплитами, за исключением одно-восьми квартирных домов, жилые дома высотой шесть этажей и выше с газовыми плитами или плитами на твердом топливе, общежития вместимостью 50 человек и более, здания учреждений высотой до 16 этажей с количеством работающих от 500 до 2000 человек, детские учреждения, медицинские учреждения: аптеки, предприятия общественного питания с количеством посадочных мест от 100 до 500; магазины с торговой площадью от 250 до 2000 м²; диспетчерские пункты жилых районов и микрорайонов, районов электрических сетей; городские ЦП (РП) и ТП с суммарной нагрузкой от 0,4 до 10 МВА при отсутствии электроприемников первой категории и др.

2 ХАРАКТЕРИСТИКА СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ 10 КВ

На рисунке 1, 2 представлена однолинейная схема электроснабжения напряжением 10 кВ на рассматриваемом участке сети, на рисунке 3 представлена подробная однолинейная схема ПС «Астрахановка» - основного источника питания.

Рассмотрим подробно характеристику данного РЭС: питание всех ТП рассматриваемого района осуществляется от распределительного пункта РП-11 по двум фидерам, схема электрической сети по структуре относится к петлевой. При этом от основной петли так же есть радиальные ответвления.

Распределительный пункт РП-11, в свою очередь получает питание по двум фидерам от распределительного устройства низкого напряжения ПС «Астрахановка».

Трансформаторные подстанции за номерами «5п», «1п», «4п», «2п», «323п», «Гаражи», «8п» образуют основную петлю, так же стоит отметить что от ТП «2п» получают питание по петлевой схеме следующие ТП «База Россия», «База Динамо», «320 бп Школа», «320 п». Между ТП «Гаражи» и ТП «323 п» находится радиальное ответвление на следующие ТП: 59 «ЖД», «320 гп», «12 п», «13 п» «15 п», «3 п», «Песчаная», «Снежинка» «19 п», «16 п», «17п»

Последние указанные ТП имеют одностороннее питание, резервирование по другим фидерам отсутствует.

Основную часть ТП составляют одно трансформаторные: тип трансформаторов, установленных на низ ТМ (трансформатор масляный с естественной циркуляцией воздуха и масла и наличием устройства регулирования напряжения без возбуждения ПБВ) номинальная мощность

варьируется от 50 до 630 кВА. Двух трансформаторная ТП в данном районе только одна «8п», на ней установлено два трансформатора номинальной мощностью 630 кВА. К ВЛ все ТП подключаются через выключатели нагрузки с использованием высоковольтных предохранителей.

Воздушные линии электропередач в данном районе выполнены в основном проводом марки АС50/8, но так же часть линий переведена на самонесущий изолированный провод типа СИП сечением 70 мм². Следует отметить что порядка 30% опор ВЛ имеют дефекты такие, например, как подкос, на некоторых опорах установлены упоры предназначенный для сохранения устойчивости. Большинство опор введены в эксплуатацию 30 лет назад и требуют скорейшей замены.

На ПС «Астрахановка» имеется два распределительных устройства напряжением 35 и 10 кВ, выполненные по схеме «мостик с неавтоматической перемычкой в цепях линий» (35 кВ) и «две секции шин с секционным выключателем» (10 кВ). На ПС установлено два силовых трансформатора типа ТДН-16000/35/10, которые в свою очередь как и все оборудование ПС введены в эксплуатацию более 30 лет назад и требуют скорейшей замены.

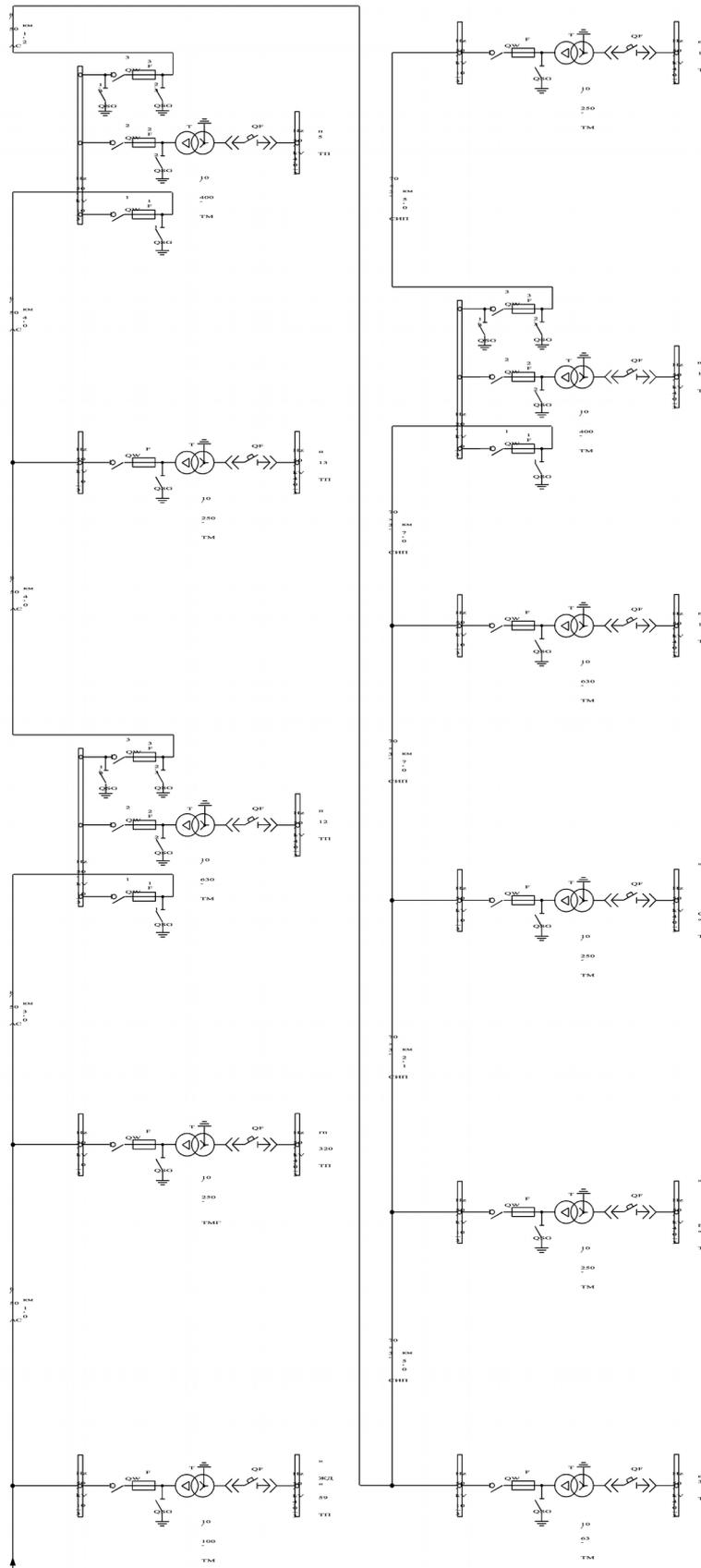


Рисунок 2 – Принципиальная схема электрических соединений рассматриваемого участка РЭС

3 ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЁТНЫХ НАГРУЗОК НА ШИНАХ 0,4 кВ ТП РЭС

В данном разделе рассматривается расчет расчетных нагрузок на стороне низкого напряжения ТП 10/0,4 кВ в рассматриваемом районе электрических сетей с центром питания ПС «Астрахановка». Исходные данные для расчета представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Данные о потребителях электроэнергии

Наименование ТП	Потребитель	Количество
1	2	3
5 п	Жилой дом	8
	Торговая площадь	120 м ²
1 п	Жилой дом	22
	Торговая площадь	100 м ²
4 п	Жилой дом	14
	Торговая площадь	120 м ²
2 п	Жилой дом	12
	Торговая площадь	70 м ²
323 п	Жилой дом	35
	Торговая площадь	100 м ²
Гаражи	Гаражи	195 ед.
8 п	Жилой дом	6 ед.
	Жилой дом эт 45кв	2 ед.
	Административная площадь	500 м. кв.
Россия (база)	Административная площадь	550 м ²
Динамо (база)	Административная площадь	620 м ²
320 п	Жилой дом	41
	Торговая площадь	220 м ²
320 бп	Школа	980 м. кв.
	Освещение территории	1850 м ²
59	Административная площадь	185 м. кв.
320 гп	Жилой дом	15
	Торговая площадь	120 м ²
12 п	Жилой дом	50
	Торговая площадь	190 м ²
13 п	Административная площадь	950 м ²

Продолжение таблицы 2

1	2	3
5 п	Жилой дом	35
	Торговая площадь	155 м ²
3 п	Освещение	200 м. кв.
	Насосы	4
Песчаная	Жилой дом	19
	Торговая площадь	165 м ²
Снежинка	Административная площадь	585 м ²
19 п	Электропривод	
	Освещение территории	550 м. кв.
	Отопление	
16 п	Жилой дом	58
17 п	Жилой дом	19

Но основании данных указанных в таблице производится расчет каждого отдельного потребителя.

При подсчете нагрузок на шинах 0,4 кВ трансформаторной подстанции воспользуемся приближенной формулой, которая имеет следующий вид [3]:

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

где P_{\max} – наибольшая нагрузка здания из числа подключенных;

$P_{зdi}$ – расчетная нагрузка зданий;

k_y – коэффициент участия в максимуме электрических нагрузок каждого отдельного потребителя.

Определяем расчетную мощность нагрузки отдельно для жилых зданий по формуле:

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

где $P_{кв.уд}$ – удельная расчетная активная мощность, приходящаяся на одну квартиру;

$n_{кв}$ – количество квартир.

Общая расчетная мощность определяется суммой расчетных мощностей однотипных зданий:

Определяем расчетную реактивную мощность нагрузки по справочному коэффициенту мощности [2]:

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

Определяем расчетную мощность нагрузки отдельно для административных зданий по следующей формуле:

$$P_{Радм} = P_{адм.уд} \cdot M \quad (4)$$

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

M – площадь здания (м^2).

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

Определяем расчетную мощность нагрузки на шинах ТП при смешанном питании через коэффициент совмещения максимумов нагрузки, в данном случае потребитель с наибольшей нагрузкой — это жилые дома, следовательно, коэффициент применяется для административного здания:

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

$$Q_{Р0,4ТП} = Q_{РЖД} + Q_{Радм} \cdot k_y \quad (7)$$

Определяем полную расчетную мощность нагрузки ТП 8п:

$$S_{РТП} = \sqrt{P_{РТП}^2 + Q_{РТП}^2} \quad (8)$$

Для примера рассмотрим определение расчетной мощности на шинах низкого напряжения одно трансформаторной ТП 8п, план расположения потребителей представлен на рисунке 4:

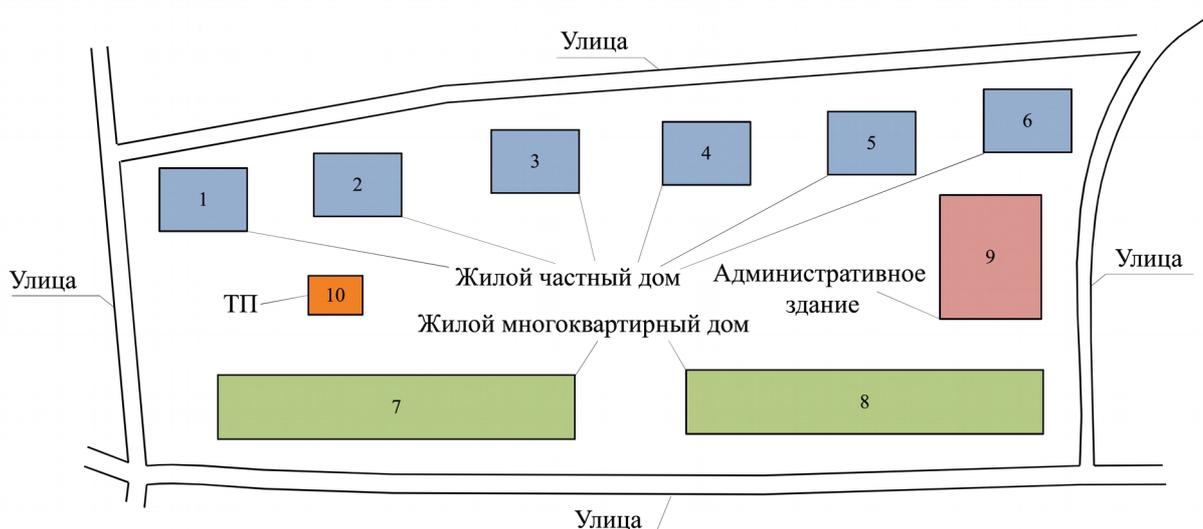


Рисунок 4 - План расположения потребителей ТП 8п

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

$$P_{РЖД} = P_{кв.уд} \cdot n_{кв} + P_{жд.уд} \cdot n_{жд} = 45 \cdot 2 \cdot 2,6 + 8,6 \cdot 6 = 285,6 \text{ (кВт)} \quad (9)$$

где $P_{жд.уд}$ – удельная расчетная активная мощность, приходящаяся на один жилой дом;

$n_{жд}$ – количество жилых домов.

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

$$Q_{РЖД} = P_{кв.уд} \cdot n_{кв} \cdot tg\varphi + P_{жд.уд} \cdot n_{жд} \cdot tg\varphi = 45 \cdot 2 \cdot 2,6 \cdot 0,2 + 8,6 \cdot 6 \cdot 0,2 = 57,12 \text{ (квар)} \quad (10)$$

Определяем расчетную активную мощность нагрузки для административного здания по следующей формуле:

$$P_{Радм} = P_{адм.уд} \cdot M = 0,75 \cdot 500 = 125 \text{ (кВт)} \quad (11)$$

Определяем расчетную реактивную мощность нагрузки для административного здания по следующей формуле:

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

Определяем суммарные активную и реактивную мощность нагрузки на шинах низкого напряжения по следующей формуле [2]:

$$P_{P0,4ТП} = P_{PЖД} + P_{Pадм} \cdot k_y = 285,6 + 0,6 \cdot 125 = 360,6 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{P0,4ТП} = Q_{PЖД} + Q_{Pадм} \cdot k_y = 57,12 + 0,6 \cdot 93,75 = 113,37 \text{ (квар)}$$

Определяем полную расчетную мощность нагрузки:

$$S_{PТП} = \sqrt{360,6^2 + 113,37^2} = 378,0 \text{ (кВА)} \quad (13)$$

Выполняем расчет для остальных ТП, результаты расчета приведены в таблице 3. Расчет так же приведен в приложении А

Таблица 3 – Расчетные параметры нагрузки на стороне НН ТП

Наименование ТП	$P_{P0,4ТП}$ (кВт)	$Q_{P0,4ТП}$ (квар)	$S_{PТП}$ (кВА)
1	2	3	4
5 п	86,80	27,26	90,98
1 п	173,40	42,93	178,64
4 п	104,40	30,78	108,84
2 п	101,50	26,08	104,80
323 п	218,00	51,85	224,08
Гаражи	97,50	60,45	114,72
8 п	360,6	113,37	378,0
Россия (база)	137,50	52,25	147,09
Динамо (База)	155,00	58,90	165,81
320 п	299,50	78,05	309,50
320 бп	245,00	93,10	262,09
59	46,25	17,58	49,48
320 гп	126,00	35,10	130,80
12 п	353,50	86,38	363,90

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4
---	---	---	---

13 п	237,50	90,25	254,07
5 п	215,75	55,94	222,88
3 п	40,00	19,40	44,46
Песчаная	129,25	39,46	135,14
Снежинка	146,25	55,58	156,45
19 п	503,00	175,65	532,79
16 п	381,70	76,34	389,26
17 п	104,50	20,90	106,57

Расчет так же приведен в приложении А.

Полученные данные используем в дальнейших расчетах при выборе трансформаторов ТП рассматриваемого РЭС.

4 ВЫБОР ЧИСЛА МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ ТП

В данном разделе рассматривается вопрос выбора числа и мощности трансформаторов на ТП в рассматриваемом районе сетей, 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 ТП количество трансформаторов соответствует категории потребителей, следовательно, принимаем решение не изменять количества трансформаторов на ТП

Выбор мощности трансформаторов ТП осуществляется по расчетной мощности, определяется требуемая мощность трансформатора [4]:

$$S_{\text{треб}} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_p^2}}{K_3 \cdot N} \quad (14)$$

где K_3 - номинальный коэффициент загрузки трансформатора

N – количество трансформаторов ТП

P_p, Q_p - расчетная мощность нагрузки ТП (кВА)

Для примера рассмотрим расчет мощности трансформатора, устанавливаемого на ТП 8п, определяем требуемую мощность трансформатора по формуле:

$$S_{\text{треб}} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_p^2}}{K_3 \cdot N} = \frac{\sqrt{360,6^2 + 113,37^2}}{0,7 \cdot 2} = 263,77 \text{ (кВА)}$$

Принимаем к установке на ТП трансформатор сухой с литой изоляцией в защитном исполнении типа ТМ 400/10 - У 1.

Данный тип трансформатора имеет классическое исполнение: маслонеполненный бак в который погружены обмотки и магнитопровод, охлаждение осуществляется естественной циркуляцией масла внутри бака

трансформатора и естественной циркуляцией воздуха снаружи трансформатора.

Данный типа трансформатора повсеместно применяется на значительном количестве ТП как в Амурской области, так и по всей России. Отличительной особенностью является высокая степень надёжности, возможность перегрузки, к недостаткам следует отнести необходимость периодического осмотра и проверки уровня масла.

Фактический коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме должен находиться [4]:

$$K_{зф} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_p^2}}{S_{ном} \cdot N} \leq K_z = 0,7 \quad (15)$$

где $S_{ном}$ - номинальная мощность принятого к установке трансформатора ТП.

Определяем фактический коэффициент загрузки трансформаторов на ТП 8п:

$$K_{зф} = \frac{\sqrt{360,6^2 + 113,37^2}}{2 \cdot 400} = 0,47$$

Определяем фактический коэффициент загрузки трансформатора в послеаварийном режиме работы (только для двух трансформаторных ТП при отключении одного трансформатора) на примере ТП 8п:

$$K_a = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_p^2}}{S_{номтр} \cdot (N - 1)} \leq 1,4 \quad (16)$$

$$K_a = \frac{\sqrt{360,6^2 + 113,37^2}}{400} = 0,94 \leq 1,4$$

Коэффициент загрузки трансформатора в послеаварийном режиме не превышает предельного значения, следовательно, его мощность выбрана верно, аналогично проводится расчет для остальных ТП.

Таблица 4 - Расчет электрических нагрузок ТП и выбор трансформаторов

Наименование ТП	S_p (кВА)	$S_{трѐб}$ (кВА)	K_ϕ	K_a	N (шт)	$S_{ном}$ (кВА)
5 п	90,98	101,09	0,57		1	160
1 п	178,64	198,49	0,71		1	250
4 п	108,84	120,93	0,68		1	160
2 п	104,80	116,44	0,66		1	160
323 п	224,08	248,98	0,90		1	250
Гаражи	114,72	127,47	0,72		1	160
8 п	378,0	270,00	0,47	0,94	2	2×400
Россия (база)	147,09	163,43	0,59		1	250
Динамо (база)	165,81	184,23	0,66		1	250
320 п	309,50	343,89	0,77		1	400
320 бп	262,09	291,21	0,66		1	400
59	49,48	54,98	0,79		1	63
320 гп	130,80	145,33	0,82		1	160
12 п	363,90	404,33	0,91		1	400
13 п	254,07	282,30	0,64		1	400
5 п	222,88	247,64	0,89		1	250
3 п	44,46	49,40	0,71		1	63
Песчаная	135,14	150,16	0,84		1	160
Снежинка	156,45	173,83	0,63		1	250
19 п	532,79	591,99	0,85		1	630
16 п	389,26	432,51	0,62		1	630
17 п	106,57	118,41	0,67		1	160

Расчет так же приведен в приложении Б

Расчет коэффициентов загрузки трансформаторов показывает, что они находятся в допустимых пределах, в соответствии с количеством трансформаторов ТП.

Выбор трансформаторов окончен далее определяется расчетная мощность нагрузки на шинах высокого напряжения включающая в себя расчетную мощность нагрузки на шинах низкого напряжения и потери в трансформаторах данных ТП.

Параметры выбранных типов трансформаторов необходимые для дальнейших расчетов представлены в таблице 5.

Таблица 5 - Марка и параметры выбранных трансформаторов

Марка	Ток холостого хода (%)	Напряжение короткого замыкания (%)	Потери холостого хода (кВт)	Потери короткого замыкания (кВт)
ТМ -63/10-У 1	2,8	4,5	0,2	1,02
ТМ -160/10-У 1	1,5	4,5	0,41	2,6
ТМ -250/10-У 1	1	4,5	0,53	3,7
ТМ -400/10-У 1	0,8	4,5	0,8	5,5
ТМ -630/10-У 1	0,6	5,5	1,24	7,6

Указанные в данной таблице характеристики используются для расчета потерь в трансформаторах. Выбор трансформаторов так же приведен в приложении Б

5 ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЕТНЫХ НАГРУЗОК НА ШИНАХ 10 кВ ПС «АСТРАХАНОВКА»

Для выбора сечения и марки воздушной линии питающей ТП, расчета и выбора компенсирующих устройств, выбора силового трансформатора на ПС «Астрахановка», необходимо определить расчетные электрические нагрузки на стороне 10 кВ ТП.

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

При определении расчетной нагрузки к ней прибавляются потери в трансформаторах. Потери в трансформаторах определяются по следующим формулам(кВА):

Потери активной мощности в трансформаторе определяются как (кВт):

$$\Delta P_m = \Delta P_k \cdot K_3^2 + \Delta P_x \quad (17)$$

Потери реактивной мощности в трансформаторе определяются как (квар):

$$\Delta Q_m = \frac{u_k \cdot S_n^2}{100 \cdot S_{ном}} + \frac{I_x \cdot S_{ном}}{100} \quad (18)$$

где P_n - расчетная активная мощность нагрузки на стороне НН ТП (кВт)

Q_n - расчетная реактивная мощность нагрузки на стороне НН ТП (квар)

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 расчет потерь мощности в трансформаторах ТП 8п:

$$\Delta P_m = 2 \cdot 5,5 \cdot 0,47^2 + 2 \cdot 0,8 = 3,93 \quad (\text{кВт})$$

$$\Delta Q_m = 2 \cdot \frac{4,5 \cdot \left[\frac{378,0}{2} \right]^2}{100 \cdot 400} + 2 \cdot \frac{0,8 \cdot 400}{100} = 38,55 \quad (\text{квар})$$

Определяем полную мощность потерь по формуле (кВА):

$$\Delta S_m = \sqrt{\Delta P_m^2 + \Delta Q_m^2} = \sqrt{3,93^2 + 38,55^2} = 38,75 \quad (19)$$

Определяем расчетную мощность нагрузки на шинах высокого напряжения ТП 8п

$$S_{PTП} = \Delta S_m + S_{PTП} = 38,75 + 378,0 = 416,75 \quad (\text{кВА})$$

$$P_{PTП} = \Delta P_m + P_{P0,4TП} = 3,93 + 360,6 = 364,53 \quad (\text{кВт})$$

$$Q_{PTП} = \Delta Q_m + Q_{P0,4TП} = 38,55 + 113,37 = 151,92 \quad (\text{квар})$$

Результаты расчета потерь мощности в остальных трансформаторах приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Расчетная электрическая нагрузка на стороне 10 кВ ТП

Наименование ТП	$K_{эф}$	Потери в трансформаторах			Расчетная нагрузка узла (кВА)		
		ΔP_m (кВт)	ΔQ_m (квар)	ΔS_m (кВА)	$P_{PTП}$ (кВт)	$Q_{PTП}$ (квар)	$S_{PTП}$ (кВА)
1	2	3	4	5	6	7	8
5 п	0,57	0,86	8,42	8,46	87,66	35,68	99,44
1 п	0,71	1,68	16,52	16,61	175,08	59,45	195,25

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4	5	6	7	8
4 п	0,68	1,03	10,07	10,12	105,43	40,85	118,96

2 п	0,66	0,99	9,69	9,74	102,49	35,77	114,54
323 п	0,90	2,11	20,73	20,84	220,11	72,58	244,92
Гаражи	0,72	1,08	10,61	10,66	98,58	71,06	125,38
8 п	0,47	3,93	38,55	38,75	364,53	151,92	416,75
«Россия»	0,59	1,39	13,61	13,68	138,89	65,86	160,77
«Динамо»	0,66	1,56	15,34	15,42	156,56	74,24	181,23
320 п	0,77	2,92	28,63	28,78	302,42	106,68	338,28
320 бп	0,66	2,47	24,24	24,37	247,47	117,34	286,46
59	0,79	0,47	4,58	4,60	46,72	22,16	54,08
320 гп	0,82	1,23	12,10	12,16	127,23	47,20	142,96
12 п	0,91	3,43	33,66	33,83	356,93	120,04	397,73
13 п	0,64	2,40	23,50	23,62	239,90	113,75	277,69
5 п	0,89	2,10	20,62	20,73	217,85	76,56	243,61
3 п	0,71	0,42	4,11	4,13	40,42	23,51	48,59
«Песчаная»	0,84	1,27	12,50	12,56	130,52	51,96	147,70
«Снежинка»	0,63	1,48	14,47	14,55	147,73	70,05	171,00
19 п	0,85	5,02	49,28	49,54	508,02	224,93	582,33
16 п	0,62	3,67	36,01	36,20	385,37	112,35	425,46
17 п	0,67	1,00	9,86	9,91	105,50	30,76	116,48
Сумма					4305,41	1724,7	4790,17

Расчет так же приведен в приложении В.

Полученные данные используем для определения расчетной мощности нагрузки на шинах низкого напряжения ПС «Астрахановка»

Мощность нагрузки потребителей ПС «Астрахановка» определяем по следующей формуле [2]:

$$S_{p\Sigma} = k_c \times \sum S_{pi} \quad (20)$$

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

k_c - коэффициент совмещения максимумов нагрузки трансформаторов ТП, принимается в зависимости от количества трансформаторов, подключенных к данному участку

$$S_{p\Sigma} = 0,7 \cdot 4790,17 = 3353,25 \text{ (кВА)}$$

Отдельно проводим расчет активной и реактивной мощности нагрузки.

$$P_{p\Sigma} = 0,7 \cdot 4305,41 = 3014,56 \text{ (кВт)}$$

Реактивная мощность на шинах НН ПС:

$$Q_{p\Sigma} = 0,7 \times 1724,7 = 1207,54 \text{ (квар)} \quad (21)$$

Далее при использовании полученных данных и данных о нагрузках на остальных фидерах ПС «Астрахановка» проводим расчет и выбор мощности компенсирующих устройств на данной ПС. Так же расчет приведен в приложении В

6 ВЫБОР КОМПЕНСИРУЮЩИХ УСТРОЙСТВ ПС «АСТРАХАНОВКА»

Компенсирующие устройства на стороне низкого напряжения ПС используются для снижения перетоков мощности на стороне высокого

напряжения т.е. реактивная мощность частично вырабатывается данными устройствам именно на самой ПС а не потребляется и сети

Расчёт требуемой мощности КУ проводится по коэффициенту мощности, задаваемому энергосистемой (Мвар) [7]:

$$Q_K = Q_P - P_P \cdot \operatorname{tg} \varphi \quad (22)$$

где $\operatorname{tg} \varphi$ - предельный коэффициент мощности (согласно приказа министерства энергетики)

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

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

Требуемую мощность компенсирующих устройств, устанавливаемых на одну секцию шин 10 кВ определяем по формуле (квар):

$$Q_1 = \frac{Q_K}{2} \quad (23)$$

где Q_1 - мощность компенсирующих устройств необходимых к установке на одну секцию (квар)

Далее выбираем мощность компенсирующего устройства из стандартного ряда производимых промышленностью мощностей для данного типа устройств и определяем мощность, которая будет потребляться из сети (некомпенсированная мощность) по следующей формуле:

$$Q_{\text{неск}} = Q_P - Q_{\text{ном}} \quad (24)$$

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

Проводим расчет для ПС «Астрахановка», мощность компенсирующих устройств, требуемая (с учетом всех потребителей, подключенных к шинам низкого напряжения):

$$Q_K = (1207,54 + 4223,4) - (3014,56 + 10530,8) \cdot 0,4 = 394,0 \text{ (квар):}$$

В данном случае при расчете требуемой реактивной мощности учитывается мощность потребителей всех фидеров ПС «Астрахановка»

Мощность КУ требуемая на одну секцию [7]:

$$Q_{k1} = \frac{394,0}{2} = 197,0 \text{ (квар)}$$

По требуемой мощности на одну секцию шин выбираем компенсирующие устройства, определяем их необходимое количество и фактическую суммарную реактивную мощность.

Принимаем по каталожным данным компенсирующее устройство типа УКРМ56-10,5-100-50У3 номинальной мощностью 100 квар по две шт. на каждую секцию 10 кВ (данное устройство имеет шаг регулирования 50 квар)

Реактивная некомпенсированная мощность, потребляемая из сети:

$$Q_{неск} = Q_P - Q_{ном} \tag{25}$$

$$Q_{неск} = (1207,54 + 4223,4) - 2 \cdot (100 + 100) = 5030,94 \text{ (квар)}$$

На основе полученных данных о расчетной активной мощности нагрузки и некомпенсированной реактивной мощности на шинах низкого напряжения производится выбор мощности и типа трансформаторов ПС «Астрахановка» в связи с ее реконструкцией

7 ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ

В данной работе рассматривается развитие системы электроснабжения с центром питания ПС «Астрахановка» в «Амурской» области, но реконструкции распределительных сетей недостаточно для повышения уровня надежности требуется дополнительно выполнить реконструкцию самой питающей ПС «Астрахановка» оборудование которой периодически

выходит из строя требует замены. В данном разделе рассматривается выбор номинальной мощности силовых двух обмоточных трансформаторов на данной ПС.

Расчетная мощность трансформатора определяется по следующей формуле (кВА):

$$S_P = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_{неск}^2}}{n_T \cdot K_3} \quad (26)$$

где S_P – расчётная мощность трансформатора (кВА);

P_p – расчетная активная мощность на шинах низкого напряжения ПС «Астрахановка» (кВт);

$Q_{неск}$ – некомпенсированная реактивная мощность на шинах низкого напряжения ПС «Астрахановка» (квар);

n_T – количество трансформаторов принятое в соответствии с категорией электроснабжения подключенных потребителей

K_3 – коэффициент загрузки трансформаторов оптимальный.

Проверка выбранного типа трансформатора осуществляется по коэффициенту загрузки в нормальном и послеаварийном режиме работы:

$$K_H = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_{неск}^2}}{n_T \cdot S_{Тном}} \quad (27)$$

$$K_A = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_{неск}^2}}{(n_T - 1) \cdot S_{Тном}} \quad (28)$$

Определяем расчетную мощность трансформаторов устанавливаемых на ПС «Астрахановка» в связи с реконструкцией с учетом питания всех потребителей 10 кВ:

$$S_P = \frac{\sqrt{(3014,56 + 10530,8)^2 + 5030,94^2}}{2 \cdot 0,7} = 10400,25 \text{ (кВА)}$$

Принимаем к установке трансформатор типа ТДН - 16000/35/10 номинальной мощностью 16000 кВА, определяем коэффициенты загрузки:

$$K_H = \frac{\sqrt{(3014,56 + 10530,8)^2 + 5030,94^2}}{2 \cdot 16000} = 0,439$$

$$K_A = \frac{\sqrt{(3014,56 + 10530,8)^2 + 5030,94^2}}{16000} = 0,879$$

Мощность трансформатора принята с учетом запаса по пропускной способности на рост нагрузок в данном районе в будущем. В режиме наименьших нагрузок необходимо выполнять отключение одного трансформатора на холостой ход с целью сохранения его ресурса.

На основе данных о трансформаторе ПС «Астрахановка» и о нагрузках на ней проводится расчет токов короткого замыкания и выбор основного оборудования.

8 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Перед выбором оборудования на ПС «Астрахановка» необходимо выполнить расчет токов короткого замыкания для последующей проверки данного оборудования на коммутационную, термическую, и динамическую стойкость.

Для расчета токов короткого замыкания существует два основных метода: расчет в именованных единицах, расчет в относительных единицах

При большом количестве трансформаций расчет лучше проводить в относительных единицах т.к. он позволяет избежать введения в расчеты точных коэффициентов трансформации что упрощает расчет. Однако при использовании метода именованных единиц отсутствует необходимость задания параметров таких как базисная мощность и базисное напряжение каждой ступени.

Каждый из данных из указанных методов может выполняться с использованием действительных коэффициентов трансформации трансформаторов либо с использованием напряжений из среднего ряда. Последний прием наиболее предпочтителен, он менее точен чем первый, но получаемая в результате погрешность имеет приемлемое значение (менее 10% от действительного значения тока короткого замыкания).

Данный расчет будет выполняться методом именованных единиц с использованием среднего ряда напряжений. Расчетная схема замещения ПС «Астрахановка» представлены на рисунке 5.

При определении сопротивления системы воспользуемся данными о токах короткого замыкания на РУ 35 кВ ПС «Центральная» и «Благовещенская».

Определяем мощность короткого замыкания на шинах 35 кВ ПС «Благовещенская» и «Центральная» по формуле:

$$S_{K31} = \sqrt{3} \cdot U_{CP} \cdot I_{K31} = \sqrt{3} \cdot 37 \cdot 7,6 = 487,05 \text{ (МВА)} \quad (29)$$

$$S_{K32} = \sqrt{3} \cdot U_{CP} \cdot I_{K32} = \sqrt{3} \cdot 37 \cdot 6,9 = 442,19 \text{ (МВА)}$$

где S_{K3} – мощность короткого замыкания на шинах 35 кВ ПС

U_{CP} – напряжение среднего ряда на стороне 35 кВ (кВ);

I_{K3} – ток короткого замыкания на стороне 35 кВ (кА);

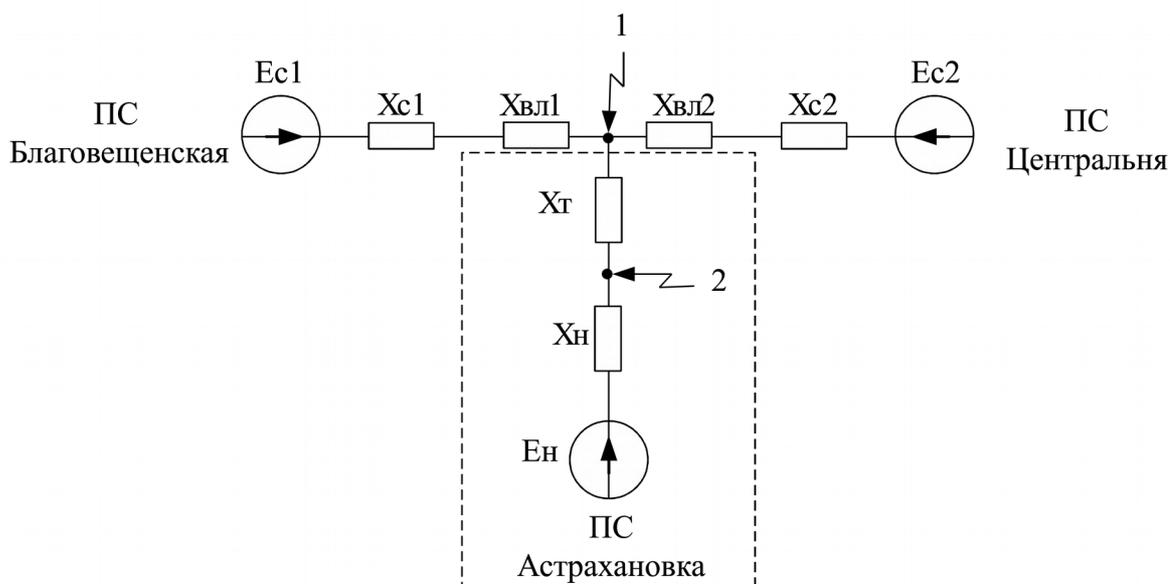


Рисунок 5 - Расчетная схема замещения ПС «Астрахановка»

Расчет проводим на примере точки №1 (шины 35 кВ ПС «Астрахановка»), все параметры приводятся к базисной ступени (РУ 35 кВ)

Сопротивление системы, соответственно приведенное к базисной ступени:

$$X_{c1} = \frac{U_{CP}^2}{S_{K3}} = \frac{37^2}{487,05} = 2,81 \quad (\text{Ом}) \quad (30)$$

$$X_{c2} = \frac{U_{CP}^2}{S_{K3}} = \frac{37^2}{442,19} = 3,09 \quad (\text{Ом}) \quad (31)$$

Сопротивление ВЛ (Благовещенская - Астрахановка, Центральная - Астрахановка):

$$X_{ВЛ1} = X_0 \cdot L1 = 0,4 \cdot 2,9 = 1,16 \quad (\text{Ом}) \quad (32)$$

$$X_{ВЛ2} = X_0 \cdot L2 = 0,4 \cdot 6,12 = 2,45 \quad (\text{Ом}) \quad (33)$$

где X_0 – погонное индуктивное сопротивление ВЛ 35 кВ (Ом/км)

L – длина соответствующего участка воздушной линии (км);

Сопrotивление трансформаторов ПС «Астрахановка», определяются по формуле (учитывается, что оба трансформатора в работе) (Ом):

$$X_T = \frac{u_{K\%}}{100} \cdot \frac{U_{BH}^2}{S_{ном}} \cdot \frac{1}{2} \quad (34)$$

$$X_T = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{37^2}{16} \cdot \frac{1}{2} = 4,49 \text{ (Ом)}$$

Сопrotивление обобщенной нагрузки в относительных единицах определяется по следующей формуле:

$$X_H = \frac{x_{OH} U_{cp}^2}{S_H} \cdot K_{mp}^2 = \frac{0,35 \cdot 10,5^2}{\sqrt{(3,01 + 10,5)^2 + 5,03^2}} \cdot \frac{37^2}{10,5^2} = 34,07 \text{ (Ом)} \quad (35)$$

где x_{OH} – относительное значение сопротивление обобщенной нагрузки (о.е.)

S_H – мощность нагрузки (МВА)

U_{cp} – среднее номинальное напряжение со стороны нагрузки (кВ)

K_{mp} – коэффициент трансформации трансформатора

Определяем ЭДС системы как со стороны ПС «Благовещенская» так и со стороны ПС «Центральная» приведенное к базовой ступени (кВ):

$$E_C = E_{CO} \cdot U_C = 1 \cdot 37 = 37 \text{ (кВ)} \quad (36)$$

где E_{CO} – относительное значение ЭДС энергосистемы (о.е.)

ЭДС обобщенной нагрузки приведенное к базовой ступени:

$$E_H = E_{HO} \cdot U_C = 0,85 \cdot 10,5 \cdot \frac{37}{10,5} = 31,45 \text{ (кВ)} \quad (37)$$

где E_{HO} – относительное значение ЭДС обобщенной нагрузки (о.е.)

Выполним преобразование схемы замещения относительно точки КЗ 1

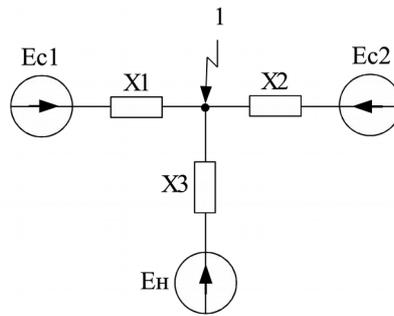


Рисунок 6 – Преобразование схемы замещения

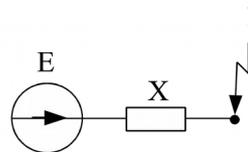


Рисунок 7 – Преобразование схемы замещения до эквивалентной схемы

Проводим расчет сопротивлений и ЭДС:

$$X1 = X_{C1} + X_{BL1} = 2,81 + 1,16 = 3,97 \text{ (о.е.)}$$

$$X2 = X_{C2} + X_{BL2} = 3,09 + 2,45 = 5,54 \text{ (о.е.)}$$

$$X3 = X_H + X_T = 34,07 + 4,49 = 39,19 \text{ (о.е.)}$$

Определяем результирующее сопротивление и ЭДС до точки короткого замыкания 1, по следующим формулам:

$$X = \frac{1}{\frac{1}{X1} + \frac{1}{X2} + \frac{1}{X3}} \quad (38)$$

$$X = \frac{1}{\frac{1}{3,97} + \frac{1}{5,54} + \frac{1}{39,19}} = 2,18$$

$$E = X \cdot \left[\frac{Ec}{X1} + \frac{Ec}{X2} + \frac{En}{X3} \right] \quad (39)$$

$$E = 2,18 \cdot \left[\frac{37}{3,97} + \frac{37}{5,54} + \frac{31,45}{39,19} \right] = 36,62$$

Определяем начальное значение периодической составляющей тока КЗ в точке К1:

$$I_{no} = \frac{E}{\sqrt{3} \cdot X} = \frac{36,62}{\sqrt{3} \cdot 2,18} = 9,69 \text{ (кА)} \quad (40)$$

Проводим расчет тока короткого замыкания в точке 2 по аналогичным формулам, при этом все сопротивления и ЭДС приводятся к низкой стороне трансформатора (приводятся к номинальному напряжению 10 кВ).

Значение апериодической составляющей тока короткого замыкания определяется по следующей формуле:

$$I_{at} = \sqrt{2} \cdot I_{no} \cdot e^{\frac{-T_{ог}}{T_a}} \quad (41)$$

где I_{at} – апериодическая составляющая тока короткого замыкания в точке 1 (кА)

I_{no} – периодическая составляющая тока короткого замыкания в начальный момент времени в точке 1 (кА)

$T_{ог}$ – собственное время отключения выключателя с учетом работы защиты (сек), в данном случае принимается 0,1 сек.

T_a – постоянная времени.

Постоянная времени для шин 35 кВ ПС «Астрахановка» принимается равной:

$$T_a = 0,03$$

Апериодическая составляющая для точки 1:

$$I_{at} = \sqrt{2} \cdot 9,69 \cdot e^{\frac{-0,1}{0,03}} = 0,489 \text{ (кА)} \quad (42)$$

Значение ударного тока короткого замыкания для точки 1 определяется по следующей формуле:

$$I_{yo} = \sqrt{2} \cdot I_{no} \left[1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} \right] \quad (43)$$

$$I_{yo} = \sqrt{2} \cdot 9,69 \cdot \left[1 + e^{\frac{-0,01}{0,03}} \right] = 23,52 \text{ (кА)} \quad (44)$$

Проводим расчет интеграла Джоуля для точки 1 по следующей формуле:

$$B_k = I_{no}^2 \cdot (T_{ov} + T_a) \quad (45)$$

где I_{no} - периодическая составляющая тока КЗ для точки 1 (кА);

$t_{отк}$ - время отключения выключателя для РУ 35 кВ (сек);

T_a - постоянная времени в рассматриваемой точке.

$$B_k = 9,69^2 \cdot (0,1 + 0,03) = 12,21$$

Результаты расчета токов короткого замыкания с учетом для всех точек короткого замыкания сведены в таблицу 7:

Таблица 7 – Результаты расчета токов короткого замыкания

Расчетная точка короткого замыкания	I_{no} , (кА)	I_{at} , (кА)	$I_{уд}$, (кА)	B_k
1 (шины 35 кВ)	9,69	0,49	23,52	12,21
2 (шины 10 кВ)	13,8	0,65	33,5	24,76

С использованием полученных данных проводим выбор и проверку оборудования ПС «Астрахановка»

9 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ РУ ПС «АСТРАХАНОВКА»

Данный раздел посвящен выбору всего основного силового электротехнического оборудования, устанавливаемого на ПС «Астрахановка» в связи с реконструкцией. Выбор оборудования РУ ведется на основе данных расчета токов короткого замыкания, характера потребителей электроэнергии и климатических условий района размещения подстанции «Астрахановка».

Определяем максимальные рабочие токи РУ ВН, НН ПС «Астрахановка» по следующей формуле:

$$I_{\text{мвн}} = \frac{S_{\text{расч}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}} \quad (46)$$

$$I_{\text{мнн}} = \frac{S_{\text{расч}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}} \quad (47)$$

где $S_{\text{расч}}$ – расчетная мощность нагрузки (кВА);

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

$$I_{\text{мвн}} = \frac{\sqrt{(3014,56 + 10530,8)^2 + 5030,94^2}}{\sqrt{3} \cdot 35} = 106,73 \text{ (A)}$$

$$I_{\text{мнн}} = \frac{\sqrt{(3014,56 + 10530,8)^2 + 5030,94^2}}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 373,55 \text{ (A)}$$

9.1 Выбор выключателей 35 кВ

Выбираем выключатели на напряжении 35 кВ. Первоначально принимаем для установки вакуумный выключатель марки ВР35.

Выключатели вакуумные наружной установки серии ВР35 с кремнийорганической и воздушной изоляцией в полюсах и приводом с использованием принципа двухпозиционной защелки соответствуют техническим условиям, а также ГОСТ. Выключатели серии ВР35 предназначены для коммутации электрических высоковольтных цепей при нормальных и аварийных режимах сетей трехфазного переменного тока с изолированной или частично заземленной нейтралью с номинальным напряжением 35 кВ частотой 50 (60) Гц.

Вакуумные выключатели серии ВР35 разработаны на смену воздушным и масляным выключателям, обладая целым рядом преимуществ над ними.

Сравнение параметров выбранного выключателя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показано в таблице 8.

Таблица 8 – Выбор выключателя 35 кВ для ПС «Астрахановка»

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора
Номинальное напряжение	$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{номсети}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{номсети}}$

Номинальный ток	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{макс} = 106,73 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{макс}$
Условия проверки			
Номинальный ток включения	$I_{вкл} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{n0} = 9,69 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{n0}$
Наибольший пик тока включения	$i_{вкл} = 31 \text{ кА}$	$i_{y\delta} = 23,52 \text{ кА}$	$i_{вкл} \geq i_{y\delta}$
Номинальный ток отключения	$I_{откл} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{nt} = 9,69 \text{ кА}$	$I_{откл} \geq I_{nt}$
Номинальное значение аperiodической составляющей, кА	$i_{ан} = 7,9 \text{ кА}$	$i_a = 0,49 \text{ кА}$	$i_{ан} \geq i_a$
Предельный сквозной ток	$i_{прскв} = 31 \text{ кА}$	$i_{y\delta} = 23,52 \text{ кА}$	$i_{прскв} \geq i_{y\delta}$
Термическая стойкость, кА ² с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 5000 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 12,21 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$

Данный тип выключателя предлагается к установке на все присоединения РУ 35 кВ ПС «Астрахановка».

9.2 Выбор выключателей 10 кВ.

Для РУ 10 кВ для ПС «Астрахановка» первоначально принимаем для установки выключатель вакуумные ВВ-TEL10-31,5- 630

Сравнение параметров выбранного выключателя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показано в таблице 9.

Таблица 9 – Выбор выключателя 10 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора
Номинальное напряжение (кВ)	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{номсети} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Номинальный ток (А)	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{макс} = 373,55 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{макс}$
Условия проверки			
Номинальный ток включения (кА)	$I_{вкл} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{n0} = 13,8 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{n0}$
Наибольший пик тока включения (кА)	$i_{вкл} = 128 \text{ кА}$	$i_{y\delta} = 33,5 \text{ кА}$	$i_{вкл} \geq i_{y\delta}$
Номинальный ток отключения (кА)	$I_{откл} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{nt} = 13,8 \text{ кА}$	$I_{откл} \geq I_{nt}$
Номинальное значение аperiodической составляющей (кА)	$i_{ан} = 8,48 \text{ кА}$	$i_a = 0,65 \text{ кА}$	$i_{ан} \geq i_a$
Предельный сквозной ток (кА)	$i_{прскв} = 128 \text{ кА}$	$i_{y\delta} = 33,5 \text{ кА}$	$i_{прскв} \geq i_{y\delta}$

Термическая стойкость, $\text{кА}^2\text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 24,76 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_K$
----------------------------------------------	---------------------------------------------------------------------	------------------------------------	--------------------------------------------------

Данный тип выключателя предлагается к установке на все присоединения.

9.3 Выбор разъединителей 35 кВ

На напряжении 35 кВ, по напряжению и максимальному рабочему току выбираем разъединители марки РДЗ-35/1000 УХЛ1. Привод разъединителя принимаем – ПРНЗ.

Сравнение параметров выбранного разъединителя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показано в таблице 10.

Таблица 10 – Выбор и проверка разъединителя 35 кВ

Номинальные параметры разъединителя		Расчетные данные	Условия выбора
Номинальное напряжение	$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{номсети}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{номсети}}$
Номинальный ток	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$	$I_{\text{макс}} = 106,73 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{макс}}$
Условия проверки			
Предельный сквозной ток	$i_{\text{прскв}} = 63 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 33,5 \text{ кА}$	$i_{\text{прскв}} \geq i_{\text{уд}}$
Термическая стойкость, $\text{кА}^2\text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 1875 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 12,206 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_K$

Данный тип разъединителя предлагается к установке на все присоединения РУ 35 кВ ПС «Астрахановка». Число заземляющих ножей определяется местом установки.

9.4 Выбор трансформаторов тока.

Номинальный ток трансформатора тока принимаем как можно ближе к наибольшему рабочему току РУ, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей.

Трансформатор тока проверяется на электромеханическую и термическую стойкость и величину нагрузки в заданном классе точности.

Вторичная нагрузка трансформаторов тока состоит из сопротивления приборов, подключенных ко вторичной обмотке, соединительных проводов и переходного сопротивления контактов:

$$R_2 = r_{\text{пров}} + r_{\text{приб}} + r_{\text{к}} \quad (48)$$

Сопротивление контактов принимается равным $r_{\text{к}} = 0,1$ Ом.
Сопротивление соединительных проводов можно рассчитать по формуле:

$$r_{\text{пров}} = \frac{\rho \cdot l}{F} \quad (49)$$

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

l - длина соединительных проводов, для РУ 35 и 10 кВ - 60 м ;

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

Сопротивление соединительных проводов (для 35 и 10 кВ):

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

Сопротивление приборов подключенных ко вторичной обмотке определяется по формуле:

$$r_{\text{пров}} = \frac{S_{\text{ПП}}}{I_2^2} \quad (50)$$

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

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

Для измерения всех необходимых величин предлагается установить трехфазный измерительный комплекс РиМ 489.07. Счетчики электрической энергии трехфазные статические РиМ 489.07 являются многофункциональными приборами и предназначены для измерения активной и реактивной электрической энергии, и мощности (активной, реактивной, полной) в трехфазных электрических цепях переменного тока промышленной частоты.

Счетчики РиМ 489.07 - трансформаторные универсальные счетчики. Счетчики имеют встроенный тарификатор и реализуют многотарифный учет активной электрической энергии. Счетчики выполняют измерение среднеквадратических значений фазных токов, фазных и линейных

напряжений, частоту, удельную энергию потерь в цепях тока, коэффициент реактивной мощности цепи, коэффициент мощности, напряжение прямой последовательности и коэффициенты не симметрии напряжения по обратной и нулевой последовательностям. Счетчики измеряют комплексные параметры качества электрической энергии, продолжительность времени выхода напряжения и частоты за пределы нормальных норм качества электричества по установившемуся отклонению напряжения.

Расчет нагрузки наиболее загруженной фазы на напряжении 35, 10 кВ приведен в таблице 11.

Таблица 11 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 35 и 10 кВ ПС «Астрахановка»

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, В·А
Амперметр	Э-350	0,5
Счетчик АЭ	РиМ 489.07	0,12
Счетчик РЭ		

Мощность наиболее загруженной фазы на напряжение 35 и 10 кВ $S_{ПП} = 0,62$ ВА. Тогда сопротивление приборов:

$$r_{приб} = \frac{S_{ПП}}{I^2} = \frac{0,62}{5^2} = 0,02 \text{ (Ом)}$$

Вторичная нагрузка трансформатора тока (на стороне 35 и 10 кВ):

$$R_2 = r_{пров} + r_{приб} + r_{к} = 0,02 + 0,43 + 0,1 = 0,55 \text{ (Ом)}$$

Принимаем трансформатор тока по стороне 35 кВ ТОЛ-35-III для ПС «Астрахановка» номинальным током 150 А. Сравнение параметров трансформатора тока 35 кВ приведено в таблице 12.

Таблица 12 – Проверка выбранного ТТ 35 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока	Расчетные данные	Условия выбора
Номинальное напряжение	$U_{ном} = 35$ кВ	$U_{ном} \geq U_{номсети}$

Номинальный ток	$I_{ном} = 150 \text{ А}$	$I_{макс} = 106,73 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{макс}$
Условия проверки			
Предельный сквозной ток	$i_{прскв} = 125 \text{ кА}$	$i_{уд} = 23,52 \text{ кА}$	$i_{прскв} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость, $\text{кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 7203 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 12,21 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$
Номинальная вторичная нагрузка Z_2 ном (Ом)	30 Ом	0,55 Ом	$Z_{2ном} \geq Z_2$

Данный тип трансформатора тока проходит по всем параметрам, следовательно, его оставляем.

Принимаем трансформатор тока 10 кВ ТПЛК-10/400 с номинальным током первичной обмотки 400 А. Сравнение параметров трансформатора тока 10 кВ приведено в таблице 13.

Таблица 13 – Проверка выбранного ТТ 10 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока	Расчетные данные		Условия выбора
Номинальное напряжение	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{номсети} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Номинальный ток	$I_{ном} = 400 \text{ А}$	$I_{макс} = 373,55 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{макс}$
Условия проверки			
Предельный сквозной ток	$i_{прскв} = 140 \text{ кА}$	$i_{уд} = 33,5 \text{ кА}$	$i_{прскв} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость, $\text{кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 58800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 24,76 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$
Номинальная вторичная нагрузка Z_2 ном (Ом)	15 Ом	0,55 Ом	$Z_{2ном} \geq Z_2$

Данный тип трансформатора тока проходит по всем параметрам, следовательно, его принимаем к установке на вводные ячейки РУ 10 кВ ПС «Астрахановка».

9.5 Выбор трансформаторов напряжения.

Трансформаторы напряжения выбираются по вторичной нагрузке (подключенных к ним приборов)

Расчет проводится при условии перевода всех приборов обеих секций 35 кВ и 10 кВ на один трансформатор напряжения при выводе второго в ремонт. Расчет вторичной нагрузки трансформатора напряжения приведен в таблице.

Проводим выбор трансформатора напряжения для РУ 35 кВ ПС «Астрахановка» определяем мощность вторичной нагрузки. Данные представлены в таблице 14.

Таблица 14 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения 35 кВ ПС «Астрахановка»

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность, В·А
Вольтметр	Э-335	2	2
Варметр	Д-335	2	1,5
Ваттметр	Д-335	2	1,5
Счетчик АЭ	РиМ 489.07	2	1,2
Счетчик РЭ			
Сумма			12,52

Принимаем к установке трансформатор напряжения типа НАМИ 35 УХЛ1.

Трехфазный антирезонансный масляный трансформатор напряжения типа НАМИ-35 УХЛ1 предназначен для установки в электрических сетях трехфазного переменного тока промышленной частоты с изолированной или с компенсированной нейтралью с целью передачи данных измерительной информации приборам измерения, устройствам автоматики, защиты, сигнализации и управления.

Проводим проверку по вторичной нагрузке. Данные приведены в таблице 15.

Таблица 15 – Проверка выбранного ТН 35 кВ

Номинальные параметры ТН		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,2	$S_{2ном} = 75 \text{ ВА}$	$S_2 = 12,52 \text{ ВА}$	$S_{2ном} \geq S_2$

Трансформатор напряжения проходит по параметрам, следовательно, его оставляем.

Выбираем трансформатор напряжения 10 кВ НАЛИ 10 УХЛ1. Трехфазная антирезонансная группа измерительных трансформаторов напряжения НАЛИ-10 кВ предназначен для установки в комплектные распределительные устройства внутренней и наружной установки (КРУ), а также в сборные камеры одностороннего обслуживания (КСО), является комплектующим изделием. Трехфазная группа трансформаторов напряжения обеспечивает питание приборов учета электроэнергии, аппаратуры, релейных либо микропроцессорных защит и автоматики, а также используется для контроля изоляции в сетях 10 кВ с изолированной или заземленной через дугогасящий реактор нейтралью.

Определяем мощность вторичной нагрузки. Данные представлены в таблице 16.

Таблица 16 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения 10 кВ

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность, В·А
Вольтметр	Э-335	2	2
Варметр	Д-335	2	1,5
Ваттметр	Д-335	2	1,5
Счетчик АЭ	РиМ 489.07	14	1,2
Счетчик РЭ			
Сумма			27,64

Таблица 17 – Проверка выбранного ТН 10 кВ

Номинальные параметры ТН		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,2	$S_{2ном} = 75 \text{ ВА}$	$S_2 = 27,64 \text{ ВА}$	$S_{2ном} \geq S_2$

Трансформатор напряжения проходит по параметрам, следовательно, его оставляем.

9.6 Выбор жестких шин 10 кВ.

Проводим проверку жестких шин на стороне низкого напряжения. Максимальный рабочий ток в данном РУ 10 кВ ПС «Астрахановка»

составляет 373,55А. Принимаем минимальное сечение алюминиевой шины размерами 80×6 мм (4,8 см²) из которой изготовлены сборные шины РУ 10 кВ, длительно допустимый ток для данного сечения составляет 1850А. Шины установлены на изоляторах плашмя, расстояние между фазами принимаем 0,4м.

Проверяем шины на термическую стойкость, определяем минимальное сечение по условиям нагрева токами КЗ (см²).

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} = \frac{\sqrt{24,76}}{91} = 0,05 \quad (51)$$

где B_k – интеграл джоуля, рассчитан ранее при выборе выключателей.

C - коэффициент для алюминия 91

Проверяем шины на механическую прочность при коротком замыкании, определяем пролет с частотой собственных колебаний более 200 Гц

$$l \leq \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}} = \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{25,6}{4,8}}} = 0,95 \quad (52)$$

где J – момент инерции шины (см³×см).

q - сечение проводника (см²)

Момент инерции шины определяется по следующей формуле:

$$J = b \cdot h^3 \cdot \frac{1}{12} = 0,6 \cdot 8^3 \cdot \frac{1}{12} = 25,6 \quad (\text{см}^3 \times \text{см}) \quad (53)$$

Принимаем пролет между изоляторами меньше расчетного (принимаем 0,9 м)

Определяем максимальное удельное усилие при трехфазном коротком замыкании на шинах низкого напряжения ПС «Астрахановка».

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{y0}^2}{a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{33500^2}{0,4} = 48,59 \quad (\text{Н/м}) \quad (54)$$

где i_{yd} – ударный ток короткого замыкания на шинах НН ПС «Астрахановка» согласно расчетным данным (А).

a - расстояние между шинами разноименных фаз (м).

Момент сопротивления шин определяем по формуле:

$$W = b \cdot h^2 \frac{1}{6} = 0,6 \cdot 8^2 \frac{1}{6} = 6,4 \text{ (см}^3\text{)} \quad (55)$$

Определяем расчетное напряжение в материале шин при протекании ударного тока короткого замыкания:

$$\sigma_p = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{yd}^2 \cdot l^2}{W \cdot a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{73020^2 \cdot 0,9^2}{6,4 \cdot 0,4} = 29,22 \text{ (МПа)} \quad (56)$$

Вылиняем сравнение полученного значения с разрушающим напряжением для данного материала проводника:

$$\sigma_p \leq 0,6 \cdot \sigma_{разр}$$

$$29,22 \leq 0,6 \cdot 60 = 36,0$$

Расчет выполнен верно тк напряжение в материале при протекании тока короткого замыкания не превышает 60% от разрушающего.

10 ВЫБОР ТИПА И СЕЧЕНИЙ ПИТАЮЩИХ ЛИНИЙ 10 КВ

В данном разделе проводится расчет и выбор проводников для линий электропередач 10 кВ, наиболее перспективным в данном случае является использование самонесущего изолированного провода напряжением 10 кВ применяемого для воздушных линий. Преимущества данного типа проводника очевидны перед обычным голым проводом типа АС, который в настоящее время используется в рассматриваемом участке РЭС.

Сечения линий электропередачи выбираются по условиям нагрева токами нагрузки с последующей проверкой:

- по термической стойкости к токам короткого замыкания;
- по допустимой потере напряжения в нормальном режиме работы

Для выбора сечений линий ВЛ 10 кВ определяется расчетный ток и выбирается стандартное сечение, соответствующее ближайшему большему длительно-допустимому току для данного типа СИП.

Выбор по длительно допустимому току сводится к неравенству:

$$I_p \leq I_{\text{до}} \quad (57)$$

где I_p – расчетный ток в сечении, А;

$I_{\text{до}}$ - Длительно допустимый для выбранного сечения СИП

В данной выпускной квалификационной работе рассматривается полная замена голого провода которым выполнены распределительные сети на самонесущий изолированный провод типа сип-3.

Расчетный ток в рассматриваемом сечении определяется по выражению:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (58)$$

где S_p – расчетная мощность на рассматриваемом участке ВЛ (кВА);

Рассмотрим выбор СИП на примере участка РП-11 до ТП 8п. В данном случае рассматривается вариант когда все ТП рассматриваемого района запитаны от одного фидера (ремонтный режим работы сети), формула для расчета тока:

$$I_p = \frac{k_c \cdot \sum S_p}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (59)$$

$$I_p = \frac{0,7 \cdot 3353,25}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 155,55 \text{ (А)}$$

Для полученного значения подбираем соответствующее сечение СИП. Принимаем сечение 50 мм² с предельным значением тока 195 А. Далее проводится расчет на остальных участках при этом необходимо учитывать тот факт, что для простоты монтажа и удобства эксплуатации применяется одно сечение СИП на протяжении всего фидера. Таким образом на участках РП-11 до ТП 8п, РП-11 до ТП 5п, РП-11 до РУНН ПС «Астрахановка», расчетный ток будет одинаковым. Отдельно только проводим расчет отпайки на ТП 59 расчетный ток в данном случае равен (количество трансформаторов в данном случае 10):

$$I_p = \frac{0,8 \cdot 2029,57}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 89,27 \text{ (A)}$$

На данном участке принимаем провод сечением 35 мм²

Результаты расчета приведены в таблице 18:

Таблица 18 – Выбор типа и сечений проводников по длительно допустимому току

Участок	S_p (кВА)	I_p (А)	Сечение СИП	$I_{до}$ (А)
1	2	3	4	5
РУ 10 кВ «Астрахановка» - РП-11 1 цепь	2828,92	155,55	3×50	195
РУ 10 кВ «Астрахановка» - РП-11 2 цепь	2828,92	155,55	3×50	195

Продолжение таблицы 18

1	2	3	4	5
РП-11- 8 п	2828,92	155,55	3×50	195
РП-11- 5 п	2828,92	155,55	3×50	195
отп ТП 59 «ЖД» - ТП 59 «ЖД»	1623,65	89,27	3×35	160

Далее проводится проверка выбранных сечений по термической стойкости и по допустимой потере напряжения.

11 ПРОВЕРКА СЕЧЕНИЙ ВЛ 10 КВ 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 к токам короткого замыкания.

11.1 Проверка линий 10 кВ по термической стойкости

При расчете токов короткого замыкания при одинаковом сечении линии на протяжении всего участка определение токов выполняется в ближайших точках те на шинах высокого напряжения первых от РУ 10 кВ ТП. На рисунке 8 представлена схема замещения для расчета токов короткого замыкания.

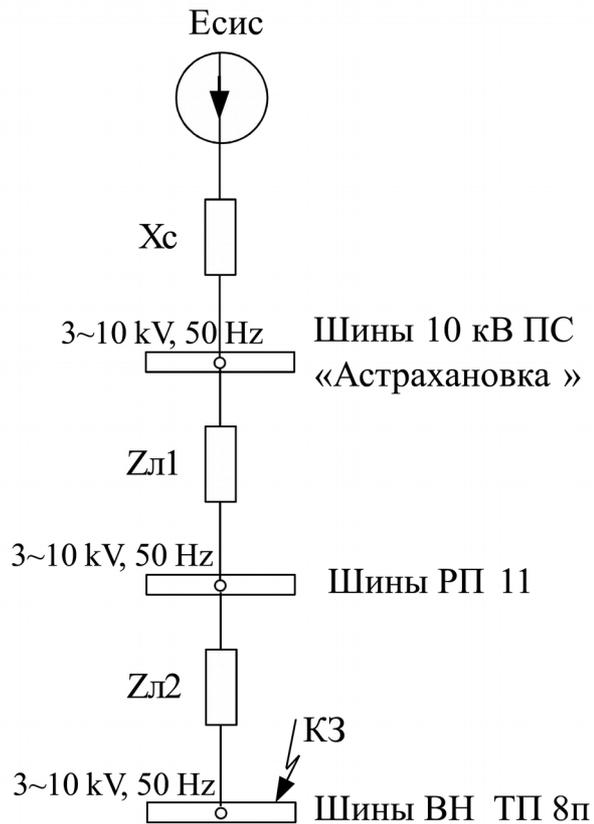


Рисунок 8 – Схема замещения для расчета токов КЗ

Рассмотрим на примере расчет тока короткого замыкания на шинах высокого напряжения ТП 8 п.

Сопротивление системы определяется по формуле (Ом):

$$X_c = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot I_{кз10}} \quad (60)$$

где $I_{кз10}$ – ток трёхфазного КЗ на шинах 10 кВ ПС «Астрахановка», определен в разделе расчетов токов КЗ

Активные и реактивные сопротивления участков сип (Ом):

$$X_{л} = x_0 \cdot L \quad (61)$$

$$R_{л} = r_0 \cdot L \quad (62)$$

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

L – длина участка СИП, (км).

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

$$I_{по} = \frac{U_{ср}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_p^2 + X_p^2}} \quad (63)$$

Ток двухфазного короткого замыкания (кА):

$$I_{по2} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{по} \quad (64)$$

Определяем сопротивление системы:

$$X_c = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 9,69} = 0,44 \text{ (Ом)}$$

Сопротивления участков от РУ НН ПС до РП-11:

$$X_{л1} = 0,08 \cdot 0,8 = 0,064 \text{ (Ом)}$$

$$R_{л1} = 0,8 \cdot 0,8 = 0,64 \text{ (Ом)}$$

Сопротивления участков от ТП 8п до РП-11:

$$X_{л2} = 0,08 \cdot 1,0 = 0,08 \text{ (Ом)}$$

$$R_{л2} = 0,8 \cdot 1,0 = 0,8 \text{ (Ом)}$$

Результирующее индуктивное сопротивление до шин высокого напряжения ТП 8 п

$$X_p = X_c + X_{л1} + X_{л2} \quad (65)$$

$$X_p = 0,44 + 0,064 + 0,08 = 0,584 \text{ (Ом)}$$

Результирующее активное сопротивление до шин высокого напряжения ТП 8 п

$$R_p = R_{л1} + R_{л2} = 0,64 + 0,8 = 1,44 \text{ (Ом)} \quad (66)$$

Ток трехфазного КЗ:

$$I_{по} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{0,584^2 + 1,44^2}} = 4,19 \text{ (кА)}$$

Ток двухфазного короткого замыкания:

$$I_{по2} = \frac{\sqrt{3}}{2} 4,19 = 3,628 \text{ (кА)}$$

Постоянная затухания аperiodической составляющей:

$$T_a = \frac{0,83}{1,59 \cdot 314} = 0,318 \cdot 10^{-3}$$

Коэффициент затухания:

$$K_a = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,318 \cdot 10^{-3}}} = 1,18 \quad (67)$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$I_{уд} = \sqrt{2} \cdot 2,03 \cdot K_a = 11,66 \text{ (кА)}$$

По аналогичному алгоритму рассчитываются все остальные точки КЗ результаты расчетов сводятся в таблицу 19.

Таблица 19 – Расчет токов КЗ в сети 10 кВ

Точка КЗ	Z (Ом)	T_a	$I_{по}$ (кА)	$I_{по2}$ (кА)	$I_{уд}$ (кА)	K_a
Шины РП-11	0,64	$0,318 \cdot 10^{-3}$	9,42	8,16	26,24	1,97
Шины ВН ТП 8 п	1,45	$0,318 \cdot 10^{-3}$	4,19	3,63	11,66	1,97
Шины ВН ТП 5 п	1,05	$0,318 \cdot 10^{-3}$	5,8	5,02	16,15	1,97
Шины ВН ТП 59	2,41	$0,318 \cdot 10^{-3}$	2,51	2,18	6,99	1,97

По полученным данным проводятся дальнейшие расчеты термической стойкости

Термически стойкое к токам КЗ сечение СИП находим по формуле:

$$S_T = \frac{I_{по} \cdot \sqrt{t_n}}{K_T} \quad (68)$$

где $I_{по}$ - установившееся значение тока В расчетной точке;

t_n - приведённое время КЗ, равное сумме времени срабатывания защиты (0,01с) и времени отключения выключателя (0,09с).

K_T - температурный коэффициент.

Для примера рассчитывается термически стойкое к токам КЗ сечение для точки короткого замыкания на шинах РП-11 (в данном случае проверяется участок сип от РП-11 до РУ НН ПС «Астрахановка»:

$$S_{T32} = \frac{9,42 \cdot \sqrt{0,055}}{95} \cdot 10^3 = 23,25 \text{ (мм}^2\text{)}$$

Полученное значение меньше сечения принятого на данном участке СИП, следовательно, оно проходит проверку его принимаем к монтажу.

В расчете рассматриваем только головные участки сети тк они наиболее подвержены токам КЗ. Для остальных точек КЗ расчёт ведётся аналогично, результаты сведены в таблицу 20.

Таблица 20 – Проверка сечений по термической стойкости

Участок от источника питания до точки КЗ	$I_{по}$ (кА)	Термически стойкое сечение (мм ²)	Фактическое сечение (мм ²)
Шины РП-11	9,42	23,25	50
Шины ВН ТП 8 п	4,19	10,34	50
Шины ВН ТП 5 п	5,8	14,32	50
Шины ВН ТП 59	2,51	6,19	35

Расчетные данные о термически стойком сечении показывают, что все линии СИП проходят данную проверку.

11.2 Проверка линий 10 кВ по допустимой потере напряжения.

Потеря напряжения в участке СИП определяется по следующей формуле:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I_p \cdot L \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi) \cdot \frac{100}{U_n} \quad (69)$$

где r_0 – активное сопротивление СИП, Ом/км;

x_0 – реактивное сопротивление СИП, Ом/км.

Рассмотрим подробно пример расчета потери напряжения на участке РУНН 10 кВ - ТП 5 п, при питании участка со стороны ТП 8 п:

Определяем потерю напряжения на данном участке:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot 155,55 \cdot 4,5 \cdot (0,8 \cdot 0,89 + 0,08 \cdot 0,45) \cdot \frac{100}{10500} = 4,63 (\%)$$

Потеря напряжения на участке меньше предельного значения 5%, следовательно, сечение СИП выбрано верно. Т.к. рассмотрен наихудший вариант режима работы сети, следовательно, на остальных участках СИП отклонение напряжения будет меньше данного значения.

12 ЗАЩИТА ОТ ПРЯМЫХ УДАРОВ МОЛНИИ

В данном разделе рассматривается расчет молниезащиты ПС «Астрахановка» в связи с реконструкцией и модернизацией. Согласно ПУЭ открытые подстанции и ОРУ 20-500 кВ должны быть защищены от прямых ударов молний. Защита подстанции от прямых ударов молний осуществляется стержневыми отдельно стоящими молниеотводами.

Расчет молниезащиты поводится по следующим формулам:

Эффективная высота молниеотвода:

$$h_{эф} = 0,85 \cdot h \quad (70)$$

Эффективная высота молниеотвода (рассматриваются отдельно стоящие молниеотводы):

$$h_{эфл} = 0,85 \cdot 17 = 14,45 \text{ (м)}$$

Половина ширины внешней зоны защиты (радиус зоны на уровне земли):

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h \quad (71)$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot 17) \cdot 17 = 17,09$$

Наименьшая высота внутренней зоны двух молниеотводов (система М1-М4):

$$h_{c12} = h_{эфл} - \frac{L12}{7} = 14,45 - \frac{29}{7} = 10,51 \text{ (м)} \quad (72)$$

где L - расстояние между молниеотводами.

Половина ширины внешней зоны на уровне защищаемого объекта:

$$r_x = r_0 \cdot \left[1 - \frac{h_x}{h_{эфл}} \right] \quad (73)$$

Для линейного портала (высота 9,45 м):

$$r_x = 17,09 \cdot \left[1 - \frac{9,45}{14,45} \right] = 4,74 \text{ (м)}$$

Половина ширины внутренней зоны защиты на уровне защищаемого объекта:

$$r_{cx} = 1,6 \cdot \frac{h_{c12} - h_x}{1 + \frac{h_x}{h_{c12}}} \quad (74)$$

где h_x - высота защищаемого объекта.

$$r_{cx12} = 1,6 \cdot \frac{10,51 - 9,45}{1 + \frac{9,45}{10,51}} = 1,89 \text{ (м)}$$

Зоны молниезащиты показаны в графической части ВКР.

13 РАСЧЕТ СЕТИ ЗАЗЕМЛЕНИЯ

Сопротивление искусственного заземлителя не должно превышать 0,5 Ом.

Размеры ПС «Астрахановка» 55×40 (м)

Определяем общую площадь контура заземления:

$$S = (A + 3) \cdot (B + 3) = (55 + 3) \cdot (40 + 3) = 2716 \text{ (м}^2\text{)} \quad (75)$$

Принимаем диаметр вертикальных электродов с сети заземления $d = 0,022$ (м)

Сечение вертикальных электродов определяется как:

$$F = \frac{\pi \cdot d^2}{4} = \frac{3,14 \cdot 0,022^2}{4} = 37,79 \cdot 10^{-5} \text{ (м}^2\text{)} \quad (76)$$

Проверка сечения на термическую стойкость выполняется по следующей формуле:

$$F_{mc} = \sqrt{\frac{I_M^2 \cdot T}{400 \cdot \beta}} = \sqrt{\frac{9690^2 \cdot 5}{400 \cdot 21}} = 0,8 \cdot 10^{-5} \text{ (м}^2\text{)} \quad (77)$$

где - I_M - максимальный ток короткого замыкания (кА)

T - наибольшее время работы защиты в РУ (сек)

β - коэффициент термической стойкости.

Сечение проходит проверку на термическую стойкость к токам короткого замыкания.

Проверка сечения на стойкость к коррозии:

$$S_{cp} = a_k \cdot \ln(240)^3 + b_k \cdot \ln(240)^3 + c_k \cdot \ln(240)^3 + d_k \quad (78)$$

$$S_{cp} = 0,005 \cdot \ln(240)^3 + 0,0036 \cdot \ln(240)^3 - 0,05 \cdot \ln(240)^3 + d_k = 1$$

где - a_k , b_k , c_k , d_k - справочные коэффициенты

$$F_{кор} = 3,14 \cdot S_{cp} \cdot (S_{cp} + d) = 3,14 \cdot 1 \cdot (1 + 0,022) \cdot 10^{-4} = 3,2 \cdot 10^{-4} \text{ (м}^2\text{)} \quad (79)$$

Принимаем первоначально расстояние между полосами в сети заземления:

$$l_{nn} = 5 \text{ (м)}$$

Общая длина полос в сети заземления:

$$L_n = \frac{(A+3)}{l_{nn}}(B+3) + \frac{(B+3)}{l_{nn}}(A+3) = \frac{(55+3)}{5}(40+3) + \frac{(40+3)}{5}(50+3) = 1086,4 \text{ (м)}$$

Число ячеек в сети заземления

$$m = \frac{L_n}{2 \cdot \sqrt{S}} = \frac{1086,4}{2 \cdot \sqrt{2716}} = 10,42 \quad (80)$$

Принимаем число ячеек:

$$m = 11$$

Длина стороны ячейки определяется как:

$$L_{я} = \frac{\sqrt{S}}{m} = \frac{\sqrt{2716}}{11} = 4,74 \text{ (м)} \quad (81)$$

Длина горизонтальных полос в сети заземления:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S}(m+1) = 2 \cdot \sqrt{2716}(11+1) = 1250,8 \text{ (м)} \quad (82)$$

Количество вертикальных электродов в сети заземления:

$$n_e = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{10 \cdot \sqrt{2}} = \frac{4 \cdot \sqrt{2716}}{10 \cdot \sqrt{2}} = 14,74 \quad (83)$$

Принимаем целое значение:

$$n_e = 15$$

Принимаем стандартную длину вертикальных электродов $l_e = 4$ (м)

Определяем стационарное сопротивление сети заземления:

$$R_C = \rho \left[A \frac{1}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + l_e \cdot n_e} \right] = 50 \left[0,42 \frac{1}{\sqrt{2716}} + \frac{1}{1250,8 + 4,0 \cdot 15} \right] = 0,442 \text{ (Ом)} \quad (84)$$

где - A - вспомогательный коэффициент.

Определяем коэффициент импульсного сопротивления:

$$\alpha_H = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\beta + 320) \cdot (I_M + 45)}} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{2716}}{(21 + 320) \cdot (3,37 + 45)}} = 1,09 \quad (85)$$

Определяем импульсное сопротивление заземлителя окончательно:

$$R_H = R_C \cdot \alpha_H = 0,442 \cdot 1,09 = 0,482 \text{ (Ом)} \quad (86)$$

Полученное значение сопротивления не превышает предельного значения 0,5 Ом, следовательно, расчет выполнен верно.

14 ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРОВ ПС «АСТРАХАНОВКА»

В данном разделе рассматривается расчет всех защит, устанавливаемых на трансформаторе ТДН 16000/35/10 ПС «Астрахановка».

Для защиты от многофазных КЗ в обмотках проводим расчет максимальной токовой защиты; для защиты от повышенных токов в обмотках при перегрузке – защиты от перегрузок.

14.1 Дифференциальная защита

Выбираем коэффициенты трансформации трансформаторов тока с учетом условия:

$$I_{1тт} \geq I_{тном} \quad (87)$$

где $I_{тном}$ – номинальный ток i стороны трансформатора, А. Принимаем ближайшее большее стандартное значение и определяем номинальный коэффициент трансформации ТТ $K_{та}$.

Находим вторичные токи трансформаторов тока в номинальном режиме, А:

$$I_{2нт} = \frac{I_{тномi}}{K_{та}} \quad (88)$$

При внешних замыканиях дифференциальный ток срабатывания должен удовлетворять условию:

$$I_{dsp} \geq K_{отс} \cdot I_{НБрасч} \quad (89)$$

$$I_{НБрасч} = K_{пер} \cdot \varepsilon + \Delta U_{рег} + \Delta f_{выр} \quad (90)$$

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.;

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

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

Требования к ТТ дифференциальной защиты трансформаторов можно сформулировать следующим образом:

$$K_{10} = \frac{I_{1номтт} \cdot K_{10}}{I_{тнoмi}} \geq \frac{I_{КЗВНмакс}}{I_{тнoмi}} \quad (91)$$

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

K_{10} – наибольшая кратность первичного тока ТТ;

Далее вычисляют коэффициент торможения:

$$K_{Т1} = \frac{K_{отс} \cdot I_{НБрасч} \cdot I_{скв} - 0,7}{I_{скв} - I_{Трасч}} \quad (92)$$

Для силовых трансформаторов, со стороны НН которых подключены токоограничивающие реакторы принимают $I_{скв} = 3$, $K_{пер} = 1,5$, $K''_{пер} = 2,5$

$$I_{Трасч} = 1,25 + \frac{0,7 - I_{d\min}}{K_{Т1}} \quad (93)$$

Значения $I_{d\min}$ и $K_{Т1}$ при начальном приближении принимается тормозная характеристика №3, из технического паспорта защиты.

Выбираем трансформаторы тока.

$$I_{вн} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 263,93 \text{ (А)}$$

$$I_{нн} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 879,77 \text{ (А)}$$

$$I_{2\text{вн}} = \frac{263,93 \cdot 5}{300} = 4,39 \text{ (A)}$$

$$I_{2\text{нн}} = \frac{879,77 \cdot 5}{1000} = 4,39 \text{ (A)}$$

Расчетный ток небаланса.

$$I_{\text{НБрасч}} = K_{\text{пер}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{рез}} + \Delta f_{\text{выр}} = 2,5 \cdot 0,1 + 0,02 + 0,02 = 0,29$$

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

$$I_{\text{d min}} = 1,25 \cdot K_{\text{отс}} \cdot (K_{\text{пер}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{рез}} + \Delta f_{\text{выр}}) = 0,261$$

Принимаем:

$$I_{\text{d min}} = 0,3 \text{ о.е.}$$

Производим выбор тормозной характеристики из набора стандартных, установленных для терминала. Параметры тормозных характеристик приведены в таблице 21.

Таблица 21 – Тормозные характеристики защиты.

№ тормозной характеристики	1	2	3	4	5
K_{T1}	0,15	0,2	0,3	0,4	0,49
$I_{\text{Трасч}}^*$	3,9	3,25	2,58	2,25	2,05

Задаемся значением $I_{\text{Трасч}}^* = 2,58$ для характеристики №3 и находим:

$$K_{T1} = \frac{1,1 \cdot 0,29 \cdot 2,89 - 0,7}{2,89 - 2,58} = 0,72$$

Так как полученное значение превышает 0,3, то принимаем характеристику №4.

14.2 Защита от перегрузки.

Перегрузка трансформаторов обычно является симметричной. Поэтому она выполняется с помощью максимальной токовой защиты, включенной на

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

Ток срабатывания защиты от перегрузки определяется следующим образом:

$$I_{CЗ} = \frac{k_{омс}}{k_е} \cdot I_{номВН} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 264 = 346 \text{ (А)} \quad (94)$$

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

$k_е$ – коэффициент возврата принятого токового реле;

Ток срабатывания защиты:

$$I_{ср} = \frac{\sqrt{3} \cdot 346}{(600/5)} = 4,99$$

Уставка на срабатывание реле времени принимаем равной 9 секунд.

14.3 Максимальная токовая защита.

Максимальная токовая защита устанавливается на всех трансформаторах, в том случае если для их защиты не используются высоковольтные плавкие вставки.

Ток срабатывания защиты на стороне 35 кВ

$$I_{CЗ} = \frac{k_n \cdot k_{сам}}{k_е} \cdot I_{номВН} = \frac{1,2 \cdot 1,5}{0,8} \cdot 264 = 594 \text{ (А)} \quad (95)$$

где k_n – коэффициент надежности;

$k_{сам}$ – коэффициент само запуска;

$$k_ч = \frac{I_{к.мин}^{(2)}}{I_{CЗ}} = \frac{11,95 \cdot 10^3 \cdot (10,5/35)}{594} = 6,03 \quad (96)$$

Ток срабатывания защиты:

$$I_{ср} = \frac{\sqrt{3} \cdot 594}{(600/5)} = 8,57 \text{ (А)}$$

Принятые уставки защиты принимаем для обоих трансформаторов ТДН 16000/35/10 ПС «Астрахановка»

14.4 Газовая защита.

Газовая защита трансформатора представляет собой газовое реле, которое расположено в трубопроводе соединяющем основной бак трансформатора с расширительным баком. В случае повреждений в обмотках трансформатора (которые может не чувствовать любая другая из установленных защит) происходит газообразование, интенсивность которого пропорциональна степени повреждения. Газы постепенно проходят через трубопровод, в котором расположено реле и попадают в расширительный бак. При незначительном газообразовании реле работает на сигнал, в таком случае трансформатор должен быть отключен от сети, отобран газ из реле и проведен его анализ, по результатам которого принимается решение о возможности ввода в работу трансформатора. При скоротечном образовании газов, (в случае сильного повреждения) через реле проходит большой поток газов, в таком случае оно работает на отключение трансформатора.

Различают газовые реле различного исполнения в данной работе принимаем к установке на трансформаторы ТДН 16000/35/10 реле конструкции Бухгольца.

15 БЛОК ЗАЩИТ ПРИСОЕДИНЕНИЙ 10 КВ

В данном разделе рассмотрим микропроцессорное устройство защиты присоединений, которое устанавливается в ячейках 10 кВ для определения ненормальных режимов работы и отключения присоединения.

15.1 Описание работы устройства

Устройство имеет 12 аналоговых входов. Из них:

4 шт. – для измерения токов, из них три входа для измерения фазных токов IA, IB и IC, один резервный вход;

5 шт. – для измерения напряжений, из них два входа для измерения линейных напряжений UAB и UBC на первой секции сборных шин, два входа для измерения фазных напряжений UA, UB и UC второй секции сборных шин, один резервный вход;

3 шт. – для подключения датчиков дуговой защиты.

При сервисной уставке «СВ» устройство отображает только параметры сети:

- фазные токи;
- фазные и линейные напряжения;
- симметричные составляющие токов и напряжений;
- частоту сети;
- не симметрию по току/напряжению в % от максимального значения тока/напряжения;
- углы между векторами токов и напряжений;
- полную, активную и реактивную мощности нагрузки;
- коэффициент активной мощности;
- потребление электроэнергии.
- параметры нагрузки (уровень пульсации, тепловой импульс, кратность тока и т.д.) устройство не отображает, что объяснено назначением данного типа присоединения.
- функция автоматической коррекции часов
- функция автоматического перехода на зимнее/летнее время

Уровни доступа (УД)

15.2 Назначение

Микропроцессорное устройство защиты предназначено для выполнения функций релейной защиты, автоматики, управления, диагностики и сигнализации присоединений напряжением 6-35 кВ на подстанциях с переменным и постоянным оперативным током. Устройство обеспечивает функции защиты, автоматики и управления воздушных и кабельных линий электропередачи, трансформаторов и электродвигателей. Устройство предназначено для установки в высоковольтных ячейках КСО, КРУ, КРУН, КТП и др., на релейных панелях и пультах управления электростанций и подстанций электросетевых, коммунальных и промышленных предприятий, на объектах нефтегазового комплекса, на тяговых подстанциях железных дорог и метрополитена.

Устройство может включаться в АСУ ТП и информационно-управляющие системы в качестве подсистемы нижнего уровня (по умолчанию используется протокол ModBus-RTU, для передачи информации по МЭК 60870 в комплект поставки включается конвертор ШЛЮЗ Е-442).

Так же для объектов, на которых необходимо реализовать передачу информации в АСУ ТП GOOSE по МЭК 61850-8-1 в комплект поставки по спец заказу включается конвертор протоколов SYNC 200 производства компании Kalkitech. Устройство передает на удаленные рабочие места эксплуатационного и диспетчерского персонала информацию о положении коммутационного аппарата, информацию аварийных событий и текущую информацию по всем контролируемым параметрам.

15.3 Состав оборудования

Конструктивно устройство выполнено тремя блоками в отдельных корпусах. Первый блок – блок защиты БЗП-03 (далее блок). Блок предназначен для реализации функций защиты, автоматики, диагностики и управления. Устанавливается в релейном отсеке ячейки управления

выключателем или в другом согласованном с эксплуатационной организацией месте подстанции.

Второй блок – пульт управления ПУ-01 (далее ПУ). Устанавливается на дверце релейного отсека шкафа управления или в другом согласованном с эксплуатационной организацией месте подстанции. ПУ содержит клавиатуру управления, индикатор и светодиоды, отображающие положение выключателя и режимы работы блока. ПУ предназначен для местного отображения контролируемых параметров, изменения уставок, просмотра протоколов срабатывания защит и событий.

Третий блок – блок расширения входов и выходов БРВ-01 (далее БРВ) выполнен отдельным пристыковываемым модулем. БРВ служит для увеличения числа дискретных входов и выходных реле. Связь между блоком и ПУ осуществляется по последовательному интерфейсу RS485-1. Расстояние между блоком и ПУ не должно превышать 1500 метров.

15.4 Основные функции.

Устройство в зависимости от выбранной сервисной уставки ОТ, ВВ, СВ может устанавливаться на отходящее присоединение, вводной выключатель и секционный выключатель соответственно. В зависимости от сервисной уставки устройство может реализовывать различные функции защит и автоматики.

МТЗ-1 предназначена для защиты от междуфазных коротких замыканий. Пусковые органы тока защиты объединены по схеме «ИЛИ».

Защита работает как токовая ненаправленная/направленная при отключенном/включенном программном переключателе. Принцип направленности защиты для всех ступеней МТЗ реализуется по так называемой девяностоградусной схеме. Устройство определяет угол между током фазы и линейным напряжением для каждой пары векторов $I_A - U_{BC}$, $I_B - U_{CA}$, $I_C - U_{AB}$ отдельно. Срабатывание направленной МТЗ произойдет в случае превышения величины фазного тока заданной уставки и попадании вектора фазного тока в зону срабатывания. Для задания зоны срабатывания

необходимо указать угол максимальной чувствительности ϕ МЧ, тогда область срабатывания будет определяться диапазоном $0^\circ - 65^\circ \leq \phi \leq +65^\circ$ МЧ, что составляет 130° . Для каждой пары векторов IA - UBC, IB - UCA, IC - UAB отсчет угла максимальной чувствительности осуществляется от соответствующего вектора напряжения против часовой стрелки в диапазоне от 0° до $359,9^\circ$ с шагом $0,1^\circ$. Другими словами, для вектора тока IA отсчет осуществляется от вектора напряжения UBC, для IB – от вектора UCA, для IC – UAB (поясняющая схема представлена в приложении 3).

Отметим, что уставка по ϕ МЧ является общей для всех ступеней МТЗ первой и второй групп уставок. Ввод/вывод МТЗ-1 производится программным переключателем. В устройстве предусмотрена возможность задания выдержки времени $T_{ср}$. Ист для первой ступени МТЗ. Небольшое замедление токовых отсечек (порядка $0,1$ с) может потребоваться:

- для отстройки от искусственных кратковременных КЗ, создаваемых трубчатыми разрядниками, устанавливаемыми для защиты воздушных линий от атмосферных перенапряжений;

- для лучшей отстройки от бросков тока при внешних КЗ и при пуске (само запуске) для защиты электродвигателей. Незначительная потеря в быстродействии защиты компенсируется в этом случае повышением её чувствительности.

Пусковые органы тока МТЗ-2 выполнены аналогично МТЗ-1. Защита работает как токовая ненаправленная и без пуска по напряжению при отключенных программных переключателя.

Программным переключателем вводится цепь ускорения МТЗ-2 при включении выключателя на короткое замыкание. Время ввода ускорения не регулируется и равно 1 секунде. Имеется возможность задания выдержки времени $T_{умтз}$, диапазон регулирования которой от 0 до 1 секунды с шагом $0,01$ с.

Функция пуска по напряжению МТЗ-2 вводится/выводится переключателем. Пусковой орган напряжения (ПОН) контролирует линейные напряжения и снижение хотя бы одного из них ниже заданной уставки приведет к его срабатыванию. Функция направленности вводится/выводится программным переключателем. Ввод/вывод МТЗ-2 выполняется программным переключателем. Защита имеет регулируемую выдержку времени $T_{ср.Пст}$.

МТЗ-3 с независимой характеристикой срабатывания сработает при превышении тока заданной уставки с выдержкой времени $T_{ср.Пст}$. Для выполнения функций защиты электродвигателей от перегрузки в МТЗ-3 предусмотрена интегрально-зависимая характеристика срабатывания, которая строится на основе тепловой модели электродвигателя. Тепловое состояние электродвигателей, работающих в тяжелых условиях пуска, подверженных частым перегрузкам по технологическим причинам, будет определяться не только степенью перегрузки и её длительностью, но и предшествующим тепловым состоянием. Поэтому характеристика срабатывания защиты должна быть интегрально зависимой от тока, учитывать предшествующее перегрузке тепловое состояние, процесс отдачи тепла, как в режиме перегрузки, так и в нормальном режиме работы и отключении от сети

Для реализации логической защиты шин в устройстве предусмотрено три токовых пусковых органа, объединенных по схеме «ИЛИ». Эти пусковые органы позволяют контролировать токи в отходящих фидерах и действуют на выходное реле «Пуск МТЗ». Цепи выходных реле объединяются по схеме «ИЛИ» и блокируют действие ЛЗШ рабочего и резервного питания. Диапазон регулирования токовой уставки во вторичных величинах от 0 до 200 А с шагом 0,01 А. Коэффициент возврата – 0,95.

Пуск защиты осуществляется от пусковых органов минимального напряжения (U_{AB} , U_{BC} , U_{CA}), объединенных по схеме «И». Алгоритм защиты блокируется при неисправностях в цепях напряжения (отсутствие сигнала «Неиспр U») и при отключенном выключателе (отсутствие сигнала

«РПВ»). Предусмотрена возможность оперативного ввода/вывода защиты от ключа управления (сигнал «Разр ЗМН»). Защита выполнена в двух ступенчатом исполнении. Уставки задаются во вторичных значениях напряжения. Диапазон задания уставок от 0 до 150 В, дискретность задания – 0,1 В.

В устройстве предусмотрены три аналоговых входа для подключения датчиков дуговой защиты. Дуговая защита может быть выполнена с пуском по напряжению (программный переключатель В28), при этом пусковой орган напряжения срабатывает в случае снижения хотя бы одного линейного напряжения ниже заданной уставки.

Уставка пускового органа напряжения задается во вторичных значениях и изменяется в диапазоне от 0 до 150 В с шагом 0,1. Коэффициент возврата пускового органа напряжения 1,05. Уровень срабатывания по каждому датчику дуговой защиты D1, D2 и D3 задается отдельно. Диапазон уставок – от 0 до 100 % с шагом 0,1 %.

Датчики дуговой защиты D1 и D2 включены в цепь сигнала «ОТКЛ СШ от ДЗ», который конфигурируется на любое выходное реле устройства. Датчик дуговой защиты D3 может быть включен в цепь сигнала «ОТКЛ от ДЗ», действующего на отключение собственного выключателя или в цепь сигнала «ОТКЛ СШ от ДЗ». Данный выбор обусловлен местом установки датчика D3 и производится программным переключателем В29. Кроме того, формирование сигнала «ОТКЛ от ДЗ» можно осуществить с пуском по току (ввод программного переключателя В33). Уставка пускового органа тока задается во вторичных значениях и изменяется в диапазоне от 0 до 200 А с шагом 0,01. Коэффициент возврата пускового органа тока 0,95.

Устройство позволяет автоматически включать выключатель присоединения после его отключения какой-либо из защит.

Необходимым условием работы АПВ является наличие двух сигналов: разрешающего сигнала «Разр АПВ» от ключа управления и сигнала

готовности автоматики «Готов АВТ», появляющегося после включения выключателя по истечении регулируемой выдержки времени ТГОТ.АВТ.

Диапазон уставок ТГОТ.АВТ – от 0 до 300 секунд с шагом 0,01. Пуск АПВ формируется по факту срабатывания защит, выбираемых программными переключателям (триггер переходит в сработанное состояние).

Включение выключателя по первой ступени АПВ произойдет при наличии сигнала «РПО» и отсутствии блокировки АПВ по истечении регулируемой выдержки времени ТАПВ1.

Если же включение выключателя не происходит, то в течение 120 секунд доступен пуск второй ступени АПВ с выдержкой времени ТАПВ2. Также в этот момент формируется сигнал «Неусп АПВ1». По истечении выдержки ТАПВ2 произойдет повторное включение выключателя второй ступенью АПВ.

При аварийном отключении после срабатывания второй ступени формируется сигнал «Неусп АПВ2» и АПВ более не повторяется. Сброс триггера в цепи включения по АПВ происходит при появлении сигналов «ВКЛ по АПВ», «Квитирование» или «Неиспр». Диапазон уставок ТАПВ1 и ТАПВ2 – от 0 до 300 секунд с шагом 0,01.

Обязательным условием работы УРОВ является наличие разрешающего сигнала «Разр УРОВ» от ключа управления. УРОВ формирует сигнал на отключение выключателя основного и резервного питания по факту отказа выключателя присоединения при срабатывании защит. В алгоритме пуска УРОВ некоторые защиты (МТЗ-1, МТЗ-2, УМТЗ, ОТКЛ от ДЗ) закреплены «жестко», необходимость ввода других сигналов и защит, предусмотренных переключателями, определяется релейным персоналом. Об отказе выключателя будут свидетельствовать отсутствие сигнала «РПО» (введен программный переключатель) при срабатывании защит и наличие тока через выключатель присоединения, превысившего выбранную уставку –

сигнал «Пуск по I». Ввод/вывод УРОВ определяется программным переключателем.

В устройстве предусмотрено три категории АЧР. Первая категория (АЧР1) – для предотвращения снижения частоты (даже кратковременного в переходном процессе) ниже заданной уставки с минимальной выдержкой времени ТСР.АЧР1 (рекомендуется 0,1 – 0,2 секунды), необходимой для отстройки от переходных процессов в цепях напряжения. Вторая категория (АЧР2) – для восстановления частоты сети до безопасного уровня. Вторая категория действует на отключение с выдержкой времени ТСР.АЧР2 и единой уставкой для всех очередей по частоте.

Все категории АЧР блокируются при неисправностях в цепях напряжения (сигнал «Неиспр U»), отключенном выключателе присоединения (отсутствие сигнала «РПВ») и отсутствии сигналов «Разр АЧР». Ввод/вывод АЧР1, АЧР2, АЧР3 производится программными переключателями В49, В50, В121 соответственно. Выдержка времени для АЧР1, АЧР2 и АЧР3 выбирается в диапазоне от 0 до 300 секунд с шагом 0,01. Возврат пускового органа произойдет при превышении уставки на 0,05 Гц. Сигнал «Блок АЧР по U» предназначен для блокировки работы АЧР при снижении напряжения на секции шин. Сигнал вводится программным переключателем В119. Диапазон уставок: 0-150 В, шаг: 0,1 В.

При срабатывании АЧР1 или АЧР2, устанавливается триггер в цепи АПВ (ключ В47 включен). Включение выключателя по ЧАПВ произойдет через установленное время срабатывания ТАПВ, когда исчезнет блокировка (сигнал «Блокировка АПВ»), которая вызвана заниженной частотой сети. За контроль напряжения сети, уровня не симметрии и частоты сети отвечает алгоритм контроля напряжения на секции (сигнал «УСШ», описанный ниже), который и участвует в формировании блокировки ЧАПВ (сигнал «Блокировка АПВ»). Значит, пока частота сети не восстановится до заданного уставко уровня, «УСШ» будет блокировать ЧАПВ.

Для предотвращения многократных включений выключателя на устойчивое короткое замыкание предусмотрен логический элемент «И» в цепи сброса триггера, на который поступают сигналы «РВ» и «ОТКЛ ВВ». При ручном включении в условиях отсутствия блокировки сигнал «РВ» поступает на первый вход элемента «И» и устанавливает триггер в сработавшее состояние (появляется сигнал «ВКЛ ВВ»). Если включение произошло на КЗ, сигнал «ОТКЛ ВВ» будет сформирован при отключении выключателя от защит («ОТКЛ от защит») и подан на второй вход элемента «И», тем самым образуя сигнал на сброс триггера в цепи включения выключателя. Сформированный сигнал по обратной связи становится на самоподхват и будет существовать до тех пор, пока не исчезнет сигнал «РВ». Таким образом обеспечивается однократность включения выключателя на установившееся КЗ при одновременном наличии сигналов «РВ» и «ОТКЛ ВВ».

15.5 Условия эксплуатации

Устройство изготавливается в климатическом исполнении УХЛЗ.1 и в части воздействия климатических факторов при эксплуатации, хранении и транспортировании соответствует требованиям ГОСТ 15543.1-89Е и ГОСТ 15150-69:

- верхнее предельное рабочее значение температуры окружающего воздуха плюс 550С;
- нижнее предельное рабочее значение температуры окружающего воздуха минус 400С;
- верхнее рабочее значение относительной влажности – не более 98% при +250С.

Условия эксплуатации устройства должны исключать воздействие прямого солнечного излучения, прямое попадание атмосферных осадков, конденсацию влаги и наличие агрессивной среды.

Устройство должно эксплуатироваться на высоте до 2000 м над уровнем моря.

Устройство предназначено для эксплуатации в районах с атмосферой типа 2 (промышленная), среда не взрывоопасная, не содержащая токопроводящей пыли, а концентрация сернистого газа в воздухе не превышает норм, установленных ГОСТ 15150-69.

Устройство по устойчивости к внешним механическим воздействиям соответствует требованиям ГОСТ 17516.1-90Е для группы механического исполнения М7. При этом допускаются вибрационные нагрузки с максимальным ускорением до 1 g в диапазоне частот от 0,5 до 100 Гц.

Устройство выдерживает пиковое ударное ускорение до 3 g длительностью действия ударного ускорения (2-20) мс.

Сейсмостойкость соответствует ГОСТ 17516.1-90.

Лицевая панель ПУ имеет степень защиты IP65 по ГОСТ 14254-2015, остальные части ПУ и блока – IP40.

Охлаждение устройства осуществляется естественным конвекционным путем.

Для подключения устройства к внешним цепям предусмотрены клеммные колодки. Контактные соединения соответствуют 2 классу ГОСТ 10434.

Для связи блока с ПУ и системами АСУ ТП на блоке предусмотрены разъемы для подключения интерфейса RS485.

Сопротивление изоляции всех независимых цепей устройства (кроме портов последовательной передачи данных) относительно корпуса и между собой в холодном состоянии при нормальной температуре окружающей среды и относительной влажности до 80 % должно быть не менее 10 МОм.

Примечание: характеристики, приведенные в дальнейшем без специальных оговорок, соответствуют нормальным условиям:

- температуре окружающего воздуха 20С;
- относительной влажности не более 80 %;
- атмосферному давлению от 86 до 106 кПа;
- номинальному значению напряжения оперативного тока;

- номинальной частоте переменного тока.

Электрическая изоляция между всеми независимыми цепями (кроме портов последовательной передачи данных) относительно корпуса и всех независимых цепей между собой выдерживает без пробоя и перекрытия испытательное напряжение 1000 В (эффективное значение) переменного тока частоты 50 Гц в течение 1 мин.

Электрическая изоляция цепей связи с внешними устройствами с номинальным напряжением не более 60 В относительно корпуса и других независимых цепей должна выдерживать испытательное напряжение 500 В частоты 50 Гц в течение 1 мин.

Электрическая изоляция независимых цепей (кроме портов последовательной передачи данных) между собой и относительно корпуса выдерживает три положительных и три отрицательных импульса испытательного напряжения, имеющих (при работе источника сигнала на холостом ходу):

- амплитуду - (4,5 - 5,0) кВ;
- длительность переднего фронта - 1,2 с;
- длительность заднего фронта - 50 с;
- длительность интервала между импульсами - не менее 5 с.

Блок при поданном напряжении оперативного тока должен сохранять функционирование без нарушений и сбоев при воздействии:

- высокочастотного испытательного напряжения согласно международному стандарту IEC255-22-1 (степень жесткости 3), имеющего следующие параметры:

- форму затухающих колебаний частотой 1,0 МГц;
- модуль огибающей, уменьшающийся на 50% относительно максимального значения после трех-шести периодов;
- амплитудное значение первого импульса при общей схеме подключения источника сигнала - 2,5 кВ, при дифференциальной схеме подключения - 1,0 кВ;

- время нарастания первого импульса 75 нс с отклонением 20 %;
- частоту повторения импульсов (400 - 40) Гц.
- внутреннее сопротивление источника высокочастотного сигнала – (200 - 20) Ом.
- продолжительность воздействия импульсов высокочастотного сигнала – (2 - 2,2) с.

- наносекундных импульсных помех (быстрых переходных процессов) в соответствии с требованиями стандарта IEC 255-22-4, класс 4 и ГОСТ 29156-91 (степень жесткости 4) с амплитудой испытательных импульсов:

- цепи переменного и оперативного тока 4 кВ, 5/50 нс;
- приемные и выходные цепи 2 кВ, 5/50 нс.

- электростатического разряда согласно стандарту IEC 801-2, класс 3 и ГОСТ 29191-91 (степень жесткости 3) с испытательным напряжением импульса разрядного тока:

- контактный разряд 6 кВ, 150 пФ;
- воздушный разряд 8 кВ, 150 пФ.

- радиочастотного электромагнитного поля в соответствии с требованиями стандарта МЭК 801-3-84 напряженностью 10 В/м (степень жесткости 3).

- микросекундных импульсных помех большой энергии (импульсы напряжения/тока длительностью 1/50 и 6,4/16 мкс соответственно) в соответствии с требованиями стандарта МЭК 255-22-1-88. Амплитуда напряжения испытательного импульса (степень жесткости 4) – 4 кВ для входных цепей тока и напряжения, подключенных к установленным на подстанции высокого напряжения трансформаторам тока и напряжения.

- кондуктивных низкочастотных помех из-за провалов напряжения питания, кратковременных перерывов и несимметрии питающего напряжения. Параметры испытательного воздействия: значение изменения напряжения не менее 0,5 Uном при длительности провала 0,5 с, длительность

перерывов напряжения не менее 100 мс. При испытаниях устройств, работающих на выпрямленном оперативном токе трехфазного источника питания, необходимо воздействовать провалами и перерывами напряжения на три фазы одновременно, затем на две фазы и на одну.

- импульсного магнитного поля с напряженностью 300 А/м, возникающего в результате молниевых разрядов или коротких замыканий в первичной сети, в соответствии с требованиями стандарта МЭК 1000-4-9-93.

- магнитного поля промышленной частоты в соответствии с требованиями стандарта МЭК 1000-4-93 напряженностью 30 А/м (степень жесткости 4). При этом аппаратура должна испытываться в тех конструкциях, в которых будет эксплуатироваться.

Клеммные колодки токовых цепей допускают присоединение под винт одного или двух одинаковых проводников общим сечением до 6 мм² включительно и сечением не менее 1 мм² каждый. Клеммные колодки цепей питания, входных и выходных цепей допускают присоединение под винт одного или двух одинаковых проводников общим сечением до 2,5 мм² включительно и сечением не менее 0,5 мм² каждый.

Цепи переменного тока выдерживают без повреждений ток:

- 20 А – длительно;
- 150 А – в течение 10 с;
- 500 А – в течение 1 с.

Устройство правильно функционирует при изменении частоты входных сигналов в диапазоне 45 – 55 Гц. При этом дополнительная погрешность параметров срабатывания измерительных органов устройства не превышает 3% относительно параметров срабатывания на номинальной частоте.

Устройство предназначено для работы от источника переменного, выпрямленного переменного или постоянного оперативного тока. Рабочий диапазон по напряжению постоянного тока - 120 – 370 В, рабочий диапазон по напряжению переменного тока - 85 – 265 В (действующее значение).

Электронная часть устройства гальванически отделена от источника оперативного тока. Уровень изоляции входной цепи источника питания относительно корпуса и между остальными цепями – 3000 В, сопротивление изоляции 100 МОм.

Мощность, потребляемая устройством от источника оперативного тока в режиме срабатывания – не более 8 Вт, в дежурном режиме – не более 6 Вт. При использовании БРВ мощность, потребляемая устройством от источника оперативного тока в режиме срабатывания – не более 9 Вт, в дежурном режиме – не более 7 Вт.

Время готовности устройства к действию после подачи напряжения оперативного питания не более 0,25 с. Минимальное время срабатывания защиты при одновременной подаче напряжения оперативного питания и тока повреждения не превышает 0,285 с.

Устройство сохраняет заданные функции (в том числе с действием выходных реле) при кратковременных перерывах питания длительностью до 1,5 секунды до конца срока службы.

Устройство не повреждается и не срабатывает ложно при включении или отключении источника питания, после перерывов питания любой длительности с последующим восстановлением, при подаче напряжения оперативного тока обратной полярности, при замыканиях на землю в сети оперативного тока.

Все дискретные входы являются изолированными и обеспечивают гальваническое разделение внутренних цепей устройств с внешними цепями. Уровень изоляции между входной цепью относительно корпуса и между остальными цепями – 3750 В в течение 1 минуты.

Дискретные входы предназначены для работы на постоянном и переменном синусоидальном оперативном токе частотой 50 Гц, имеют пороговый элемент для разграничения уровня срабатывания логической «1» и логического «0». Род тока и напряжения срабатывания дискретных входов зависят от тип исполнения устройства и описаны в таблице 3.1.

Устройство имеет 16 дискретных входов. Общую точку имеют входы In1 – In2 и In3 – In10. Входы In11 – In16 выполнены без общей точки. Также предусмотрен съемный модуль БРВ, который имеет 8 дискретных входов (In17 – In21). Общую точку имеют входы In17 – In18, In19 – In20, In21 – In22, In23 – In24.

Выходные цепи устройства выполнены с использованием малогабаритных реле, обеспечивающих гальваническое разделение внутренних цепей устройства от внешних цепей. Номинальное напряжение изоляции – 400 В (АС), номинальное ударное напряжение – 4000 В (АС).
Напряжение пробоя:

- между катушкой и контактами – 4000 В (АС);
- контактного зазора – 1000 В (АС).

Максимальное напряжение контактов АС/DC – 400 В/250 В.
Номинальный ток нагрузки – 8 А. Максимальная коммутируемая мощность (АС) – 2000 ВА.

Максимальная способность коммутации резистивной нагрузки DC – 0,4 А при напряжении 250 В.

Коммутационная способность контактов, действующих на цепи управления и сигнализации - не менее 50 Вт при коммутации цепи постоянного тока напряжением до 250 В с индуктивной нагрузкой и постоянной времени до 0,05 с.

Максимальная способность коммутации резистивной нагрузки АС – 4 А при напряжении 400 В, 7 А при напряжении 260 В.

Электрический ресурс при резистивной нагрузке – более 10⁵ при 8 А, 250 В (АС). Механический ресурс – более 2х10⁷.

Количество выходных реле – 11. Все реле кроме К1 являются свободно программируемыми.

Также предусмотрен съемный модуль БРВ, который имеет 6 свободно программируемых выходов.

Средний срок службы устройства не менее 25 лет при условии проведения требуемых технических мероприятий по обслуживанию.

Средняя наработка на отказ не менее 125 000 ч.

Среднее время восстановления работоспособного состояния блока не более 2 ч без учета времени нахождения неисправности.

ПУ на оборотной стороне, а блок на боковой правой стенке – имеют винт для подключения защитного заземления к общему контуру заземления. Заземляющий провод должен быть не более 2 метров и сечением 4 мм².

Эксплуатация устройства осуществляется в соответствии с «Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей» и настоящим «Руководством по эксплуатации». К обслуживанию и эксплуатации устройства допускаются лица, прошедшие специальную подготовку в области микропроцессорных устройств релейной защиты и автоматики.

При эксплуатации устройства следует руководствоваться «Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок, электрических станций и подстанций», а также настоящим «Руководством по эксплуатации».

Устройство имеет 0I класс по способу защиты человека от поражения электрическим током.

Опасным фактором при эксплуатации устройства является напряжение оперативного питания 220 В.

Заземление и защитные меры безопасности должны выполняться в соответствии с требованиями действующих «Правил устройства электроустановок». Для заземления устройства на корпусе комплекта защиты предусмотрен специальный заземляющий винт, который используется для подключения к заземляющему контуру.

Все работы на клеммных колодках устройства следует производить в обесточенном состоянии.

Перед вводом устройства в работу следует заземлить корпус блока.

Все работы по монтажу, демонтажу и эксплуатации должны выполняться в соответствии с действующими «Межотраслевыми правилами

по охране труда (правилами безопасности) при эксплуатации электроустановок», а также действующими ведомственными инструкциями.

При действии сигналов дискретных входов на включение/отключение высоковольтного выключателя, в случае расположения источника сигнала на большом удалении от блока защиты или на ОРУ, а также при прохождении вторичных цепей параллельно силовым и высоковольтным цепям в непосредственной близости от них, рекомендуется усиливать помехозащищенность цепей дискретных входов блока защиты следующими путями:

- экранированием длинных проводов;
- установкой параллельно дискретному входу дополнительного резистора, приводящего к увеличению требуемого тока срабатывания входа, что, соответственно, требует увеличения энергии помехи, способной привести к ложному срабатыванию дискретного входа;
- подключением цепей дискретных входов к блоку защиты через промежуточное реле, находящиеся рядом с блоком защиты. Энергии помехи недостаточно для срабатывания промежуточного реле.

Блок устанавливается в релейном отсеке шкафа управления, а ПУ на дверце релейного отсека шкафа управления согласно приложению 10. Размеры выреза в дверце релейного отсека шкафа (для установки ПУ) и взаимное расположение отверстий в релейном отсеке (для крепления блока) приведены в приложении 11.

В состав устройства входят: микроконтроллер (МК), устройство сопряжения по току (УСО-ТА), устройство сопряжения по напряжению (УСО-ТВ), датчики дуговой защиты (Блок ДЗ), блок дискретных входов, блок дискретных выходов, блок расширения дискретных входов и выходов (БРВ), блок питания БЗП-03, блок питания ПУ, два интерфейса RS485, пульт управления.

Микроконтроллер со встроенным 12-и разрядным аналого-цифровым преобразователем выполняет функции преобразования поступающих на его

вход аналоговых сигналов в последовательный двоичный код, обработки дискретных сигналов и реализации заданного алгоритма работы устройства. Микроконтроллер производит вычисление действующих значений токов и напряжений и их симметричных составляющих, моделирование теплового состояния электродвигателя и др. Микроконтроллер управляет работой выходных реле, интерфейсами связи, осуществляет самотестирование для контроля исправности программной и аппаратной части устройства.

Устройства сопряжения (УСО) осуществляют гальваническое разделение внутренних цепей устройства от цепей измерительных трансформаторов тока (УСО-ТА) и напряжения (УСО-ТВ) и понижают входные сигналы до уровня, приемлемого для работы АЦП. УСО-ТА и УСО-ТВ являются встроенными устройствами.

Блок дискретных входов воспринимает, гальванически разделяет от внутренних цепей устройства и преобразует внешние дискретные сигналы напряжением 220В переменного или постоянного тока до уровня, необходимого для работы микроконтроллера.

Блок дискретных выходов выполнен с использованием малогабаритных промежуточных реле. Выходные реле по командам, поступающим от микроконтроллера, осуществляют управление выключателем в нормальных и аварийных режимах, осуществляют сигнализацию по различным видам нештатных ситуаций и др.

БРВ выполнен отдельным пристыковываемым модулем и содержит 8 дискретных входов и 6 дискретных выходов, принципы функционирования которых и конструктивное исполнение аналогично встроенным в блок входам и выходам.

ПУ позволяет управлять устройством (настраивать уставки, считывать информацию о текущих измеряемых параметрах, о состоянии дискретных входов и выходов и т.д.) по месту установки без использования компьютера. ПУ-01 отображает положение выключателя, факт срабатывание защит, характер неисправности, выявленной системой самодиагностики. Пульт

выполнен отдельным устройством, связь которого с блоком осуществляется по интерфейсу RS485-1.

16 ЗАЩИТА ПОНИЖАЮЩИХ ТРАНСФОРМАТОРОВ 10/0,4 КВ

Силовые трансформаторы 10/0,4 кВ рассматриваемого участка сети необходимо защитить от аварийных ситуаций, вызванных возникновением сверхтоков (перегрузки) и коротких замыканий, путем установки различных типов защит.

К основным видам повреждения трансформаторов напряжением 10/0,4 кВ можно отнести следующие: однофазные короткие замыкания между витками одной фазы; однофазные короткие замыкания на землю; междуфазные короткие замыкания в обмотках; междуфазные короткие замыкания на вводах; внутренние повреждения.

Расчет защиты трансформаторов от междуфазных коротких замыканий включает в себя выбор и проверку высоковольтных предохранителей 10 кВ.

Высоковольтных предохранителей 10 кВ предназначены для автоматического отключения трансформатора при превышении определенного значения тока (номинального тока). Одним из основных достоинств предохранителей является то, что они позволяют быстро отключать цепь при коротком замыкании, а также ограничивать ток в цепи при перегрузке или коротком замыкании. Именно поэтому их широко применяют для защиты силовых трансформаторов напряжением 10/0,4 кВ, измерительных трансформаторов напряжения и электродвигателей.

На трансформаторы РЭС устанавливаются высоковольтные предохранители типа ПКТ, которые встраиваются в выключатели нагрузки.

17 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

В рассматриваемой работе предлагается вариант развития системы электроснабжения напряжением 10 кВ с центром питания ПС «Астрахановка» 35/10 кВ в Амурской области. Проведена замена оборудования как на трансформаторных подстанциях 10/0,4 кВ, на источнике питания ПС Астрахановка 35/10 кВ, так и на питающих ВЛ 10 кВ

17.1 Безопасность

При реконструкции ВЛ и монтаже новых проводов ВЛ должны соблюдаться требования государственных нормативных документов и локальных документов монтажных организаций:

1. Инструкций по охране труда для каждой профессии на отдельные виды работ.
2. Правил безопасности при строительстве линий электропередачи и производстве электромонтажных работ.
3. Правил устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов.
4. Межотраслевых правил по охране труда при погрузочно-разгрузочных работах и размещении грузов.
5. Инструктивные указания по технике безопасности при ремонтно-строительных работах вблизи действующего энергетического оборудования предприятий.
6. Инструкция по организации и производству работ повышенной опасности.

Безопасность при работе по наряду допуску:

При работе в действующих электроустановках, работы должны осуществляться по наряду, который выписывается в двух экземплярах, если он передается по телефону, то в трех. При этом лицо, выдающее наряд должно выписать один экземпляр, а лицо, принимающее текст, два экземпляра фамилии и инициалов, выдающего наряд.

Количество нарядов, которые могут быть выданы одному ответственному руководителю работ должен определять человек выдающий наряд.

Допускается выдавать наряд на срок не более 15 дней со времени начала работы при этом он может быть продлен одновременно на такой же срок, при этом при перерыве в работе наряд остается действительным.

В случае если работы в электроустановке полностью закончены, то наряд по данным работам должен храниться в течение 30 суток, после чего может быть уничтожен, при условии, если во время работы не имели место аварии и инциденты либо несчастные случаи.

В электроустановках выше 1000 В допускается выдавать один наряд на одновременную работу на всех присоединениях секции шин со всех токоведущих частей которой снято напряжение, в том числе на вводах воздушных и кабельных линий.

В распределительных устройствах напряжением от 3 до 110 кВ с одиночной системой шин на ремонт всей секции допускается выдавать один наряд на присоединение всей этой секции для рассредоточения членов бригады.

Для выполнения однотипной работы на нескольких подстанциях допускается выдавать один наряд для выполнения этой работы, например, это может быть отбор проб масла, доливка масла, переключение обмоток трансформаторов, проверка устройств релейной защиты и так далее, срок такого наряда ограничивается одними сутками.

Безопасность при работе по распоряжению

В электроустановках до 1000 В может выполняться работа по распоряжению, которое имеет разовый характер, продолжительность и его действие ограничивается временем рабочего дня производителей, после окончания рабочего дня распоряжение должно быть закрыто, либо отдаваться заново, при этом в случае перерыва в работе в течение рабочего дня, производитель работ осуществляет повторный допуск бригады к работе.

Распоряжение отдается непосредственно лицу, выполняющему работу, а также оно отдается и допускающему, в том случае если на электроустановке нет оперативного персонала, допуск на рабочем месте не требуется и распоряжение отдаётся непосредственно работнику, который должен выполнять указанную работу.

В электроустановках до 1000 В оперативный и оперативно-ремонтный персонал может выполнять неотложные работы продолжительностью не более часа, без учёта времени на подготовку рабочего места в электроустановке, в случае если работа требует времени более одного часа, то она должна выполняться по наряду.

Безопасность при работе в порядке текущей эксплуатации:

В электроустановках до 1000 В могут выполняться небольшие по объёму виды работ в течение рабочего дня, либо рабочей смены, которые разрешены к выполнению в подписанном заранее техническом документе которые подписывает главный инженер предприятия. В нем указываются определенные требования по технике безопасности, в частности данные работы распространяется только на электроустановки до 1000 В и могут выполняться только силами оперативного либо оперативно-ремонтного персонала на закреплённом за этим персоналом оборудовании.

Такого рода работа является разрешённой и не требует каких-либо пояснений, либо указаний для её выполнения также не требуется выполнение целевого инструктажа.

В перечне разрешённой работы, должны содержаться указания, которые определяют виды работ, выполняемых бригадой.

Также в данном документе должен быть указан порядок регистрации работ, которые выполняются по данной методике, должно быть указано в уведомление оперативного персонала, который непосредственно управляет ремонтным персоналом, а также характер работы, её начало и окончание и оформление записи в оперативном журнале.

Безопасность при работе на трансформаторе:

В электроустановках могут выполняться работы на силовом трансформаторе в том случае, если он отключен от сети, при этом работа, связанная с выемкой активной части из бака должна выполняться проекту работ.

При выполнении определенной работы внутри бака трансформатора должны работать специалисты, только хорошо знающие пути перемещения, а также исключающие травмированные во время выполнения данных работ.

При выполнении этой работы должна использоваться специальная одежда, которая не имеет металлических застежек, и защищает тело от загрязнения маслом либо от перегрева. Такая работа должна выполняться только по наряду, состав бригады должен включать в себя трех работников, двое из которых будут страхующие и должны располагаться возле смотрового люка, иметь постоянную связь с работником, выполняющим работу непосредственно внутри бака трансформатора, при этом работник, находящийся внутри должен быть обеспечен специальным противогазом.

Освещение внутри бака должно быть выполнено от сети напряжением не более 12 В, светильник должен иметь защитную сетку заводского исполнения либо это должен быть аккумуляторный фонарь, следует учесть, что разделительный трансформатор для данного светильника должен быть обязательно расположен снаружи трансформатора.

При сливе трансформаторного масла вывода должны быть заземлены во избежание электрического разряда в следствии электростатики.

17.2 Экологичность

Для предотвращения растекания масла на ПС «Астрахановка» и распространения пожара, а также для предохранения почвы от загрязнения маслом при аварии с трансформаторами предусматривается сооружение под трансформаторами масло сборных ям - маслоприемников.

На подстанции «Астрахановка» устанавливаются 2 трансформатора марки ТДН 16000/35 с размерами (м) 5,4×3,0×2,9 и массой масла 10,5 т.

Проводим подробно расчет геометрических размеров маслоприемника с условиями:

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

2) Маслоприемники должны предусматриваться закрытого типа, вмещающие полный объем масла, а также 80 % общего (с учетом 30-минутного запаса) расхода воды от средств пожаротушения [11].

Маслоприемники выполняем с установкой металлической решетки на маслоприемнике, поверх которой насыпан гравий или щебень толщиной слоя 0,25 м [11].

Определяем объем масла в трансформаторе по формуле:

$$V_{\text{трм}} = \frac{M}{\rho} = \frac{10,5}{0,88} = 11,93 \text{ (м}^3\text{)} \quad (97)$$

где M – масса масла в трансформаторе согласно паспортным данным (т).

ρ – плотность масла 0,88 (т/м³)

Определяем площадь маслоприемника по формуле:

$$S_{\text{мн}} = (A + 2 \cdot \Delta) \cdot (B + 2 \cdot \Delta) = (5,4 + 2 \cdot 1,5) \cdot (3,0 + 2 \cdot 1,5) = 50,4 \text{ (м}^2\text{)} \quad (98)$$

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

Δ – расстояние между боковой стенкой трансформатора и стенкой маслоприемника

Площадь боковой поверхности принятого трансформатора:

$$S_{\text{он}} = (A + B) \cdot 2 \cdot H = (5,4 + 3,0) \cdot 2 \cdot 2,9 = 48,72 \text{ (м}^2\text{)} \quad (99)$$

где H – высота трансформатора (м)

Нормативный коэффициент пожаротушения K_n (л/(с×м²)) и нормативное время тушения t (сек) соответственно равны [11]:

где K_n – Нормативный коэффициент пожаротушения (л/(с×м²))

t - нормативное время тушения t (сек)

Определяем объем воды необходимый для тушения пожара [11]:

$$V_{H_2O} = K_n \cdot t \cdot (S_{mn} + S_{on}) \cdot 10^{-3} = 0,2 \cdot 1800 \cdot (50,4 + 48,72) \cdot 10^{-3} = 35,68 \text{ (м}^3\text{)} \quad (100)$$

Определяем объем маслоприемника необходимый для приема всего количества масла и 80 % воды [11]:

$$V_{mH_2O} = V_{mpm} + 0,8 \cdot V_{H_2O} = 11,93 + 0,8 \cdot 35,68 = 40,47 \text{ (м}^3\text{)} \quad (101)$$

Определяем глубину маслоприемника для приема всей жидкости при пожаротушении:

$$H_{mn} = \frac{V_{mH_2O}}{S_{mn}} = \frac{40,47}{50,4} = 0,8 \text{ (м)} \quad (102)$$

Полная высота маслоприемника определяется как [11]:

$$H_{nmm} = H_{mn} + H_{en} + H_z = 0,88 + 0,05 + 0,25 = 1,1 \text{ (м)} \quad (103)$$

где H_z – Высота гравийной подушки (м)

H_{en} - высота воздушной прослойки (м)

17.3 Чрезвычайные ситуации

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

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

Пожарная безопасность на данной ПС предусматривает обеспечение безопасности людей и сохранения материальных ценностей предприятия на

всех стадиях его жизненного цикла.

Основными системами пожарной безопасности в данном случае на ПС «Астрахановка» являются системы предотвращения пожара и противопожарной защиты, включая организационно-технические мероприятия.

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

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

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

Виды пожарной техники, применяемые на ОРУ 35 кВ ПС «Астрахановка».

Пожарная техника, предназначенная для защиты открытого распределительного устройства 35 кВ ПС «Астрахановка», классифицируется на следующие группы: пожарные машины, средства пожарной и охранной сигнализации, огнетушители, пожарное оборудование, ручной инструмент, инвентарь и пожарные спасательные устройства.

На ПС «Астрахановка» широко применяют установки водяного, пенного, парового, газового и порошкового пожаротушения. Тушение пожара

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

В качестве огнетушащих средств в данной работе предусматривается установка: в здании РУ 10 кВ четырех огнетушителя типа ОУ-5 и один типа ОУ-25, возле каждого трансформатора также расположены два огнетушителя типа ОХП-10, два ОПС-5, один ящик с песком емкостью 0.5 м³ [20]

В РУ ПС «Астрахановка» определены места хранения защитных средств для пожарных подразделений при ликвидации пожара и их необходимое количество. Применение таких средств для других целей не допускается.

Огнетушители размещаются на высоте не более 1,5 м от уровня пола, 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 в производственных и других помещениях, а также на территории ПС «Астрахановка», 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 в данном случае в РУ 10 кВ.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В рассматриваемой работе был разработан вариант развития части системы электроснабжения напряжением 10 кВ с центром питания ПС «Астрахановка» 35/10 кВ в Амурской области. В процессе выполнения работы проведен расчет электрических нагрузок на стороне низкого и высокого напряжения трансформаторных подстанций районных электрических сетей, определены мощности и тип вновь устанавливаемых трансформаторов, выбраны марки и сечения линий электропередачи 10 кВ. Рассчитаны токи короткого замыкания и произведен выбор основного электротехнического оборудования на ПС кВ «Астрахановка». Рассмотрен выбор защитных аппаратов для трансформаторов ТП. Рассмотрены вопросы безопасной эксплуатации различного электрооборудования.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Блок В.М. Электрические системы и сети. // В.М. Блок– М.: Высш.шк.,2008. – 430 с.
- 2 Блок В.М. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностей вузов //В. М. Блок, Г. К. Обушев и др.; Под ред. В.М.Блок – М.: Высш.шк.,2011. – 383 с.
- 3 Герасимов В.Г. Электротехнический справочник Т.3 //В. Г. Герасимов, П. Г. Грудинский, В. А. Лабунцов и др. – М.: Энергоатомиздат, 2006. – 880 с.
- 4 Идельчик В.И. Электрические системы и сети. // В.И. Идельчик – М.: Энергоатомиздат, 2007. – 592 с.
- 5 Лыкин А.В. Электрические системы и сети: Учебное пособие. // А.В. Лыкин – Новосибирск: Изд – во НГТУ, 2012. – 248 с.
- 6 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.
- 7 Поспелов Г.Е. Электрические системы и сети. Проектирование: Учебное пособие для вузов.- 2-е изд., испр. и до п.// Г.Е. Поспелов, В.Т. Федин – Мн.: Выш. Шк., 2008.-308с.: ил.
- 8 Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений. РД 153-34.3-35.125-99. – М. 2010.
- 9 Файбисович Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей //Д.Л. Файбисович, И.Г. Карапетян – М.: ЭНАС, 2012. – 365 с.

10 Базуткин В.В., Ларионов В.П., Пинталь Ю.С. Изоляция и перенапряжения в электрических системах: Учебник для вузов – М.: Энергоатомиздат, 2006.

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

12 Андреев В. А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения – М: Высшая школа, 2008.

13 Железко Ю.С., Артемьев А.В., Савченко О.В., Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях. – М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2006

14 Методика расчета нормативных (технологических) потерь электроэнергии в электрических сетях. Утверждена приказом Минпромэнерго России от 03 февраля 2009г. №21.

15 Железко Ю.С., Савченко О.В. Определение интегральных характеристик графиков нагрузки для расчета потерь электроэнергии в электрических сетях // Электрические станции. 2006. №10.

16 Железко Ю.С., Костюшко В.А., Крылов С.В., Потери электроэнергии, зависящие от погодных условий. Нормирование, анализ и снижение потерь электроэнергии в электрических сетях, 2006.

17 Бегентаев М.М. Экономика промышленности учебное пособие. – Издательство: Павлодар: Кереку Год: 2008

18 Постановление Правительства РФ от 01.01.2016 №1 о классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы (редакция 08.08.2016), 2016.

19 Нормативы затрат на ремонт в процентах от балансовой стоимости конкретных видов основных средств. СО 34.20.611-2010 ОАО РАО «ЕЭС России».– М, 2010.

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

ПРИЛОЖЕНИЕ А Расчет нагрузок

Наименование ТП	$P_{Ро,АТП}$ (кВт)	$Q_{Ро,АТП}$ (квар)	$S_{РТП}$ (кВА)
5 п	86,80	27,26	90,98
1 п	173,40	42,93	178,64
4 п	104,40	30,78	108,84
2 п	101,50	26,08	104,80
323 п	218,00	51,85	224,08
Гаражи	97,50	60,45	114,72
8 п	360,6	113,37	378,0
Россия (база)	137,50	52,25	147,09
Динамо (База)	155,00	58,90	165,81
320 п	299,50	78,05	309,50
320 бп	245,00	93,10	262,09
59	46,25	17,58	49,48
320 гп	126,00	35,10	130,80
12 п	353,50	86,38	363,90
13 п	237,50	90,25	254,07
5 п	215,75	55,94	222,88
3 п	40,00	19,40	44,46
Песчаная	129,25	39,46	135,14
Снежинка	146,25	55,58	156,45
19 п	503,00	175,65	532,79
16 п	381,70	76,34	389,26
17 п	104,50	20,90	106,57

ПРИЛОЖЕНИЕ Б Выбор трансформаторов

Наименование ТП	S_p (кВА)	$S_{треб}$ (кВА)	K_ϕ	K_a	N (шт)	$S_{ном}$ (кВА)
5 п	90,98	101,09	0,57		1	160
1 п	178,64	198,49	0,71		1	250
4 п	108,84	120,93	0,68		1	160
2 п	104,80	116,44	0,66		1	160
323 п	224,08	248,98	0,90		1	250
Гаражи	114,72	127,47	0,72		1	160
8 п	378,0	270,00	0,47	0,94	2	2×400
Россия (база)	147,09	163,43	0,59		1	250
Динамо (база)	165,81	184,23	0,66		1	250
320 п	309,50	343,89	0,77		1	400
320 бп	262,09	291,21	0,66		1	400
59	49,48	54,98	0,79		1	63
320 гп	130,80	145,33	0,82		1	160
12 п	363,90	404,33	0,91		1	400
13 п	254,07	282,30	0,64		1	400
5 п	222,88	247,64	0,89		1	250
3 п	44,46	49,40	0,71		1	63
Песчаная	135,14	150,16	0,84		1	160
Снежинка	156,45	173,83	0,63		1	250
19 п	532,79	591,99	0,85		1	630
16 п	389,26	432,51	0,62		1	630
17 п	106,57	118,41	0,67		1	160

ПРИЛОЖЕНИЕ В Расчет приведённых нагрузок 10 кВ ТП

Наименование ТП	$K_{эф}$	Потери в трансформаторах			Расчетная нагрузка узла (кВА)		
		ΔP_m (кВт)	ΔQ_m (квар)	ΔS_m (кВА)	$P_{РТП}$ (кВт)	$Q_{РТП}$ (квар)	$S_{РТП}$ (кВА)
1	2	3	4	5	6	7	8
5 п	0,57	0,86	8,42	8,46	87,66	35,68	99,44
1 п	0,71	1,68	16,52	16,61	175,08	59,45	195,25
4 п	0,68	1,03	10,07	10,12	105,43	40,85	118,96
2 п	0,66	0,99	9,69	9,74	102,49	35,77	114,54
323 п	0,90	2,11	20,73	20,84	220,11	72,58	244,92
Гаражи	0,72	1,08	10,61	10,66	98,58	71,06	125,38
8 п	0,47	3,93	38,55	38,75	364,53	151,92	416,75
«Россия»	0,59	1,39	13,61	13,68	138,89	65,86	160,77
«Динамо»	0,66	1,56	15,34	15,42	156,56	74,24	181,23
320 п	0,77	2,92	28,63	28,78	302,42	106,68	338,28
320 бп	0,66	2,47	24,24	24,37	247,47	117,34	286,46
59	0,79	0,47	4,58	4,60	46,72	22,16	54,08
320 гп	0,82	1,23	12,10	12,16	127,23	47,20	142,96
12 п	0,91	3,43	33,66	33,83	356,93	120,04	397,73
13 п	0,64	2,40	23,50	23,62	239,90	113,75	277,69
5 п	0,89	2,10	20,62	20,73	217,85	76,56	243,61
3 п	0,71	0,42	4,11	4,13	40,42	23,51	48,59
«Песчаная»	0,84	1,27	12,50	12,56	130,52	51,96	147,70
«Снежинка»	0,63	1,48	14,47	14,55	147,73	70,05	171,00
19 п	0,85	5,02	49,28	49,54	508,02	224,93	582,33
16 п	0,62	3,67	36,01	36,20	385,37	112,35	425,46
17 п	0,67	1,00	9,86	9,91	105,50	30,76	116,48
Сумма					4305,41	1724,7	4790,17

