

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

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой


Н.В. Савина
« 25 » 06 20 20г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция системы электроснабжения поселка Аэропорт
Благовещенского района Амурской области с центром питания подстанция
Игнатьево 110/10 кВ

Исполнитель
студент группы 642-узб


22.06.2020г.
подпись, дата А.С. Краснов

Руководитель
доцент


22.06.2020г.
подпись, дата П.П. Проценко

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


22.06.2020г.
подпись, дата А.Б. Булгаков

Нормоконтроль
ст. преподаватель


22.06.2020г.
подпись, дата Л.А.Мясоедова

Благовещенск 2020

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой

Н.В. Савина

« 24 » 03 2020 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Краснова Александра Сергеевича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция системы электроснабжения поселка Аэропорт Благовещенского района Амурской области с центром питания ПС Игнатьево 110/10 кВ
(утверждено приказом от 23.03.2020г. № 657-уч)

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

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: однолинейная схема распределительной сети, однолинейная схема ПС «Игнатьево», план расположения КТП рассматриваемого района, данные о потребителях 0,4 кВ, нормативно-справочная литература

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

1. Природно-климатическая характеристика. 2. Характеристика потребителей. 3. Характеристика сети 10 кВ. 4. Характеристика источника питания. 5. Определение расчетных нагрузок. 6. Выбор числа и мощности трансформаторов КТП. 7. Компенсация реактивной мощности. 8. Выбор числа и мощности ПС. 9. Расчет токов короткого замыкания. 10. Выбор оборудования на ПС. 11. Выбор и проверка линий 10 кВ. 12. Защита трансформаторов. 13. Безопасность и экологичность.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 1. Однолинейная схема ПС. 2. Однолинейная схема сети 10 кВ. 3. План ОРУ. 4. Молниезащита и заземление. 5. Релейная защита и автоматика. 6. Схема сети 10 кВ после реконструкции

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

7. Дата выдачи задания 24.03.2020г.

Руководитель выпускной квалификационной работы: Проценко П.П., доцент 
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): 24.03.2020г. 
(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 114 с., 12 рисунков, 24 таблицы, 100 формул, 21 источник, 3 приложения.

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

В данной работе решается задача которая стоит перед многими системами электроснабжения в частности это повышение надежности для качественного питания потребителей поселка Аэропорт в Амурской области с центром питания ПС «Игнатьево» 110/10, задача решается путем замены устаревшего оборудования которая периодически выходит из строя, на современное и надежное. Планомерное увеличение нагрузки на систему электроснабжения также пагубно влияет на надежность и приводит к выходу из строя оборудования, поэтому в данной работе эта задача решена в полной мере, проведен расчет объема задач в частности: расчет нагрузок на комплектных трансформаторных подстанциях а также на источнике питания, подстанции «Игнатьево» выбраны сечения воздушных линий электропередач и проводник для них в качестве которого выступает самонесущий изолированный провод сип-3, предварительно перед выбором оборудования выполнен расчет токов короткого замыкания, всё оборудование проверено по условиям протекания этих токов выполнен расчет молниезащиты, заземления, экономических аспектов и аспектов безопасности жизнедеятельности

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ СОКРАЩЕНИЙ

АВР – автоматическое включение резерва;

АПВ – автоматическое повторное включение;

ВН – выключатель нагрузки;

КЗ – короткое замыкание;

КТП – комплектная трансформаторная подстанция;

КУ – компенсирующее устройство;

ЛЭП – линия электропередачи;

МТЗ – максимальная токовая защита;

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	7
1 Климатическая характеристика района размещения объектов	9
2 Характеристика потребителей электроэнергии 0,4 кВ	11
3 Характеристика существующей схемы электроснабжения 10 кВ	13
4 Характеристика источника питания рассматриваемого района электрических сетей	19
5 Определение расчётных нагрузок на шинах 0,4 кВ КТП	22
6 Проверка коэффициентов загрузки трансформаторов КТП	27
7 Выбор числа мощности трансформаторов КТП	29
8 Определение расчетных нагрузок на шинах 10 кВ КТП	32
9 Определение расчетных нагрузок на шинах 10 кВ «Игнатьево»	35
10 Компенсация реактивной мощности	37
11 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов 110/10 ПС «Игнатьево»	38
12 Расчет токов короткого замыкания	40
13 Выбор оборудования РУ ПС «Игнатьево»	47
13.1 Выбор выключателей	47
13.2 Выбор разъединителей	50
13.3 Выбор трансформаторов тока	51
13.4 Выбор трансформаторов напряжения	54
13.5 Выбор гибкой ошиновки	56
13.6 Выбор жесткой ошиновки	57
14 Выбор сечений ВЛ 10 кВ	59
15 Проверка сечений ВЛ по термической стойкости и потере напряжения	61
15.1 Расчет токов короткого замыкания в сети 10 кВ	61
15.2 Расчет термической стойкости сечения СИП	63
15.3 Проверка СИП по допустимой потере напряжения	64

16	Микропроцессорная защита трансформатора 110/10 кВ	
	ПС «Игнатьево»	66
	16.1 Защита от перегрузки	66
	16.2 Максимальная токовая защита	66
	16.3 Газовая защита	67
17	Расчет устройств молниезащиты ПС	69
18	Расчет устройств заземления	72
19	Защита понижающих трансформаторов 10/0,4 кВ	75
20	Автоматический ввод резерва	76
21	АИИСКУЭ	77
22	Дуговая защита шин	79
23	Блок микропроцессорной защиты	83
24	Экономическая часть	79
	24.1 Юридический статус производимого объекта	101
	24.2 Жизненный цикл объекта	101
	24.3 Затраты на реализацию проекта	101
	24.4 Расчет издержек	102
25	Безопасность и экологичность	104
	25.1 Безопасность работы	104
	25.2 Экологичность работы	107
	25.3 Чрезвычайные ситуации	109
	Заключение	112
	Библиографический список	113
	Приложение А расчет нагрузок КТП	115
	Приложение Б Расчет коэффициентов загрузки	116
	Приложение В Определение расчетных нагрузок ВН КТП	117

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность представленной работы заключается в том что в рассматриваемом районе электрических сетей имеется проблема связанная с увеличением нагрузки на комплектных трансформаторных подстанциях что влечет за собой снижение надежности электроснабжения в виду периодического выхода из строя как самих трансформаторных подстанций так и питающих воздушных линий электропередач, накладывается также физический износ оборудования, моральный износ оборудования всё это приводит к убыткам предприятия и финансовым потерям.

Данный факт пагубно влияет на финансовую деятельность сетевого предприятия в частности Дальневосточной распределительной сетевой компании при этом основной мерой по решению данной задачи является замена указанного оборудования.

Практическая значимость работы заключается в том что замена оборудования позволит в значительной степени снизить финансовые потери и поможет перераспределить финансовые потоки с целью расходования средств на более важные цели, такие как дальнейшая модернизация всего сетевого оборудования.

В данной работе применялись различные методы для выполнения большого объема задач это в частности расчёт нагрузок с помощью удельных электрических нагрузок, при расчете токов короткого замыкания использовался метод именованных единиц и средний ряд напряжений.

Цель данной работы это разработка варианта системы электроснабжения который бы отвечал экономическим требованиям, требованиям по надежности и качеству электроснабжения всех потребителей рассматриваемого района электрических сетей с центром питания подстанцией «Игнатьево».

Для достижения указанной цели были решены такие задачи как разработка варианта систем электроснабжения, расчет нагрузок на стороне низкого и высокого напряжения комплектных трансформаторных подстанций, а также

был выбор проведён выбор сечений воздушных линий и выбрана марка проводника, определена мощность нагрузки которая приходится на шины низкого напряжения источника питания, в данном источнике было выбрано современное оборудование, силовое, измерительное и так далее, с последующей проверкой по условиям протекания токов короткого замыкания те: это электромеханическая стойкость термическая стойкость и длительная работа с номинальными токами.

Также были решены задачи связанные с расчетом системы молниезащиты и заземления оборудования для защиты персонала и оборудования от различных нештатных ситуаций, выполненные расчеты в области релейной защиты трансформаторов а также произведен расчет основных экономических показателей при реализации проекта, в части безопасности также рассмотрены аспекты безопасности жизнедеятельности при эксплуатации электрооборудования..

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

1 КЛИМАТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА РАЗМЕЩЕНИЯ ОБЪЕКТОВ

В таблице 1 приведены основные характеристики климатических условий и их расчетные величины.

Таблица 1 - Климатические условия района проектирования

Наименование	Значение
район по гололеду	3
нормативная стенка гололеда, мм	10
район по ветру	3
низшая температура воздуха, °С	- 50
среднегодовая температура воздуха, °С	1,1
высшая температура воздуха, °С	+ 40
число грозových часов в год	45
высота снежного покрова, макс/средн., см	45/15
степень загрязнения атмосферы	1
температура при гололеде, °С	- 10
глубина промерзания грунтов, м	3
сейсмичность района, баллы	6
Высота над уровнем моря,	314

Используем указанные данные при выборе и проверке оборудования

2 ХАРАКТЕРИСТИКА ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ 0,4 КВ

Потребители электро-энергии могут разделяться на следующие параметры такие как: режим их работы и мощность, напряжение, род тока и основной показатель это степень надежности электроснабжения рассмотрим подробно данных потребителей.

Существуют потребители имеющие продолжительно неизменную нагрузку, характеризуются длительной работой без превышения температуры своих частей, но с кратковременной перерушкой, температура поверхности электроприемников не должна превышать длительно допустимого значения, при остановке токоведущие части остывают до температуры наружного воздуха.

Также имеются потребители с кратковременной нагрузкой которая изменяется повторно, циклично при этом длительность такого цикла не превышает 10 минут, при работе таких электроприемников нагрев токоведущих частей не превышает длительно допустимых значений по температуре, в случае остановки, температура снижается до температуры окружающего воздуха.

Так же в электро потребителях имеются такие устройства как нагревательный аппараты которые работают длительно без изменения своей нагрузки..

Следует отметить и электрическое освещение которое имеет резкое изменение нагрузки.

По мощности разделяют потребители от 80 до 100 кВт это электроприемники большой мощности, к средней и малой мощности относятся электроприемники менее 80 кВт.

Также деление электроприемников осуществляется по частоте питаемого тока, бывают электроприемники переменного тока промышленной частоты, также электроприемники которые работают на частоте отличающейся от промышленной, то есть это высокая, либо низкая частота, имеются элек-

троприемники работающие на постоянном токе это различные аварийные устройства и другие электроприемники.

Разделение электроприемников по категории надежности электроснабжения рассмотрим все эти категории отдельно.

Самая ответственная категория это первая категория, при отключении электрооборудования данных электроприемников производится существенный ущерб экономике, возникают повреждения основного электрооборудования электростанций и подстанций, происходит массовый брак продукции. К системам электроснабжения, которые питают потребителей первой категории прикладываются очень высокие требования по надежности в частности питание должно осуществляться от двух независимых источников питания которые не отключаются одновременно. К таким источникам питания относим секции шин подстанции от которых получают потребители первой категории. Необходимость бесперебойного электроснабжения потребителей данной категории связано с необходимостью безаварийного останова производства с безопасностью людей и так далее. При переводе питания перерыв в электроснабжении таких потребителей не должен превышать времени работы коммутационных аппаратов.

Вторая категория электроснабжения, в частности она характеризуется тем что при перерыве питания происходит простой механизмов, недоотпуск различной продукции, остановка промышленного транспорта и так далее. К ней относятся группы потребителей с общей нагрузкой до 1000 кВА при этом питание должно также как и в первом случае осуществляться от двух независимых источников. При условии питания со стороны высокого напряжения от одного источника должно осуществляться резервирование на стороне низкого напряжения. Требования к переводу с одного источника на другой здесь более простые чем для первой категории, время перерыва не должна превышать времени оперативных переключений дежурным персоналом по переводу с одного питания на другое, условия по выполнению ремонта основного питания

следующее: общее время не должно превышать одни сутки.

И

Также имеется третья категория электроснабжения это все потребители которые не входят в описание первой и второй групп, то есть это потребители питание которых может осуществляться от одного источника питания.

В данном разделе необходимо выполнить описание потребителей которые имеются в рассматриваемом районе электрических сетей, то есть это в частности одноэтажные и многоэтажные жилые здания, также это гаражи, следует отметить такие потребители как магазины, аптеки, храм, школа, лагерь и другие различные предприятия. Приведем характеристику данных потребителей по указанным выше параметрам: это в частности потребители относящиеся ко второй и третьей категории по надежности электроснабжения имеющие малую среднюю мощность, напряжение питания составляет 380 вольт при этом потребители подключаются на переменное напряжение промышленной частоты.

3 ХАРАКТЕРИСТИКА СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ 10 КВ

Рассмотрим подробно существующую схему электрической распределительной сети с центром питания ПС «Игнатьево», подробные однолинейные схемы отходящих фидеров представлены на рисунках 1,2, поопорные схемы и взаимное географическое расположение КТП представлено на рисунке 3,4.

Всего от распределительного устройства низкого напряжения центра питания подключены 4 отходящих фидера 10 кВ, Схема выполнена лучевой и некоторые фидеры имеют резервирование между собой, Питание комплектные трансформаторные подстанции получают по воздушной линии электропередач выполненной проводом марки АС (алюминиевая оболочка ип стальной сердечник) сечение на различных участках от 50 до 70 мм²

В рассматриваемом районе преобладающее значение имеют одно трансформаторные КТП, но имеются и две двух трансформаторные: ба, 92. По категории надежности электроснабжения все потребители относятся в основном к третьей категории, небольшую часть занимают потребители второй категории, это обуславливает схему сети с минимальным резервированием.

Рассмотрим подробно каждый отходящий фидер: №12 – является наиболее загруженным, в частности здесь подключено 10 КТП, протяженность участков ВЛ имеет значение от 0,05 км до 0,6 км (относительно небольшая), трансформаторные подстанции все одно трансформаторные за исключением КТП ба - двух трансформаторная. Силовые трансформаторы устаревшего типа ТМ – различной номинальной мощности от 100 до 400 кВа, данный тип трансформаторов имеет маслонаполненное исполнение и расширительный бак что обуславливает периодический надзор и обслуживание (доливка масла, проверка его уровня), что в свою очередь недостаток по сравнению с например сухими трансформаторами которые не требуют практически никакого обслуживания, регулирование напряжения осуществляется отпайками при по-

мощи устройства ПБВ, при условии отключения его от сети (регулирование производится сезонно или при необходимости). На данном фидере организовано резервирование с фидером №4 этого же центра питания, при необходимости включение линейного разъединителя позволит перевести питание от другого головного участка. Питание всех КТП осуществляется по ВЛ выполненной проводом АС 70/11.

Фидер №4: Здесь получают питание три одно трансформаторные КТП и одна двух трансформаторная, схема выполнена в виде лучевой, так же применены трансформаторы типа ТМ номинальной мощностью от 160 до 400 кВа, протяженность участков ВЛ составляет 0,05-0,7 км, провод который используется на протяжении всего фидера АС 50/8, резервирование как указывалось ранее выполнено с фидером №12.

Фидер №11: Выполнен по лучевой схеме имеет пять одно трансформаторных подстанций, мощность трансформаторов составляет 63-250 кВа, тип ТМ, протяженность участков ВЛ составляет 0,05-0,8 км, провод который используется на протяжении всех участков АС 50/8, От данного фидера получают питание КТП села «Марково», резервирование с другими фидерами на данном участке отсутствует.

Фидер №6: Наименее разветвленный здесь подключены 2 КТП (одно трансформаторные), выполнен по лучевой схеме ВЛ проводом марки АС 50/8, трансформаторы так же типа ТМ мощностью 25 и 400 кВа, резервирование на данном направлении не предусмотрено.

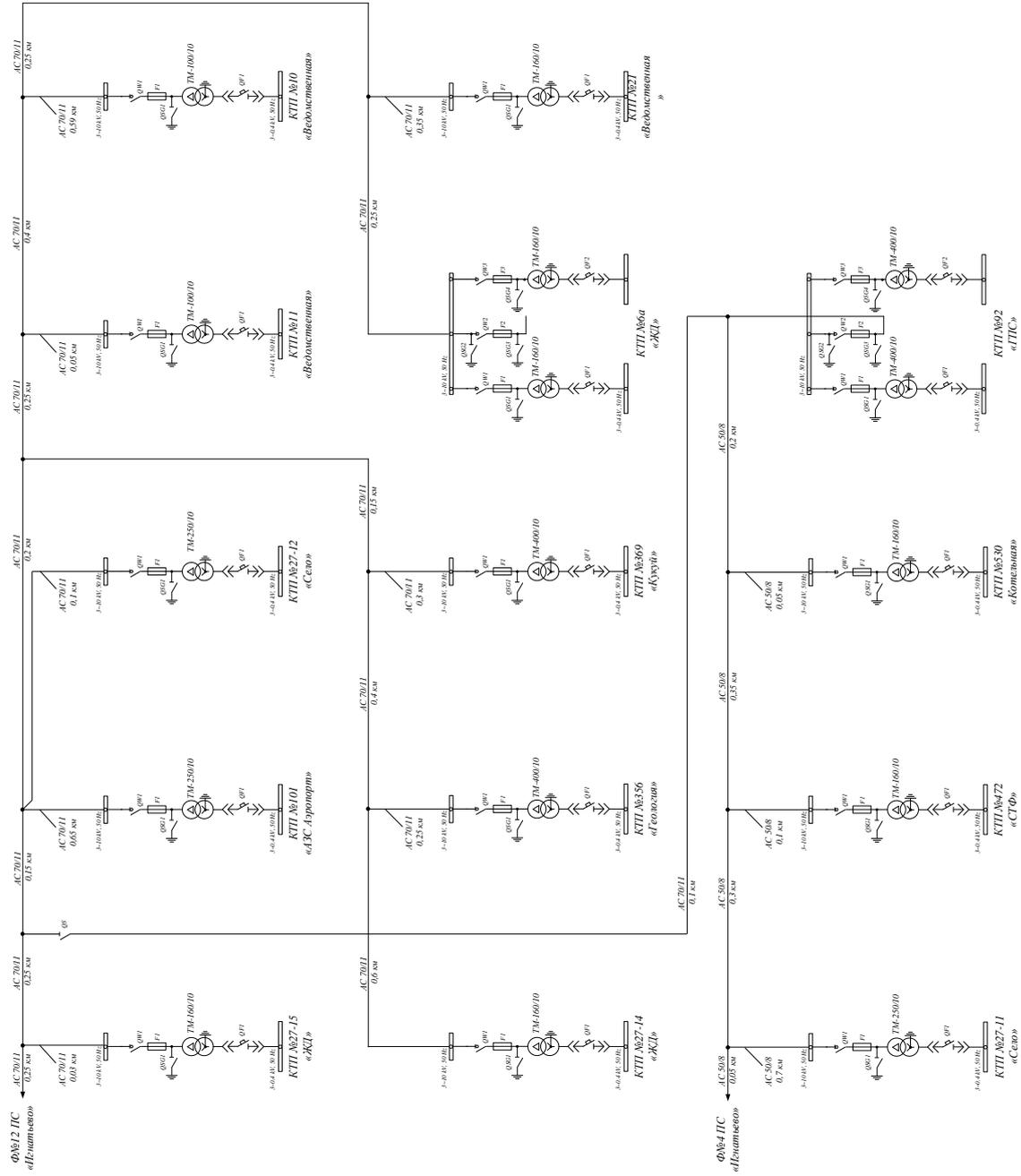


Рисунок 1 - Однолинейная схема распределительной сети 10 кВ фидеры 4,12 с центром питания ПС «Игнатъево»

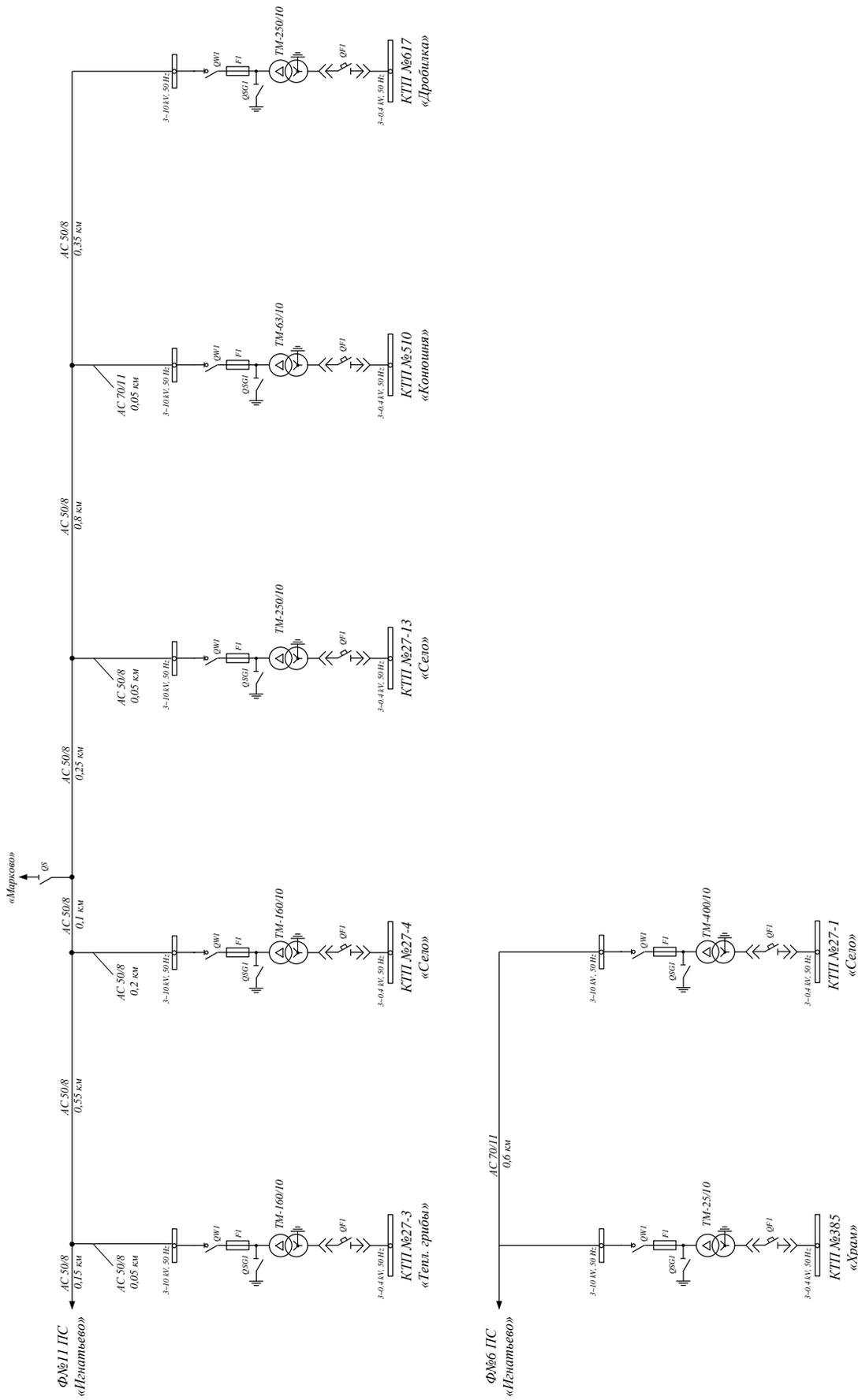


Рисунок 2 - Однолинейная схема распределительной сети 10 кВ фидеры 6,11 с центром питания ПС «Игнатьево»

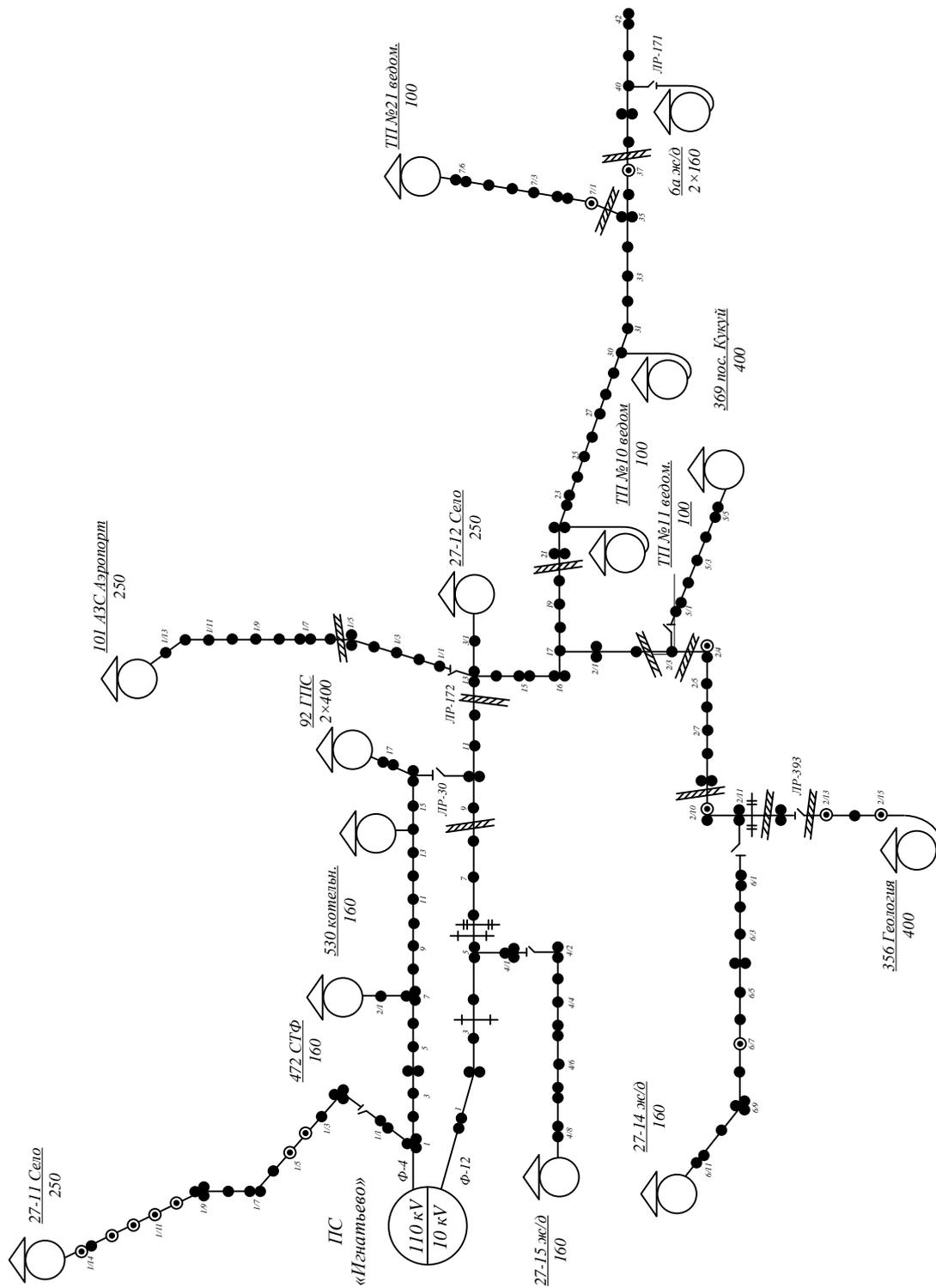


Рисунок 3 – Поопорная схема сети 10 кВ фидеры 4,12 с центром питания ПС «Игнатьево»

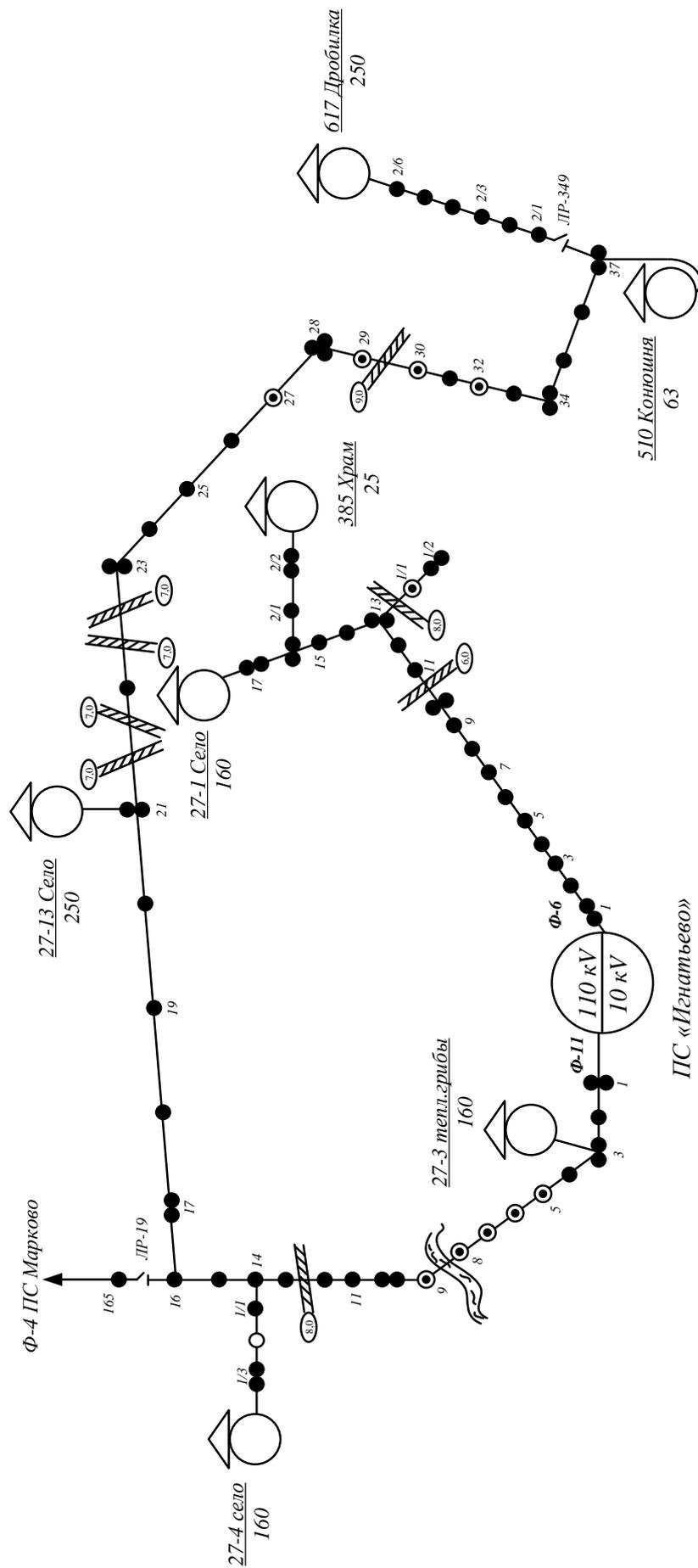


Рисунок 4 – Поопорная схема сети 10 кV фидеры 6,11 с центром питания ПС «Игнатьево»

4 ХАРАКТЕРИСТИКА ИСТОЧНИКА ПИТАНИЯ РАССМАТРИВАЕМОГО РАЙОНА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

На рисунке 5 представлена однолинейная схема ПС 110/10 кВ «Игнатьево», рассмотрим ее подробно: на подстанции установлено два трехобмоточных трансформатора типа ТМТН 6300/110/35/10 кВ номинальная мощность составляет 6,3 МВА, номинальное напряжение 110/35/10 кВ (обмотка среднего напряжения не используется тк отсутствует нагрузка на данном уровне напряжения), трансформаторы снабжены устройством регулирования напряжения под нагрузкой – РПН которое позволяет изменять напряжение в диапазоне от $-1,78\% \times 9$ до $+1,78\% \times 9$, включая нулевую отпайку.

Распределительное устройство высокого напряжения выполнено по транзитной схеме (мостик с выключателями в цепях трансформаторов), питание данное РУ получает по двум цепям ВЛ 110 кВ от ПС «Благовещенская» и со стороны ПС «Сергеевка». В нормальном режиме выключатель в переемычке находится во включенном положении и через него осуществляется транзит мощности между соседними ПС. При необходимости вывода в ремонт выключателя в переемычке включается в работу ремонтная переемычка. Следует отметить довольно высокий уровень надежности данного РУ и возможность вывода любого элемента с сохранением питания всех подключенных потребителей.

Распределительное устройство низкого напряжения выполнено по схеме представляющей из себя «две секции шин объединённых секционным выключателем» а также на данном коммутационном аппарате имеется устройство автоматического ввода резерва, при отключении любого из трансформаторов питание потребителей не прекращается и они переводятся на оставшийся в работе трансформатор.

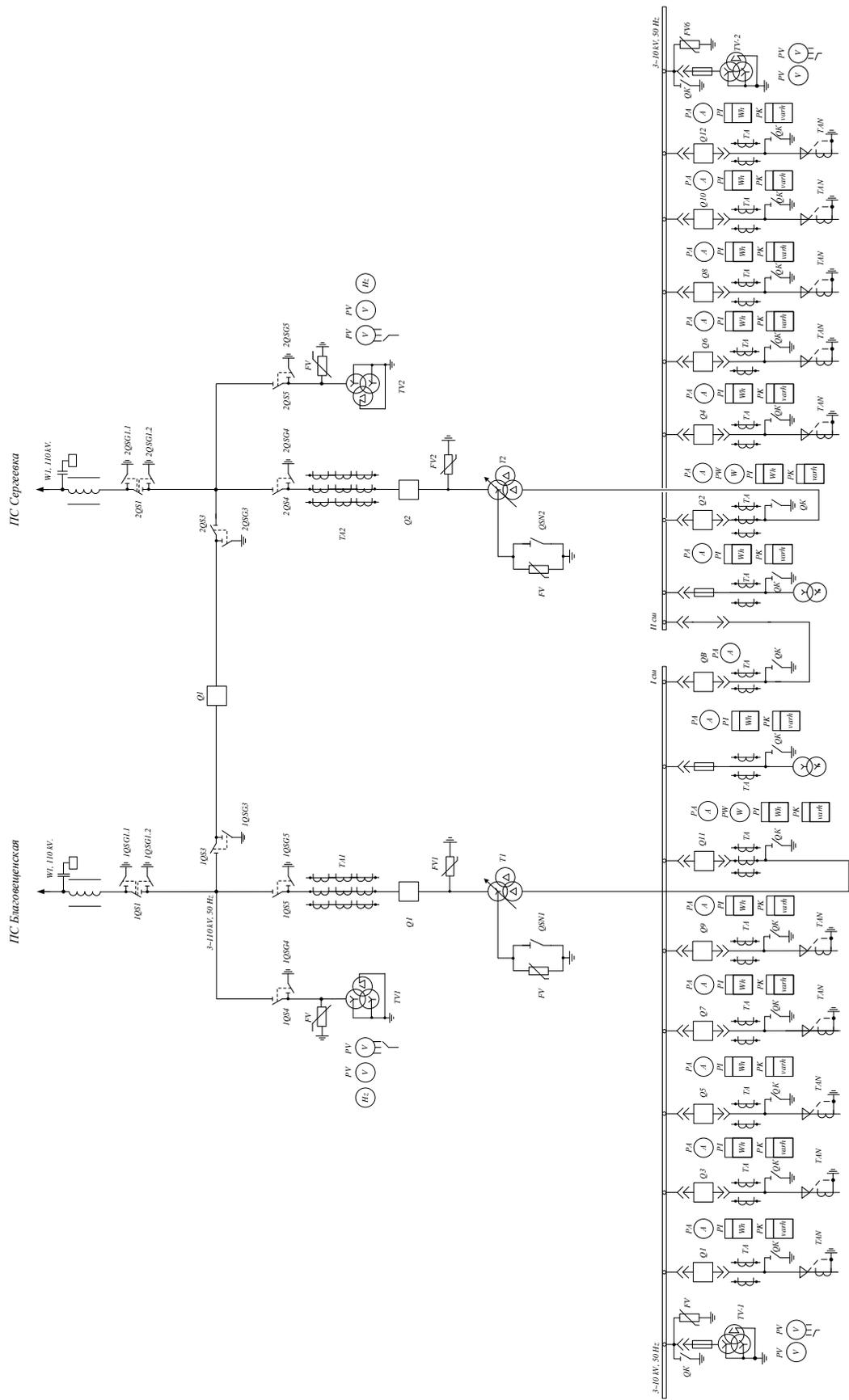


Рисунок 5 - Подробная однолинейная схема ПС «Игнатьево»

На ПС «Игнатьево» в настоящее время установлены устаревшие выключатели 110 кВ типа ВМТ-110 это маломасляные коммутационные аппараты выполненные в виде колонн, которые требуют периодического технического обслуживания, проверки уровня масла и давления азота, Данные аппараты в значительной степени уступают современным элегазовым выключателям в себестоимости обслуживания и при возможности требуют замены на последние.

В данной работе предусматривается провести расчет и выбор всего основного силового, коммутационного и измерительного оборудования на ПС «Игнатьево» в рамках модернизации.

5 ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЁТНЫХ НАГРУЗОК НА ШИНАХ 0,4 КВ КТП

Основным методом расчета нагрузок как активных так и реактивных для жилых зданий, либо каких административных зданий является метод удельных электрических нагрузок, где производится умножение удельной мощности нагрузки на единицу потребителя, в частности это может быть квадратный метр жилой площади либо какой объект например жилой дом.

При этом реактивная мощность нагрузки определяются из активной мощности нагрузки с учетом коэффициента мощности который в свою очередь зависит от типа потребителей.

Данный раздел выполняется для того чтобы в дальнейшем провести выбор основного электрооборудования и проверить его по условиям протекания токов короткого замыкания. Расчет проводим для всех комплектных трансформаторных подстанций в рассматриваемом районе электрических сетей с центром питания по станции «Игнатьево».

В разделе производится расчет каждого отдельного потребителя, для примера рассмотрим определение расчетной мощности на шинах низкого напряжения двух трансформаторной КТП 6а

Формула для определения расчетной активной нагрузки [3]:

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

где P_{max} – наибольшая нагрузка потребителя;

$P_{зoi}$ – расчетная нагрузка потребителя;

k_{yi} – коэффициент участия в максимуме.

Определяем расчетную мощность каждого потребителя [3]:

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

где $P_{кв.уд}$ – удельная расчетная потребителя (кВт/кв);

$n_{кв}$ – количество квартир.

Формула для определения расчетной реактивной нагрузки [3]:

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

Формула для расчетной реактивной нагрузки торговых зданий:

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

где $P_{кв.уд}$ – удельная активная мощность;

M – площадь помещения (м^2).

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

Определяем расчетную мощность при смешанном питании:

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

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

Определяем полную расчетную мощность нагрузки:

$$S_{Р0,4ТП} = \sqrt{P_{Р0,4ТП}^2 + Q_{Р0,4ТП}^2} \quad (8)$$

Рассмотрим для примера расчет электрической нагрузки на шинах низкого напряжения КТП ба, подробная информация о потребителях представлена в таблице 2:

Таблица 2 – Данные о потребителях электроэнергии КТП ба

Наименование	Потребитель	Количество (шт.)	Площадь (м^2)	$P_{уд}$ (кВт)	$\operatorname{tg} \varphi$
ба	Многоквартирный дом (45 кв)	2	-	2,6	0,2
	Жилой дом 1эт 1кв	5	-	8,6	0,2
	Административное здание	1	500	0,25	0,75

Формула для расчетной активной нагрузки жилых зданий:

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

где $P_{ж.д.уд}$ – удельная расчетная активная мощность на один жилой дом (кВт/ж.д.);

$n_{кот}$ – количество жилых домов.

Формула для расчетной реактивной нагрузки жилых зданий:

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

Формула для расчетной активной нагрузки административных зданий:

$$P_{Раз} = P_{аз.уд} \cdot M = 0,25 \cdot 500 = 125 \text{ (кВт)}$$

Формула для расчетной реактивной нагрузки административных зданий:

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

Формула для расчетной активной и реактивной нагрузки КТП ба по следующей формуле

$$P_{P0,4ТП} = P_{РЖД} + P_{Раз} \cdot k_y = 277 + 0,6 \cdot 125 = 352 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{P0,4ТП} = Q_{РЖД} + Q_{Раз} \cdot k_y = 55,4 + 0,6 \cdot 93,75 = 111,65 \text{ (квар)}$$

Формула для расчетной нагрузки:

$$S_{P0,4ТП} = \sqrt{P_{P0,4ТП}^2 + Q_{P0,4ТП}^2} = \sqrt{352^2 + 111,65^2} = 369,28 \text{ (кВА)}$$

Аналогично проводится расчет для остальных КТП.

Значение коэффициента мощности:

$$tg \varphi = \frac{Q_{P0,4ТП}}{P_{P0,4ТП}} = \frac{111,65}{352} = 0,32 \quad (9)$$

Коэффициент реактивной мощности имеет низкое значение исходя из этого делаем вывод о нецелесообразности компенсации реактивной мощности на стороне 0,4 кВ КТП.

Аналогично проводится расчет для остальных КТП, результаты приведены в таблице 3, расчет так же приведен в приложении А.

Таблица 3 – Данные о расчетных нагрузках КТП

Наименование КТП	Мощность трансформатора	Количество трансформаторов	$P_{P0,ATP}$ (кВт)	$Q_{P0,ATP}$ (квар)	$S_{P0,ATP}$ (кВА)
27-15	160	1	54,2	16,80	56,74
101	250	1	200,25	62,08	209,65
27-12	250	1	220,65	68,40	231,01
11	100	1	65,23	20,22	68,29
10	100	1	98,23	30,45	102,84
27-14	160	1	56,23	17,43	58,87
356	400	1	256,96	79,66	269,02
369	400	1	325,69	100,96	340,98
6а	160	2	352	111,65	369,28
1	160	1	111,23	34,48	116,45
27-11	250	1	125,69	38,96	131,59
472	160	1	156,23	48,43	163,56
530	160	1	45,69	14,16	47,84
92	400	2	248,69	77,09	260,37
27-3	160	1	42,56	13,19	44,56
27-4	160	1	142,36	44,13	149,04
27-13	250	1	200,11	62,03	209,50
510	63	1	25,36	7,86	26,55
617	250	1	156,95	48,65	164,32
385	25	1	11,23	3,48	11,76
27-1	400	1	356,23	110,43	372,95

В ходе выполнения расчетов в данном разделе были определены такие важные параметры как активная расчетная мощность нагрузки на шинах низкого напряжения комплектных трансформаторных подстанций, также расчетная реактивная мощность на шинах низкого напряжения комплектных трансформаторных подстанций и полная расчетная мощность на шинах низкого напряжения, в дальнейшем будет произведена проверка существующих ком-

плектных трансформаторных подстанций по условиям, загрузки то есть будут определяться коэффициенты загрузки трансформаторов с последующим анализом: происходит ли превышение нагрузки либо нет, так же будет принято решение о необходимости замены трансформаторов на трансформатор либо большей мощности либо меньшей мощности.

6 ПРОВЕРКА КОЭФФИЦИЕНТОВ ЗАГРУЗКИ ТРАНСФОРМАТОРОВ КТП

В данном разделе проводим расчет коэффициентов фактической загрузки трансформаторов на существующих КТП с целью выявления перегрузки.

Для одно-трансформаторной КТП должно выполняться условие [2]:

$$K_{зф} = \frac{\sqrt{P_{P0,4ТП}^2 + Q_{P0,4ТП}^2}}{S_{ном}} \leq K_{зном} = 0,9 \quad (10)$$

Для одно-трансформаторной КТП должно выполняться условие [2]:

$$K_{зф} = \frac{\sqrt{P_{P0,4ТП}^2 + Q_{P0,4ТП}^2}}{S_{ном} \cdot 2} \leq K_{зном} = 0,7 \quad (11)$$

Находим данное значение для КТП ба:

$$K_{зф} = \frac{\sqrt{352^2 + 111,65^2}}{160 \cdot 2} = 1,15$$

Расчетное значение коэффициента загрузки выше нормативного следовательно во избежание аварийной ситуации рекомендуется заменить его на более мощный

Результаты расчетов для остальных КТП приведены в таблице 4. Расчет так же приведен в приложении Б.

Таблица 4 – Данные о расчетных коэффициентах загрузки

Наименование КТП	Мощность трансформатора	Количество трансформаторов	$S_{P0,4ТП}$ (кВА)	$K_{эф}$	Загрузка
27-15	160	1	56,74	0,35	недогружен
101	250	1	209,65	0,84	норма
27-12	250	1	231,01	0,92	перегружен
11	100	1	68,29	0,68	норма
10	100	1	102,84	1,03	перегружен
27-14	160	1	58,87	0,37	недогружен
356	400	1	269,02	0,67	норма
369	400	1	340,98	0,85	норма
6а	160	2	369,28	1,15	перегружен
21	160	1	116,45	0,73	норма
27-11	250	1	131,59	0,53	норма
472	160	1	163,56	1,02	перегружен
530	160	1	47,84	0,30	недогружен
92	400	2	260,37	1,30	перегружен
27-3	160	1	44,56	0,28	недогружен
27-4	160	1	149,04	0,93	перегружен
27-13	250	1	209,50	0,84	норма
510	63	1	26,55	0,42	недогружен
617	250	1	164,32	0,66	норма
385	25	1	11,76	0,47	недогружен
27-1	400	1	372,95	0,93	перегружен

Расчет коэффициентов фактической загрузки на всех оставшихся КТП показал что имеется ряд КТП где он значительно превышен, следовательно на данных КТП проводим выбор трансформаторов с соответствующей мощностью.

7 ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ КТП

В данном разделе работы проводится расчет требуемой мощности трансформаторов 10/0,4 кВ с сети с центром питания ПС «Игнатьево» в связи с реконструкцией

Определение требуемой мощности трансформаторов осуществляется по расчетной мощности на шинах 0,4 кВ определенной в предыдущем разделе [2]:

$$S_{\text{тр}} = \frac{\sqrt{P_{P0,4\text{ТП}}^2 + Q_{P0,4\text{ТП}}^2}}{K_{\text{норм}} \cdot N} \quad (12)$$

где $K_{\text{норм}}$ - нормированный коэффициент загрузки;

N – количество трансформаторов

Выполняем расчет требуемой мощности трансформаторов КТП ба:

$$S_{\text{тр}} = \frac{\sqrt{352^2 + 111,65^2}}{0,7 \cdot 2} = 263,77 \text{ (кВА)}$$

Принимаем к установке на данной КТП трансформатор типа ТМГ 400/10, с системой естественной циркуляции воздуха и масла.

В данном разделе в качестве силовых трансформаторов принимаются такие как трансформаторы маслонаполненные герметизированные которые имеют единый бак без расширителя, данные трансформаторы очень хорошо зарекомендовали себя при эксплуатации распределительных сетях, так как обладают минимальными эксплуатационными затратами то есть практически не требует обслуживания, не требует доливки масла и проверки его уровня, имеют очень компактные размеры, а также очень низкий уровень шума.

К дополнительным особенностям сюда можно отнести низкие потери активной и реактивной энергии в течение всего срока службы, данный тип трансформаторов специально разрабатывался для работы в

распределительных сетях городов либо поселков, данный тип трансформатора применяем к установке на всех комплектных трансформаторных подстанциях где это необходимо.

Внешний вид такого трансформатора представлен на рисунке 6



Рисунок 6 – Внешний вид трансформаторов типа ТМГ

Определяем коэффициент загрузки трансформатора на КТП 6а:

$$K_{зф} = \frac{\sqrt{352^2 + 111,65^2}}{400 \cdot 2} = 0,51 \leq 0,7$$

Условие соблюдается, расчет выполнен верно.

Результаты расчета приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Выбор и проверка трансформаторов для КТП

Наименование КТП	Количество трансформаторов	$S_{PO,ATП}$ (кВА)	$S_{тр}$ (кВА)	$S_{ном}$ (кВА)	$K_{зф}$
27-12	1	231,01	256,68	400	0,58
10	1	102,84	114,27	160	0,64
6а	2	369,28	263,77	400	0,51
472	1	163,56	181,74	250	0,65
92	2	260,37	185,98	250	0,52
27-4	1	149,04	165,60	250	0,60
27-1	1	372,95	414,39	630	0,59

Коэффициенты загрузки имеют приемлемое значение, технические характеристики трансформаторов приведены в таблице 6

Таблица 6 - Характеристики трансформаторов.

Марка	Потери холостого хода (кВт)	Потери короткого замыкания (кВт)	Напряжение короткого замыкания (%)	Ток холостого хода (%)
ТМГ – 100/10/0,4	0,27	1,97	4,5	1,6
ТМГ – 160/10/0,4	0,41	2,6	4,5	1,5
ТМГ – 250/10/0,4	0,53	3,7	4,5	1,0
ТМГ – 400/10/0,4	0,8	5,5	4,5	0,8
ТМГ – 630/10/0,4	1,24	7,6	4,5	0,6

Далее проводим расчет потерь мощности в данных КТП

8 ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЕТНЫХ НАГРУЗОК НА ШИНАХ 10 КВ КТП

Для выбора проводников линий электропередач необходимо определить мощность нагрузки на стороне высокого напряжения КТП, для этого используем формулы расчета потерь мощности в трансформаторах:

Для активной мощности:

$$\Delta P_m = \Delta P_k \cdot K_z^2 + \Delta P_x \quad (13)$$

Для реактивной мощности:

$$\Delta Q_m = \frac{u_k \cdot S_{P0,4ТП}^2}{100 \cdot S_{тн.о.м}} + \frac{I_x \cdot S_{тн.о.м}}{100} \quad (14)$$

где ΔP_x - активные потери холостого хода (кВт)

ΔQ_x - реактивные потери холостого хода (квар)

Выполняем расчет потерь КТП ба:

$$\Delta P_m = 2 \cdot (0,51^2 \cdot 5,5 + 0,8) = 4,46 \text{ (кВт)}$$

$$\Delta Q_m = 2 \cdot \frac{4,5 \cdot (369,28 \cdot 0,5)^2}{100 \cdot 400} + 2 \cdot \frac{0,8 \cdot 400}{100} = 14,07 \text{ (квар)}$$

Полная мощность потерь:

$$\Delta S_m = \sqrt{\Delta P_m^2 + \Delta Q_m^2}$$

$$\Delta S_m = \sqrt{4,46^2 + 14,07^2} = 14,76 \text{ (кВА)}$$

Определяем далее мощность нагрузки на шинах высокого напряжения КТП ба [4]:

$$P_{P10ТП} = P_{P0,4ТП} + \Delta P_m$$

$$Q_{P10ТП} = Q_{P0,4ТП} + \Delta Q_m$$

$$S_{P10TII} = S_{P0,4TII} + \Delta S_m$$

$$P_{P10TII} = 352 + 4,46 = 356,46 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{P10TII} = 111,65 + 14,06 = 125,71 \text{ (квар)}$$

$$S_{P10TII} = 369,28 + 14,76 = 384,04 \text{ (кВА)}$$

Результаты расчета приведены в таблице 7, расчет так же приведен в приложении В.

Таблица 7 - Определение расчетных нагрузок ВН КТП

Наименование КТП	ΔP_m (кВт)	ΔQ_m (квар)	ΔS_m (кВА)	P_{P10TII} (кВт)	Q_{P10TII} (квар)	S_{P10TII} (кВА)
27-15	0,69	2,16	2,27	54,89	18,96	59,01
101	2,53	7,99	8,38	202,78	70,07	218,03
27-12	2,79	8,80	9,23	223,44	77,20	240,24
11	0,83	2,60	2,73	66,06	22,82	71,02
10	1,24	3,92	4,11	99,47	34,37	106,95
27-14	0,71	2,24	2,35	56,94	19,67	61,22
356	3,25	10,25	10,75	260,21	89,91	279,78
369	4,12	12,99	13,63	329,81	113,96	354,61
6а	4,46	14,06	14,76	356,46	125,71	384,04
21	1,41	4,44	4,66	112,64	38,92	121,11
27-11	1,59	5,01	5,26	127,28	43,98	136,85
472	1,98	6,23	6,54	158,21	54,66	170,10
530	0,58	1,82	1,91	46,27	15,99	49,75
92	3,15	9,92	10,41	251,84	87,01	270,77
27-3	0,54	1,70	1,78	43,10	14,89	46,34
27-4	1,80	5,68	5,96	144,16	49,81	155,00
27-13	2,53	7,98	8,37	202,64	70,02	217,88
510	0,32	1,01	1,06	25,68	8,87	27,61
617	1,99	6,26	6,57	158,94	54,92	170,89
385	0,14	0,45	0,47	11,37	3,93	12,23
27-1	4,51	14,21	14,91	360,74	124,64	387,86
Сумма				3292,93	1140,33	3541,31

Таким образом был выполнен расчет потерь мощности в трансформаторах и определение мощности нагрузки на стороне высокого напряжения комплектных трансформаторных подстанций, тем самым определена на мощность нагрузки от всех КТП, далее полученные данные будут использоваться для определения мощности нагрузки на шинах источника питания в частности это подстанция 110/10 «Игнатьево»

9 ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЕТНЫХ НАГРУЗОК НА ШИНАХ 10 КВ ПС «ИГНАТЬЕВО»

При определении суммарной мощности нагрузки на шинах подстанции «Игнатьево» необходимо использовать данные полученные в предыдущем разделе то есть это суммарная мощность нагрузки от всех КТП, а также должен быть использован специальный коэффициент учитывающий совмещение максимумов нагрузки представляющий собой величину которая данные о том насколько будет снижена общая мощность нагрузки при совместном использовании всех трансформаторов 10/0,4 кВ рассматриваемого района, мощность определяется как:

$$P_p = k_y \cdot \sum P_{pi} \quad (15)$$

$$Q_p = k_y \cdot \sum Q_{pi} \quad (16)$$

$$S_p = k_y \cdot \sum S_{pi} \quad (17)$$

где S_{pi} - расчетная полная мощность нагрузки 10 кВ КТП

P_{pi} - расчетная активная мощность нагрузки 10 кВ КТП

Q_{pi} - расчетная реактивная мощность нагрузки 10 кВ КТП

k_y - коэффициент совмещения максимумов нагрузки при количестве трансформаторов более 20, принимается равным 0,7.

$$P_p = 0,7 \cdot 3292,93 = 2305,25 \text{ (кВт)}$$

$$Q_p = 0,7 \cdot 1140,33 = 798,23 \text{ (квар)}$$

$$S_p = 0,7 \cdot 3541,31 = 2479,15 \text{ (кВА)}$$

Полученные в ходе данного расчета данные имеют очень важное значение, так как позволяет выполнить проверку коэффициентов загрузки силовых

трансформаторов 110/10 кВ расположенных на подстанции – источнике питания «Игнатьево», также выполнить расчёты в области компенсации реактивной мощности и принять решение о необходимости данной процедуры, также полученные данные будут использоваться в дальнейших разделах при выборе и проверки оборудования по условию протекания токов номинальной нагрузки.

10 КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

В данном разделе проводятся расчеты основываясь на данных полученных в предыдущем разделе, так же выполняется анализ необходимости компенсации реактивной мощности которая будут поступать в сеть низкого напряжения через трансформаторы подстанции - источника питания «Игнатьево».

В методе расчета используется коэффициент мощности который определяется согласно приказу №380 Минэнерго. Данный коэффициент определяет то количество мощности которая может быть передана в сети низкого напряжения на одну единицу активной мощности. В случае получения отрицательного значения требуемой реактивной мощности можно сделать вывод о том что компенсация не требуется так как вся мощность может быть получено из сети высокого напряжения

Расчёт проводится по коэффициенту мощности задаваемому энергосистемой [5]:

$$Q_{\text{треб}} = Q_p - P_p \cdot \text{tg} \varphi_{\text{э}}, \quad (18)$$

где $\text{tg} \varphi$ - коэффициент мощности для 110 кВ – 0,5 (согласно приказа министерства промышленности и энергетики №380)

$$Q_{\text{треб}} = 798,23 - 2305,25 \cdot 0,5 = -354,39 \text{ (квар)}.$$

Компенсация не требуется тк мощность имеет отрицательное значение следовательно вся необходимая мощность поступает в сеть низкого напряжения через трансформаторы

11 ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ 110/10 ПС «ИГНАТЬЕВО»

В данном разделе проводим выбор силовых трансформаторов на источнике питания подстанции «Игнатьево» в связи с полной модернизацией и реконструкцией, так как в настоящее время на ней не установлены трехобмоточные трансформаторы, средняя обмотка которых не используется, при этом следует отметить что срок службы данных трансформаторов завершился, поэтому требуется их замена.

Выбор количества и мощности трансформаторов выполняется на основании данных полученных в предыдущих разделах при этом необходимо отметить, то что принимается решение об установке также двух трансформаторов в связи с тем что в нагрузке имеются потребители второй категории.

Расчетная мощность двух обмоточного трансформатора для подстанции определяется по следующей формуле [5]:

$$S_p = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_p^2}}{n_T \cdot K_3} \quad (19)$$

где S_p – расчётная требуемая мощность.

P_p – расчетная активная мощность;

Q_p – реактивная мощность. (кВАр);

n_T – количество трансформаторов;

K_3 – оптимальный коэффициент загрузки .

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

$$K_3^{норм} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_p^2}}{n_T \cdot S_{ТЮМ}} \quad (20)$$

$$K_3^{авар} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_p^2}}{(n_T - 1) \cdot S_{ТЮМ}} \quad (21)$$

К послеаварийному режиму работы относится отключение по защите одного из трансформаторов.

Выбираем марку и мощность трансформаторов устанавливаемых на ПС «Игнатьево» расчетная мощность трансформатора:

$$S_p = \frac{\sqrt{2305,25^2 + 798,23^2}}{2 \cdot 0,7} = 1743,25 \text{ (МВА)}$$

По полученному значению расчетной мощности будет выбран трансформатор трехфазный с масляной изоляцией и устройством регулирования напряжения под нагрузкой номинальной мощностью 2500 кВА номинальным напряжением 110/10 кВ, система охлаждения представляет собой естественную циркуляцию воздуха и масла.

Определяем коэффициенты загрузки в нормальном и послеаварийном режиме работы:

$$K_3^{норм} = \frac{\sqrt{2305,25^2 + 798,23^2}}{2 \cdot 2500} = 0,51$$

$$K_3^{авар} = \frac{\sqrt{2305,25^2 + 798,23^2}}{2500} = 1,02$$

Расчет показывает приемлемое значение коэффициентов загрузки

12 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Расчет токов КЗ проводим с помощью метода именованных единиц с использованием среднего ряда напряжений. Расчет проводим на примере одной точки КЗ, для второй точки результаты сводим в таблицу.

При определении сопротивления системы воспользуемся данными о значениях токов короткого замыкания на шинах 220 кВ ПС «Благовещенская», максимальное значение тока КЗ в данной точке составляет 13,8 кА.

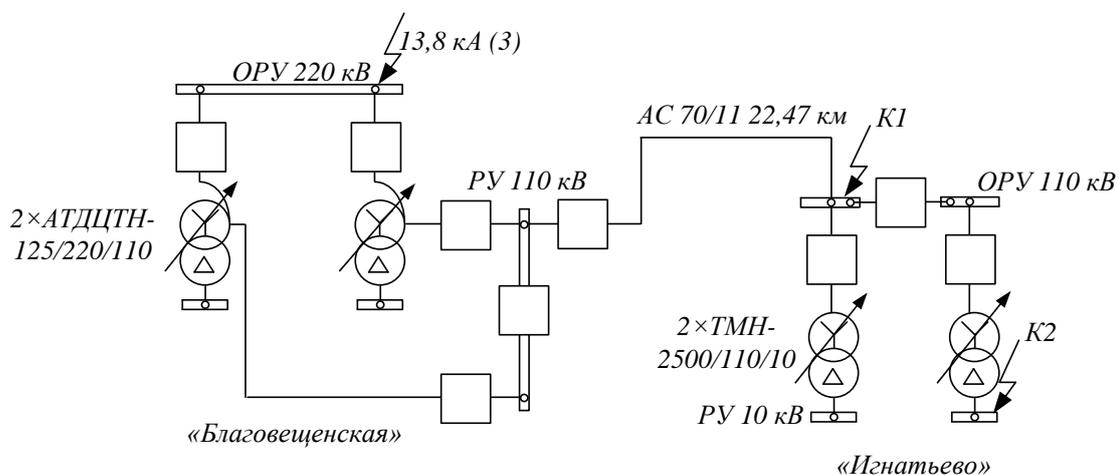


Рисунок 7 – Расчетное место КЗ

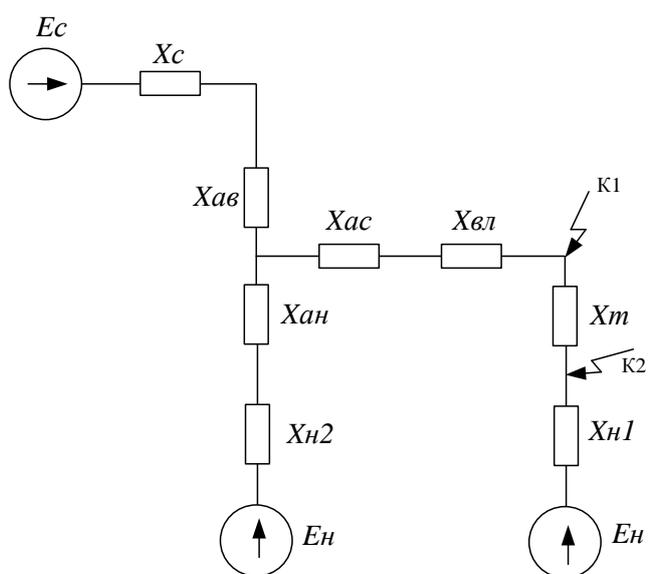


Рисунок 8 – Схема замещения

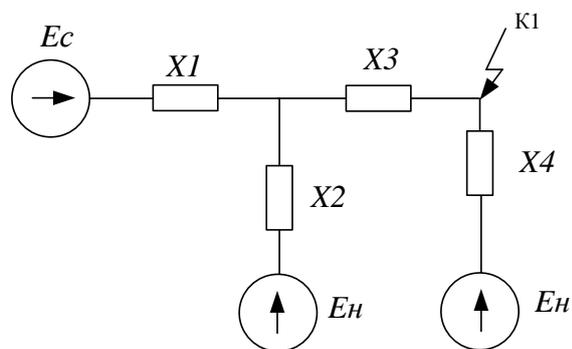


Рисунок 9 – Преобразование схемы замещения

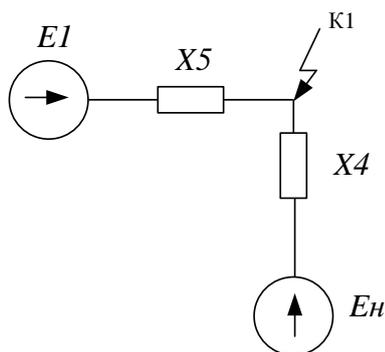


Рисунок 10 – Преобразование схемы замещения

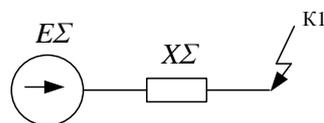


Рисунок 11 – Получение эквивалентной схемы

Определяем мощность короткого замыкания на шинах 220 кВ ПС «Благовещенская» по формуле:

$$S_{K3} = \sqrt{3} \cdot U_{CP} \cdot I_{K3} = \sqrt{3} \cdot 230 \cdot 13,8 = 5,49 \cdot 10^3 \text{ (МВА)} \quad (22)$$

где S_{K3} – мощность короткого замыкания на шинах 220 кВ

U_{CP} – среднее напряжение 220 кВ (кВ);

I_{K3} – ток трехфазного КЗ (кА);

За базисную ступень принимаем уровень напряжения 110 кВ.

Сопротивление системы в таком случае:

$$X_c = \frac{U_{CP}^2}{S_{K3}} \cdot K^2_T = \frac{230^2}{5,49 \cdot 10^3} \cdot \frac{115^2}{230^2} = 2,41 \text{ (Ом)} \quad (23)$$

Сопротивление ВЛ:

$$X_{вл} = X_{уд} \cdot L = 0,4 \cdot 22,47 \cdot 0,5 = 4,49 \text{ (Ом)} \quad (24)$$

где $X_{уд}$ – удельное индуктивное сопротивление ВЛ 110 кВ (Ом/км)

L – длина ВЛ (км);

Сопротивление обмоток автотрансформаторов ПС «Благовещенская»:

$$X_{ав} = 0,005 \cdot (u_{K\%BC} + u_{K\%BH} - u_{K\%CH}) \cdot \frac{U_{BH}^2}{S_{НОМ}} \cdot K^2_T \quad (25)$$

$$X_{ав} = 0,005 \cdot (11 + 35 - 22) \cdot \frac{230^2}{125} \cdot \frac{115^2}{230^2} = 12,59 \text{ (Ом)}$$

$$X_{ac} = 0,005 \cdot (u_{K\%BC} - u_{K\%BH} + u_{K\%CH}) \cdot \frac{U_{BH}^2}{S_{НОМ}} \cdot K^2_T \quad (26)$$

$$X_{ac} = 0,005 \cdot (11 - 35 + 22) \cdot \frac{230^2}{125} \cdot \frac{115^2}{230^2} = 0 \text{ (Ом)}$$

$$X_{ан} = 0,005 \cdot (-u_{K\%BC} + u_{K\%BH} + u_{K\%CH}) \cdot \frac{U_{BH}^2}{S_{НОМ}} \cdot K^2_T \quad (27)$$

$$X_{ан} = 0,005 \cdot (-11 + 35 + 22) \cdot \frac{230^2}{125} \cdot \frac{115^2}{230^2} = 24,14 \text{ (Ом)}$$

где U_k – напряжение короткого замыкания (%)

$S_{НОМ}$ – номинальная мощность трансформатора (МВА)

Сопротивление трансформаторов ПС «Игнатьево», определяются по формуле (Ом):

$$X_{\tau} = \frac{u_{к\%}}{100} \cdot \frac{U_{BH}^2}{S_{ном}} \cdot \frac{1}{2} \quad (28)$$

$$X_{\tau} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{115^2}{2,5} \cdot \frac{1}{2} = 43,39 \text{ (Ом)}$$

Сопротивление нагрузки:

Для ПС «Игнатьево»:

$$X_{н1} = \frac{x_{отн.нагр.} U_{cp}^2}{S_{н}} \cdot K_{тр}^2 = \frac{0,35 \cdot 10,5^2}{\sqrt{2,3^2 + 0,8^2}} \cdot \frac{115^2}{10,5^2} = 169,15 \text{ (Ом)} \quad (29)$$

Для ПС «Благовещенская» сторона 35 кВ:

$$X_{н2} = \frac{x_{отн.нагр.} U_{cp}^2}{S_{н}} \cdot K_{тр}^2 = \frac{0,35 \cdot 37^2}{\sqrt{24,85^2 + 11,25^2}} \cdot \frac{115^2}{37^2} = 15,53 \text{ (Ом)}$$

где $x_{отн.нагр.}$ – сопротивление нагрузки (о.е.)

$S_{н}$ – мощность нагрузки (МВА)

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

$K_{тр}$ – коэффициент трансформации трансформатора

Определяем ЭДС системы приведенное к базовой ступени (кВ):

$$E_c = E_{c.отн.} \cdot U_c = 1 \cdot 230 \cdot \frac{115}{230} = 115 \text{ (кВ)} \quad (30)$$

где $E_{c.отн.}$ – ЭДС системы (о.е.)

Определяем ЭДС обобщенной нагрузки приведенное к базовой ступени:

$$E_{н} = E_{н.отн.} \cdot U_c = 0,85 \cdot 10,5 \cdot \frac{115}{10,5} = 97,75 \text{ (кВ)} \quad (31)$$

где $E_{н.отн.}$ – ЭДС обобщенной нагрузки (о.е.)

Сворачиваем схему относительно точки К1 и определяем сопротивление:

$$X1 = X_c + X_{ав} \cdot 0,5 = 2,41 + 12,59 \cdot 0,5 = 8,71 \text{ (Ом)} \quad (32)$$

$$X2 = X_{ан} \cdot 0,5 + X_{н2} = 24,14 \cdot 0,5 + 15,53 = 27,6 \text{ (Ом)} \quad (33)$$

$$X3 = X_{en} + 0,5 \cdot X_{ac} = 4,49 + 0,5 \cdot 0 = 4,49 \text{ (Ом)} \quad (34)$$

$$X4 = X_T + X_{н1} = 43,39 + 169,15 = 212,54 \text{ (Ом)} \quad (35)$$

$$X5 = X3 + \frac{X1 \cdot X2}{X1 + X2} = 4,49 + \frac{8,71 \cdot 27,6}{8,71 + 27,6} = 9,07 \text{ (Ом)} \quad (36)$$

Определяем результирующее сопротивление до точки КЗ:

$$X\Sigma = \frac{X4 \cdot X5}{X4 + X5} = \frac{212,54 \cdot 9,07}{212,54 + 9,07} = 8,69 \text{ (Ом)} \quad (37)$$

Проводим дальнейшее преобразование схемы

$$E1 = \frac{E_c \cdot X2 + E_n \cdot X1}{X2 + X1} = \frac{115 \cdot 27,6 + 97,75 \cdot 8,71}{27,6 + 8,71} = 114,21 \text{ (Ом)} \quad (38)$$

Определяем результирующую ЭДС:

$$E\Sigma = \frac{E5 \cdot X4 + E_n \cdot X5}{X4 + X5} = \frac{114,21 \cdot 212,54 + 97,75 \cdot 9,07}{212,54 + 9,07} = 113,53 \text{ (Ом)} \quad (39)$$

Определяем начальное значение периодической составляющей тока КЗ в точке К1:

$$I_{no} = \frac{E\Sigma}{\sqrt{3} \cdot X\Sigma} = \frac{113,53}{\sqrt{3} \cdot 8,69} = 7,54 \text{ (кА)} \quad (40)$$

Апериодическая составляющая тока КЗ:

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

где I_{at} – апериодическая составляющая КЗ (кА)

I_{no} – периодическая составляющая КЗ (кА)

T_{ov} – время отключения выключателя.

T_a – постоянная времени.

Постоянная времени рассчитывается как:

$$T_a = \frac{X\Sigma}{\omega \cdot R\Sigma} \quad (42)$$

Для точки К1:

$$T_a = \frac{8,69}{314 \cdot 0,58} = 0,04 \quad (43)$$

где $X\Sigma$ – результирующее реактивное сопротивление (Ом);

$R\Sigma$ – результирующее активное сопротивление (Ом);

ω – угловая частота (314 рад/сек.)

Апериодическая составляющая для К1:

$$I_{at} = \sqrt{2} \cdot 7,54 \cdot e^{\frac{-0,6}{0,04}} = 0,01 \text{ (кА)} \quad (44)$$

Ударный ток К3:

$$I_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot I_{no} \cdot \left(1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} \right) \quad (45)$$

$$I_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 7,54 \cdot \left(1 + e^{\frac{-0,01}{0,04}} \right) = 18,97 \text{ (кА)} \quad (46)$$

Результаты расчета сведены в таблицу 8:

Таблица 8 – Результаты расчета

Расчетная точка короткого замыкания	I_{no} , (кА)	I_{at} (кА)	$I_{y\partial}$ (кА)
К1	7,54	0,01	18,97
К2	18,76	0,03	47,19

В ходе выполнения данного раздела было определено значительное количество необходимых данных, в частности это периодическая составляющая тока короткого замыкания, аperiodическая составляющая, ударный ток короткого замыкания, которые понадобятся в дальнейшем при выборе и проверке основного электротехнического оборудования, такого коммутационные аппараты, токоведущие части, шины, провода, при выборе измерительных трансформаторов так же необходимы данные о тока короткого замыкания.

Далее дополнительно будет выполнен расчёт теплового импульса от воздействия токов короткого замыкания который также понадобится при выборе оборудования

13 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ РУ ПС «ИГНАТЬЕВО»

Раздел по выбору оборудования выполняется при использовании данных со всех предыдущих разделов, включая климатическую характеристику расположение объектов, так как все оборудование должно устанавливаться согласно климатической характеристике которая указана в его паспортных данных, дополнительно необходимо привести данные о рабочих токах на всех распределительных устройствах источника питания.

В разделе выполняется выбор всего основного оборудования которое необходимо для полной функциональности подстанции «Игнатъево» в частности это высоковольтные выключатели, разъединители, измерительные трансформаторы, гибкие и жесткие шины.

Таблица 9 – Максимальные рабочие токи в РУ подстанции «Игнатъево»

Номинальное напряжение (кВ)	Максимальный рабочий ток (А)
110	141,71
10,5	289,01

13.1 Выбор выключателей.

Выбор выключателей на стороне 110 кВ.

Выбор выключателей осуществляется по условиям [9]:

$$U_{ном} \geq U_{ном.сети} \quad (47)$$

$$I_{ном} \geq I_{макс.раб} \quad (48)$$

Напряжение сети 110 кВ.

Первоначально принимаем для установки на ПС «Игнатъево» элегазовый выключатель марки ВГУ-110 П-20/2500У1.

Рассмотрим подробно конструкцию принятого типа выключателя, в частности он имеет пневматический привод и работает по принципу гашения

дуги в потоке газа, также дополнительно на нём имеется фильтр для поглощения влаги а также продуктов разложения газа при отключении номинальных токов и токов короткого замыкания.

Включение и отключение выключателя производится посредством пневматического привода при помощи подачи подача воздуха, при этом в отключенном положении выключатель находится благодаря удерживающему устройству - механической защелке. Включение коммутационного аппарата производится благодаря пружинам, также в конструкции используются различные изоляционные тяги.

Подробно рассмотрим преимущества данного выключателя в частности это: компактный размер высокая степень надежности, взрывобезопасность и пожаробезопасность а также высокие эксплуатационные характеристики, минимальная стоимость обслуживания данного оборудования.

Термическая стойкость проверяется по условию:

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k \quad (49)$$

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

$t_{тер}$ - время термической стойкости,

B_k - интеграл Джоуля.

Проверка динамической стойкости:

$$I_{пр.скв} = I_{дин} \geq I_{уд} \quad (50)$$

где $I_{пр.скв}$ - предельный сквозной ток выключателя;

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

Расчет интеграла джоуля:

$$B_k = I_{но}^2 \cdot (t_{отк} + T_a) \quad (51)$$

где $I_{но}$ - периодическая составляющая КЗ (кА);

$t_{отк}$ - время отключения;

T_a - постоянная времени.

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

Таблица 10 – Выбор и проверка выключателей 110 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Uном (кВ)	110	110	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Iном (А)	2500	141,71	$I_{ном} \geq I_{макс.раб}$
Iвкл (кА)	20	7,54	$I_{вкл} \geq I_{но}$
Iпик, Iуд, (кА)	102	18,97	$I_{пик} \geq I_{уд}$
Iоткл (кА)	20	7,54	$I_{откл} \geq I_{но}$
Iа (кА)	$\sqrt{2} \cdot \beta \cdot I_{откл} =$ $\sqrt{2} \cdot 0,45 \cdot 20 =$ 12,456	0,01	$I_{ном.а} \geq I_a$
Iпрскв, Iуд (кА)	102	18,97	$I_{пр.скв} \geq I_{уд}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$ (кА ² с)	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} =$ $20^2 \cdot 3 =$ 1200	170,55	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$

Выключатель принимается как прошедший проверку.

Выбор выключателей 10 кВ. Первоначально принимаем выключатель вакуумный ВВЭ-М-10/630-20У1.

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

Таблица 11 – Выбор и проверка выключателей 10 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
U _{ном} (кВ)	10	10	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
I _{ном} (А)	630	289,01	$I_{ном} \geq I_{макс.раб}$
I _{вкл} (кА)	20	18,76	$I_{вкл} \geq I_{но}$
I _{пик} , I _{уд} (кА)	51	47,19	$I_{пик} \geq I_{уд}$
I _{откл} (кА)	20	18,76	$I_{откл} \geq I_{но}$
I _а (кА)	$\sqrt{2} \cdot \beta \cdot I_{откл} =$ $\sqrt{2} \cdot 0,3 \cdot 20 =$ 8,48	0,03	$I_{ном.а} \geq I_a$
I _{прскв} , I _{уд} (кА)	51	47,19	$I_{пр.скв} \geq I_{уд}$
I _{тер²·t_{тер}} (кА ² с)	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} =$ $20^2 \cdot 3 =$ 1200	1055,81	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$

Выключатель принимается как прошедший проверку.

13.2 Выбор разъединителей.

По напряжению и максимальному рабочему току выберем разъединители марки РНДЗ-110/1000 ХЛ1 (разъединитель для наружной установки двух колонковый с заземляющими ножами), номинальный рабочий ток 1000 А.

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

Таблица 12 – Выбор и проверка разъединителей 110 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
U _{ном} (кВ)	110	110	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
I _{ном} (А)	1000	141,71	$I_{ном} \geq I_{макс.раб}$
I _{прскв} , I _{уд} (кА)	80	18,97	$I_{пр.скв} \geq I_{уд}$
I _{тер} ² ·t _{тер} (кА ² с)	I _{тер} ² · t _{тер} = 31,5 ² · 3 = 2790,75	170,55	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$

Разъединитель принимается как прошедший проверку.

13.3 Выбор трансформаторов тока.

Выполняем расчёт вторичной нагрузки которая состоит из сопротивления соединительных проводов и переходного сопротивления контактов и сопротивления приборов:

$$Z_2 \approx r_2 = r_{пров} + r_{приб} + r_k \quad (52)$$

Сопротивление контактов принимается $r_k = 0,1$ Ом. Сопротивление соединительных проводов:

$$r_{пров} = \frac{\rho \cdot l}{F} \quad (53)$$

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

l - длина соединительных проводов: РУ 110 кВ 100 м, РУ 10 кВ - 60 м ;

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

Сопротивление соединительных проводов (для 110 кВ):

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

Сопротивление соединительных проводов (для 10 кВ):

$$r_{пров} = \frac{0,0283 \cdot 600}{4} = 0,43 \text{ (Ом)}$$

Сопротивление приборов:

$$r_{проб} = \frac{S_{np}}{I_2^2} \quad (54)$$

где S_{np} - мощность, потребляемая приборами;

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

В качестве измерительного прибора и учета энергии принимаем многофункциональный счетчик Меркурий 234. Расчет нагрузки наиболее загруженной фазы для РУ приведен в таблице 13, 14.

Таблица 13 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 110 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, В·А
Амперметр	Э-350	0,5
Ваттметр	Д-335	0,5
Варметр	Д-335	0,5
Счетчик АЭ	Меркурий 234	0,12
Счетчик РЭ		

Таблица 14 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 10 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, В·А
Амперметр	Э-350	0,5
Счетчик АЭ	Меркурий 234	0,12
Счетчик РЭ		

Мощность наиболее загруженной фазы на напряжении 110 $S_{np}=1,62$ ВА.

Тогда сопротивление приборов:

$$r_{приб} = \frac{S_{np}}{I^2} = \frac{1,62}{1} = 1,62 \text{ (Ом)}$$

Сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{нр}}}{I^2} = \frac{0,62}{1} = 0,62 \text{ (Ом)}$$

Вторичная нагрузка 110 кВ:

$$Z_{2.110} = r_{\text{пров}} + r_{\text{приб}} + r_{\kappa} = 1,62 + 0,71 + 0,1 = 2,43 \text{ (Ом)}$$

Вторичная нагрузка 10 кВ:

$$Z_{2.10} = r_{\text{пров}} + r_{\text{приб}} + r_{\kappa} = 0,62 + 0,43 + 0,1 = 1,15 \text{ (Ом)}$$

Принимаем элегазовый трансформатор тока на стороне 110 кВ ТОГ-110 П-І У1, с номинальным током 150 А

Сравнение параметров выбранного трансформатора тока с расчетными данными приведен в таблице 15.

Таблица 15 – Проверка выбранного ТТ 110 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
U _{ном} (кВ)	110	110	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном.сети}}$
I _{ном} (А)	750	141,71	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{макс.раб}}$
I _{прскв} , I _{уд} (кА)	126	18,97	$I_{\text{пр.скв}} \geq I_{\text{уд}}$
I _{тер} ² × t _{тер} (кА ² с)	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} =$ $68^2 \cdot 3 =$ 13872	170,55	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\kappa}$
Z _{2 ном} (Ом)	20	2,43	$z_{2\text{ном}} \geq z_2$

Принимаем трансформатор тока по стороне 10 кВ ТПЛК-10 с номинальным током первичной обмотки 300 А. Сравнение параметров приведено в таблице 16.

Таблица 16 – Проверка выбранного ТТ 10 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
U _{ном} (кВ)	10	10	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
I _{ном} (А)	300	289,01	$I_{ном} \geq I_{макс.раб}$
I _{пр.скв} , I _{уд} (кА)	52	47,19	$I_{пр.скв} \geq I_{уд}$
I _{тер} ² ·t _{тер} (кА ² с)	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} =$ $35^2 \cdot 3 =$ 3675	1055,81	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$
Z _{2ном} (Ом)	1,2	1,15	$Z_{2ном} \geq Z_2$

Трансформаторы тока принимаются как прошедшие проверку.

13.4 Выбор трансформаторов напряжения.

Трансформаторы напряжения выбираются:

- по напряжению установки
- по конструкции и схеме соединения;
- по классу точности;
- по вторичной нагрузке

$$S_{2ном} \geq S_2 \quad (55)$$

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

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

Расчет вторичной нагрузки трансформаторов напряжения приведен в таблице 17.

Таблица 17 – Вторичная нагрузка ТН 110 кВ

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность (ВА)
Вольтметр	Э-335	1	2
Вольтметр регистрирующий	Н-393	1	10
Частотомер	Н-397	1	7
Варметр	Д-335	5	1,5
Ваттметр	Д-335	5	1,5
Счетчик АЭ	Меркурий 234	5	1
Счетчик РЭ			
Сумма			39

Принимаем на стороне 110 кВ трансформатор напряжения типа: НАМИ-110

Таблица 18 – Проверка выбранного ТН 110 кВ

Номинальные параметры ТН		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,5	400 ВА	39 ВА	$S_{2ном} \geq S_2$

Трансформаторы напряжения принимаются как прошедшие проверку.

Выбираем ТН 10 кВ.

Сравнение параметров выбранного указано таблице 19.

Таблица 19 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения (на стороне 10 кВ)

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность (ВА)
Вольтметр	Э-335	1	2
Счетчик АЭ	Меркурий 234	5	1
Счетчик РЭ			
Сумма			7

Принимаем на стороне 10 кВ трансформатор напряжения типа: НАМИ – 10 ХЛ1.

Таблица 20 – Проверка выбранного ТН 10 кВ

Номинальные параметры ТН		Расчетные дан- ные	Условия выбора и проверки
Номинальная вторичная нагруз- ка в классе точности 0,5 (10 кВ)	75 ВА	7 ВА	$S_{2ном} \geq S_2$

Трансформаторы напряжения принимаются как прошедшие проверку.

13.5 Выбор гибкой ошиновки.

Выбор гибкой ошиновки проводится на подстанции при напряжении 110 кВ т.к. распределительные устройства данного напряжения расположены на открытом воздухе.

Максимальный рабочий ток на стороне высокого напряжения подстанции составляет 141,71 А, следовательно принимаем сечение провода для данного напряжения с учетом сечения ВЛ АС 70/11 с максимально допустимым током 265 А расположение фаз горизонтальное , междуфазное расстояние 300 см.

Проверка сечения на термическую стойкость к токам КЗ не требуется т.к. шины выполнены голыми проводами расположенными на открытом воздухе.

При токе трехфазного короткого замыкания менее 20 кА (как в данном случае) проверка шин на сжестывание не требуется.

Проводим проверку по условиям коронирования, определяем начальную критическую напряженность на проводе по формуле (кВ):

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right) \quad (55)$$

где m - коэффициент учитывающий шероховатость поверхности провода;

r_0 - радиус провода (см)

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,59}} \right) = 34,51 \text{ (кВ)}$$

Определяем напряженность на проводе по формуле (кВ):

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}} \quad (56)$$

где U – линейное напряжение на проводе (принимаем 115 кВ);

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

$$E = \frac{0,354 \cdot 115}{0,55 \cdot \lg \frac{378}{0,65}} = 24,58 \text{ (кВ)}$$

Отсутствие коронирования определяем по условию

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0 \quad (57)$$

$$26,3 \leq 31,06$$

Сечение проходит по требованиям следовательно его оставляем.

13.6 Выбор жесткой ошиновки

Проводим выбор жестких шин на стороне низкого напряжения. Максимальный рабочий ток в данном РУ составляет 289,01 А. Принимаем минимальное сечение алюминиевой шины с размерами 80×6 мм ($4,8 \text{ см}^2$), длительно допустимый ток для данного сечения составляет 1630А. Шины устанавливаем на изоляторах плашмя, расстояние между фазами принимаем 0,4м.

Проверка сечения по термической стойкости (см^2).

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} = \frac{\sqrt{1055,81}}{91} = 0,35 \quad (58)$$

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

C - коэффициент для алюминия 91

Проверка по механической прочности:

$$l \leq \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}} = \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{25,6}{4,8}}} = 0,95 \quad (59)$$

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

q - сечение проводника, в данном случае 4,8 (см^2)

Момент инерции:

$$J = b \cdot h^3 \frac{1}{12} = 0,6 \cdot 8^3 \frac{1}{12} = 25,6 \quad (\text{см}^3 \times \text{см}) \quad (60)$$

Согласно расчета принимаем пролет между изоляторами 0,9 м

Наибольшее усилие при КЗ:

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{y0}^2}{a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{47190^2}{0,4} = 964,27 \quad (\text{Н/м}) \quad (61)$$

где i_{y0} – ударный ток КЗ.

a - расстояние между фазами 0,4 (м).

Момент сопротивления:

$$W = b \cdot h^2 \frac{1}{6} = 0,6 \cdot 8^2 \frac{1}{6} = 6,4 \quad (\text{см}^3) \quad (62)$$

Расчетное напряжение в проводнике:

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{y0}^2 \cdot l^2}{W \cdot a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{47190^2 \cdot 0,9^2}{6,4 \cdot 0,4} = 12,21 \quad (\text{МПа}) \quad (63)$$

При расчете напряжение все длины приведены в метры.

Разрушающее напряжение для принятого материала (шины СТК) составляет 60 МПа, расчетное напряжение не превышает разрушающего.

14 ВЫБОР СЕЧЕНИЙ ВЛ 10 КВ

Выбор сечения данного проводника выполняем по длительно допустимому току:

$$I_{расч} \leq I_{длит} \quad (63)$$

где $I_{расч}$ – расчетный ток в сечении (А).

Расчетный ток в рассматриваемом сечении определяется по выражению:

$$I_{расч} = \frac{\kappa \cdot \Sigma S_{р10ТП}}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot n_{\phi}} \quad (64)$$

где $S_{р10ТП}$ – расчетная мощность КТП на стороне ВЛ.

n_{ϕ} – количество цепей ВЛ;

κ – коэффициент совмещения максимумов нагрузки КТП;

Расчет проводим на примере одного участка. Рассмотрим подробно расчет и выбор сечения на примере участка РУ-10 кВ ПС «Игнатьево» - КТП № 385. В данном случае питание от одного фидера №6 получают две КТП: № 385 и № 27-1, следовательно при определении расчетной мощности требуется использование коэффициента совмещения максимумов нагрузки двух КТП:

$$I_p = \frac{0,9 \cdot (12,23 + 387,86)}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 19,79 \text{ (А)}$$

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

Аналогично проводится выбор марки и сечения кабельных линий на остальных участках, результаты расчета приведены в таблице 20.

Таблица 20 – Выбор типа и сечений проводников по длительно допустимому току

Фидер	I_P (А)	$n_{\text{ц}}$	Марка и сечение проводника	$I_{\text{длит}}$ (А)
6	19,79	1	СИП-3 3×50	190
11	41,72	1	СИП-3 3×50	190
4	33,37	1	СИП-3 3×50	190
12	83,44	1	СИП-3 3×50	190

Далее на основании полученных данных проводим проверку по падению напряжения данного проводника

15 ПРОВЕРКА СЕЧЕНИЙ ВЛ ПО ТЕРМИЧЕСКОЙ СТОЙКОСТИ И ПОТЕРЕ НАПРЯЖЕНИЯ

В данном разделе проводим две основные проверки выбранного сечения проводника

15.1 Расчет токов короткого замыкания в сети 10 кВ

Для примера проводим расчет термически стойкого сечения на участке РУ-10 кВ ПС «Игнатьево» - КТП №385 для этого проводим расчет токов короткого замыкания на шинах ближайшей к источнику питания КТП №385, схема замещения с указанием характерной точки КЗ указана на рисунке 12

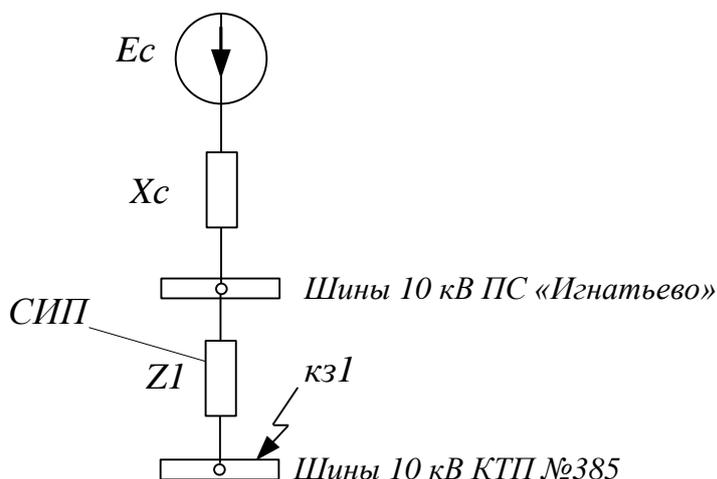


Рисунок 12 – Схема замещения сети 10 кВ

Расчет проводим в именованных единицах, основные формулы для расчета параметров:

Сопротивление системы определяется по формуле:

$$X_c = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot I_{кз10}} \quad (65)$$

где $I_{кз10}$ – ток трёхфазного КЗ на шинах ИП.

Сопротивления СИП:

$$X_l = x_0 \cdot L \quad (66)$$

$$R_l = r_0 \cdot L \quad (67)$$

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

L – протяженность СИП.

Ток периодической составляющей:

$$I_{по} = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_p^2 + X_p^2}} \quad (68)$$

Двухфазный ток КЗ:

$$I_{по2} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{по} \quad (69)$$

Расчет для точки кз1

Сопротивление системы:

$$X_c = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 18,76} = 0,32 \text{ (Ом)}$$

Сопротивления участка СИП:

$$X1 = 0,07 \cdot 0,9 = 0,06 \text{ (Ом)}$$

$$R1 = 0,75 \cdot 0,9 = 0,68 \text{ (Ом)}$$

Результирующее индуктивное сопротивление:

$$X_p = X_c + X1 \quad (70)$$

$$X_p = 0,32 + 0,06 = 0,38 \text{ (Ом)}$$

Результирующее активное сопротивление:

$$R_p = R1 \quad (71)$$

$$R_p = 0,68 \text{ (Ом)}$$

Ток трехфазного КЗ:

$$I_{по} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{0,68^2 + 0,38^2}} = 7,78 \text{ (кА)}$$

Постоянная затухания:

$$T_a = \frac{0,38}{0,68 \cdot 314} = 0,001$$

Коэффициент затухания:

$$K_a = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,001}} = 1,11$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$I_{уд} = \sqrt{2} \cdot 7,78 \cdot \left(1 + e^{-\frac{0,01}{0,001}}\right) = 11,01 \text{ (кА)}$$

По аналогичному алгоритму рассчитываются все остальные точки КЗ наиболее близко расположенные к источнику питания (на каждом рассматриваемом фидере), результаты расчетов сводятся в таблицу 21.

Таблица 21 – Расчет токов КЗ в сети 10 кВ

Точка КЗ на шинах ВН КТП	$I_{по}$ (кА)	$I_{уд}$ (кА)
№ 385	7,78	11,01
№ 27-3	11,25	15,91
№ 27-15	8,01	11,32
№ 530	10,23	14,46

Полученные данные используем для проверке проводников на термическую стойкость.

15.2 Расчет термически стойкого сечения СИП

Термически стойкое к токам КЗ сечение линий находим по формуле (мм²):

$$S_T = \frac{\sqrt{Bk}}{c} \cdot 1000 \quad (72)$$

где Bk - интеграл Джоуля.

K_T - температурный коэффициент.

Для примера рассчитывается термически стойкое к токам КЗ сечение для ВЛ участка сети РУ 10 кВ ПС «Игнатьево» - КТП №385:

$$S_T = \frac{\sqrt{7,78^2 \cdot 1,5 \cdot 10^6}}{95} = 35,3 \text{ (мм}^2\text{)}$$

Полученное значение меньше сечения принятого на данном участке СИП-3 (3×50), следовательно, оно проходит проверку, его принимаем для монтажа.

Для остальных точек КЗ расчёт ведётся аналогично, результаты сведены в таблицу 22.

Таблица 22 – Проверка сечений по термической стойкости

Фидер	S_T (мм ²)	$S_{факт}$ (мм ²)
№ 4	44,28	50
№ 6	35,3	50
№ 11	48,56	50
№ 12	38,56	50

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

15.3 Проверка СИП по допустимой потере напряжения.

Потеря напряжения в участке линии определяется по следующей формуле:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I_p \cdot L \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi) \cdot \frac{100}{U_n} \quad (73)$$

где r_0 – активное сопротивление;

x_0 – реактивное сопротивление.

Рассмотрим подробно пример расчета потери напряжения на участке РУ 10 кВ ПС «Игнатьево» - КТП № 385:

Определяем потерю напряжения в сечении:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot 19,79 \cdot 0,9 \cdot (0,75 \cdot 0,83 + 0,07 \cdot 0,51) \cdot \frac{100}{10500} = 1,93 (\%)$$

Аналогично проводится расчет потерь напряжения на каждом участке фидера до последней КТП, суммарное значение падений потерь напряжения не должно превышать 10%, отчетные данные сведены в таблицы:

Таблица 23 – Проверка сечений СИП на потерю напряжения

Наиболее удаленная КТП	Суммарная потеря напряжения ΔU (%)
№ 4	3,16
№ 6	2,22
№ 11	4,15
№ 12	4,99

Результаты расчета показывают что суммарная потеря напряжения не превышает указанного значения, следовательно замена провода на большее сечение не требуется

16 МИКРОПРОЦЕССОРНАЯ ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРА 110/10 КВ ПС «ИГНАТЬЕВО»

16.1 Защита от перегрузки.

Ток срабатывания защиты от перегрузки принятого типа трансформатора (с действием на сигнал) определяется следующим образом [12]:

$$I_{CЗ} = \frac{k_{омс}}{k_г} \cdot I_{номВН} = \frac{1,05}{0,8} \cdot \frac{2,5}{\sqrt{3} \cdot 115} = 16,1 \quad (74)$$

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

$k_г$ – коэффициент возврата токового реле типа РС-40 принимается равным 0,8);

Ток срабатывания данного реле:

$$I_{СР} = \frac{16,1}{(20/5)} = 4,01$$

В качестве токового реле принимаем РС-40/10. Время срабатывания 9 секунд. Реле времени принимаем РВ-235.

16.2 Максимальная токовая защита.

Ток срабатывания защиты на стороне ВН 110 кВ:

$$I_{CЗ} = \frac{k_n \cdot k_{сам}}{k_г} \cdot I_{номВН} = \frac{1,2 \cdot 1,5}{0,8} \cdot \frac{2,5}{\sqrt{3} \cdot 115} = 28,03 \quad (75)$$

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

$k_{сам}$ – коэффициент само запуска принимается равным 1,5;

$$k_ч = \frac{I_{к.мин}^{(2)}}{I_{CЗ}} = \frac{18,76 \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 10^3 \cdot (10,5/115)}{28,03} = 52,92 \quad (76)$$

Ток срабатывания реле:

$$I_{CP} = \frac{28,03}{(20/5)} = 7,01$$

Все защиты проходят проверку по чувствительности, следовательно, расчет верен, и они могут быть установлены на трансформаторах ПС «Игнатьево».

16.3 Газовая защита.

Рассмотрим такой вид защиты как газовая которая устанавливается на силовых трансформаторах подстанции «Игнатьево» после реконструкции

Защита основана на газовом реле которое расположено между основным баком трансформатора и расширительным баком, при этом расположение трансформатора выполняется таким образом чтобы он имел наклон и его поднятая часть была обращена к расширительному баку, таким образом при появлении каких-либо образований газа внутри бака этот газ поднимается вверх и далее проходит через газовое реле в расширительный бак.

Газовая защита представляет собой несколько чувствительных элементов в первый из которых работает на снижение уровня масла в трансформаторе и представляет собой поплавки, если поплавок опускается значит замыкаются контакты и силовой трансформатор отключается от сети так как работа трансформатора без масла запрещена, тк это может привести к возникновению коротких замыканий и дальнейшему взрыву.

Контакты струйного реле отработывают при значительных потоках газа, при различного рода нештатных ситуациях в частности при коротких замыканиях внутри основного бака трансформатора. Работа газового струйного реле основывается на том что при коротком замыкании именно внутри бака трансформатора происходит разложение масла на составляющие такие как горючие газы в частности это водород, бурное газовыделение приводит к тому что эти газы поднимаются в крышке трансформатора и очень быстро проходит через газовое реле в расширительный бак, струйное реле при этом фиксируют дан-

ный факт и зависимости от того насколько бурное газообразование, насколько большая скорость проходящих газов, происходит либо отключение трансформатора либо выдача сигнала на пульт управления.

В случае слива-залива масла с трансформатора возможно небольшое газообразование которое является безопасным для трансформатора в таком случае эти газы будут очень медленно проходить в расширительный бак тем самым будет срабатывать сигнальные реле газового реле.

Отбора газа необходимо выполнять на отключенном трансформаторе отбор газа выполняется специальным приспособлением представляющим из себя резиновую грушу. После выполнения химического анализа газа необходимо определить какого рода газ был отобран из газового реле в частности если это горючий газ следовательно внутри трансформатора происходит разложение масла и изоляции, что может привести к взрыву либо возгоранию следовательно трансформатор должен быть выведен в ремонт с последующей разборкой и определением места повреждения. Если газ бесцветный и негорючий следовательно нет никакой опасности в эксплуатации данного оборудования и оно может быть введено в работу с периодической проверкой газового реле, периодическими осмотрами до тех пор пока газовое реле не перестанет отрабатывать на сигнал.

Данная защита является абсолютно селективной и отрабатывает только в том случае если повреждение находится внутри бака, при КЗ на высоковольтных выводах трансформатора она не работает, при этом следует отметить очень высокую чувствительность данного реле и следует отметить отсутствие каких-либо уставок в работе данные защиты.

На принятом типе трансформаторов применяем газовую защиту основанную на отечественном реле РГЧЗ.

17 РАСЧЕТ УСТРОЙСТВ МОЛНИЕЗАЩИТЫ ПС

В данном разделе рассматривается подробный расчет молниезащиты ПС 110/10 кВ «Игнатьево».

Схема представляет собой четыре стержневых молниеотвода, высотой 19 метров расположенных по периметру ПС. Рассмотрим подробно расчет молниезащиты от двух молниеотводов 1 – 2.

Эффективная высота [10]:

$$h_{эф} = 0,85 \cdot h \quad (77)$$

где h – высота молниеотвода (19 м)

$$h_{эф} = 0,85 \cdot 19 = 16,15$$

Радиус защиты на уровне земли:

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h = (1,1 - 0,002 \cdot 19) \cdot 19 = 20,18 \quad (78)$$

Радиус защиты на уровне земли на уровне линейного портала:

$$r_x = 1,6 \cdot h \cdot \frac{(h - h_x)}{(h + h_x)} = 1,6 \cdot 19 \cdot \frac{(19 - 11)}{(19 + 11)} = 9,19 \text{ (м)} \quad (79)$$

где h_x – высота защищаемого объекта (линейного портала) составляет 11 м.

Наименьшая высота внутренней зоны (система 1-2):

$$h_c = h - \frac{L}{7} = 19 - 47/7 = 12,28 \text{ (м)} \quad (80)$$

где L – расстояние между молниеотводами.

Половина ширины внешней зоны:

$$r_{cx} = 1,6 \cdot \frac{h_c - h_x}{1 + \frac{h_x}{h_c}} = 1,6 \cdot \frac{12,28 - 11}{1 + \frac{11}{12,28}} = 2,2$$

где h_x – высота защищаемого объекта (м).

Расчет системы 1 – 3.

Эффективная высота:

$$h_{эф} = 0,85 \cdot h \quad (81)$$

где h – высота молниеотвода (19 м)

$$h_{эф} = 0,85 \cdot 19 = 17,0$$

Радиус зоны защиты на уровне земли:

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h = (1,1 - 0,002 \cdot 19) \cdot 19 = 20,18 \text{ (м)} \quad (82)$$

Радиус защиты на уровне земли на уровне линейного портала:

$$r_x = 1,6 \cdot h \cdot \frac{(h - h_x)}{(h + h_x)} = 1,6 \cdot 19 \cdot \frac{(19 - 11)}{(19 + 11)} = 9,19$$

где h_x – защищаемая высота.

Наименьшая высота внутренней зоны:

$$h_c = h - \frac{L}{7} = 19 - \frac{21}{7} = 16,0 \text{ (м)}$$

где L – расстояние между молниеотводами в данном случае составляет 21 м.

Половина ширины внешней зоны:

$$r_{cx} = 1,6 \cdot \frac{h_c - h_x}{1 + \frac{h_x}{h_c}} = 1,6 \cdot \frac{16,0 - 11}{1 + \frac{11}{16,0}} = 5,73$$

где h_x – высота защищаемого объекта (м).

Результаты расчета приведены в таблице 24.

Таблица 24 – Расчет молниезащиты ПС «Игнатьево»

Пара молниеотводов	L (м)	H (м)	hэф (м)	hc (м)	r0 (м)	rx (м)	rcx (м)
1 - 2	47,0	19	16,15	12,28	20,18	9,19	2,2
1 - 3	21,0	19	16,15	16,0	20,18	9,19	5,73
3 - 4	47,0	19	16,15	12,28	20,18	9,19	2,2
2 - 4	29,0	19	16,15	14,65	20,18	9,19	4,51

18 РАСЧЕТ УСТРОЙСТВ ЗАЗЕМЛЕНИЯ

Выполняем расчет системы искусственного заземления из условия максимального значения сопротивления заземлителя 0,5 Ом.

Размеры ПС «Игнатьево»

$$A = 65 \text{ (м)}$$

$$B = 36 \text{ (м)}$$

Удельное сопротивление первого грунта ПС «Игнатьево»
 $\rho_1 = 50 \text{ (Ом/м)}$

Площадь контура:

$$S = (A + 3) \cdot (B + 3) = (65 + 3) \cdot (36 + 3) = 2652 \text{ (м}^2\text{)}. \quad (83)$$

Удельное сопротивление второго грунта:

$$\rho_2 = \rho_1 \cdot \psi = 50 \cdot 2,7 = 135 \text{ (Ом/м)}. \quad (84)$$

где - ψ - коэффициент сезонности

Диаметр вертикальных электродов $d = 0,01$ м:

Сечение вертикальных электродов:

$$F = \frac{\pi \cdot d^2}{4} = \frac{3,14 \cdot 0,01^2}{4} = 7,85 \cdot 10^{-5} \text{ (м}^2\text{)}. \quad (85)$$

Проверка термической стойкости:

$$F_{mc} = \sqrt{\frac{I_M^2 \cdot T}{400 \cdot \beta}} = \sqrt{\frac{18,76^2 \cdot 5}{400 \cdot 21}} = 2,12 \cdot 10^{-5} \text{ (м}^2\text{)} \quad (86)$$

где - I_M - максимальный ток КЗ

T - максимальное время защиты (сек)

β - коэффициент термической стойкости.

Сечение прошло проверку

Проверка на коррозию:

$$S_{cp} = a_k \cdot \ln(240)^3 + b_k \cdot \ln(240)^3 + c_k \cdot \ln(240)^3 + d_k \quad (87)$$

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

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

$$F_{кор} = 3,14 \cdot S_{cp} \cdot (S_{cp} + d) = 3,14 \cdot 1 \cdot (1 + 0,01) \cdot 10^{-4} = 3,17 \cdot 10^{-4} \text{ (м}^2\text{)} \quad (88)$$

Сечение прошло проверку принимаем:

$$d = 0,022 \text{ (м)}$$

Сечение вертикальных электродов:

$$F = \frac{\pi \cdot d^2}{4} = \frac{3,14 \cdot 0,022^2}{4} = 3,79 \cdot 10^{-4} \text{ (м}^2\text{)} \quad (89)$$

Расстояние между полосами горизонтальных электродов:

$$l_{nn} = 5 \text{ (м)}$$

Общая длина полос в сетке

$$L_n = \frac{(A+3)}{l_{nn}}(B+3) + \frac{(B+3)}{l_{nn}}(A+3) \quad (90)$$

$$L_n = \frac{(65+3)}{5}(36+3) + \frac{(36+3)}{5}(65+3) = 1060,8 \text{ (м)}$$

Число ячеек

$$m = \frac{L_n}{2 \cdot \sqrt{S}} = \frac{1060,8}{2 \cdot \sqrt{2652}} = 10,9 \quad (91)$$

Принимаем число ячеек: $m = 11$

Длина стороны ячейки

$$L_{\text{я}} = \frac{\sqrt{S}}{m} = \frac{\sqrt{2652}}{11} = 4,68 \text{ (м)}. \quad (92)$$

Длина горизонтальных полос:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S}(m+1) = 2 \cdot \sqrt{2652}(11+1) = 1235,9 \text{ (м)} \quad (93)$$

Количество вертикальных электродов:

$$n_{\text{е}} = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{10 \cdot \sqrt{2}} = \frac{4 \cdot \sqrt{2652}}{10 \cdot \sqrt{2}} = 14,56 \quad (94)$$

Принимаем: $n_{\text{е}} = 15$

Принимаем длину электродов:

$$l_{\text{е}} = 2,5 \text{ (м)}$$

Стационарное сопротивление заземлителя:

$$R_c = \rho l \cdot \left(A \frac{1}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + l_{\text{е}} \cdot n_{\text{е}}} \right) = 50 \cdot \left(0,42 \frac{1}{\sqrt{2652}} + \frac{1}{1235,9 + 2,5 \cdot 15} \right) = 0,447 \text{ (Ом)} \quad (95)$$

где - A - вспомогательный коэффициент.

Вспомогательный коэффициент:

$$\alpha u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\beta + 320) \cdot (I_M + 45)}} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{2652}}{(21 + 320) \cdot (8,73 + 45)}} = 1,11 \quad (96)$$

$$R_u = R_c \cdot \alpha u = 0,447 \cdot 1,11 = 0,496 \text{ (Ом)} \quad (97)$$

Сопротивление заземлителя не превышает нормативного значения 0,5 Ом, расчет окончен.

19 ЗАЩИТА ПОНИЖАЮЩИХ ТРАНСФОРМАТОРОВ 10/0,4 КВ

Все электрооборудование относящиеся к распределительным сетям должно быть защищено от возникновения аварийной ситуации которая может возникать либо в различное время, в частности это перенапряжения, либо различные короткие замыкания также другие к примеру погодные условия.

Поэтому в данном разделе рассматриваются различные типы защиты которые защищают комплектные трансформаторные подстанции от различного рода коротких замыканий в частности однофазных и между витками одной фазы также, от двухфазных, двух-фазных на землю и трехфазных коротких замыканий в разделе рассматриваются так же защита от внутренних повреждений в частности пожар в стали.

Устройством для защиты комплектных трансформаторных подстанций со стороны высокого напряжения являются предохранители выполняемые на номинальное напряжение силового трансформатора в данном разделе это напряжение 10 киловольт. Данная схема защиты является очень надежной хотя и не очень точной по крайней мере при коротких замыканиях сопровождающихся большими токами она отработывает практически мгновенно и не позволяет вывести из строя такое дорогостоящее оборудование как силовой трансформатор. Данная защита работает по одному признаку, это превышение предельного значения тока надо током вставки при этом, чем значительнее это превышение тем быстрее будут отработывать предохранители. Основным недостатком данного типа защиты является то что они быстро не восстанавливаются так как автоматические выключатели, требуется их замена после устранения короткого замыкания.

20 АВТОМАТИЧЕСКИЙ ВВОД РЕЗЕРВА

В данном разделе рассмотрим устройство которое при различного рода аварийных ситуациях не позволяет оставлять потребителей подключенных шинам низкого напряжения подстанции «Игнатьево» без питания.

К данной ситуации могут относиться: аварийное отключение трансформаторов, питающих линий электропередач итд. Как указывалось ранее на подстанции «Игнатьево» имеется на стороне низкого напряжения распределительные устройства напряжением 10 кВ имеющее в составе две секции шин с устройством автоматического ввода резерва, данное устройство работает по принципу проверки отсутствия напряжения на рабочем источнике питания, если данный фактор подтверждается, то происходит отключение рабочего источника питания с одновременным включением резервного источника питания в частности это включение секционного выключателя 10 кВ.

Ввода резерва выполняется на реле минимального напряжения а также в более сложных схемах используются и другие типы реле при этом на работу устройства накладывается значительное количество требований в частности это проверка отказа рабочего источника питания и также эта система должна быть согласована с различными системами автоматики которые также находятся на подстанции «Игнатьево», дополнительным условием является его правильная работа которая не допускает включение повторно на короткое замыкание которое не было устранено, условием является необходимость правильного включения на резервный источник который будет иметь достаточное напряжение для работы потребителей так как также возможна ситуация когда на резервном источнике будет пониженное напряжение тогда все потребители будут отключены либо работать неправильно.

На ПС «Игнатьево» применяется современная система коммерческого и учета электрической энергии АСКУЭ

Указанная система использует современные системы предназначенные для измерения приборов учета электроэнергии а также снятия показаний с различных датчиков и приборов.

В ее обязанности входит также сбор и передач информации либо по нескольким каких-то каким точкам учета либо по объекту в целом. Данная система в полной мере позволяет непрерывно выполнять контроль за использованием энергоресурсов в частности электрической энергии которые отпускаются шин низкого напряжения подстанции источника питания «Игнатьево», система позволяет уменьшить затраты на потребление электрической энергии.

Особенностью данной системы является то что она позволяет снизить уровень расхода электрической энергии а также автоматизировать систему сбора данных по учету показаний приборов расхода электроэнергии. Наибольшее распространение данная система получила в распределительных электрических сетях где имеется значительное количество приборов учета электроэнергии и она позволяет в значительной степени снизить время по сбору данных с этих приборов.

В данную систему входят как отдельные счетчики также различная аппаратная часть предназначенная для сбора данных из указанных приборов. Система является автоматизированной и имеет на своей базе специальное программное обеспечение которое позволяет ей функционировать в полном объеме в автоматическом режиме.

Позволяет передавать данные потребителям необходимые для их работы, также в её функции входит измерени потребления электрической энергии в автоматическом режиме, она может снимать данные в определенный период времени с приборов учета, также она может выполнять контроль показаний за какой-либо определенный период в час, в неделю, в месяц и так далее.

Особенностью данной системы является то что она может контролировать расчёт непланового расхода электроэнергии например такое как хищение, в её функции также входит анализирование ситуации потребления электрической энергии и оперативную передачу информации при различного рода неисправностях либо сбоях в работе системы.

Область применения данной системы это жилые комплексы дачные, комплексы, различные промышленные предприятия в частности понижающие подстанции также электростанции и так далее.

Объём информации поступающей в систему может быть очень большим так например она может обслуживать до 2000 объектов одновременно зависимости от необходимости.

Самые необходимые функции данной системы это получение, обработка данных, регистрация различной информации, перемещение данных в архив также к особенностям относятся изменение формы информации преобразования её в другой вид который более привычен для оператора.

Также в состав данной схемы входит инфографика то есть предоставление информации в более удобном для оператора виде в частности это различные графики таблицы которые впоследствии можно будет перевести на бумажный носитель.

Рассмотрим основные преимущества данной системы это снижение энергопотребления также это контроль затрат электрической энергии в определенный период, можно выполнить анализ по различным цехом различным либо различным объектам независимо друг от друга и проанализировать насколько изменилась энергопотребление по каждому из них, в достоинства также можно включить полный контроль мощности предприятия получение значительно точного отчета учета данных также к достоинствам относится и возможность интеграции с персональным компьютером для получения более комплексной информации и считывание данных которые могут передаваться на экран монитора либо какого другого устройства.

22 ДУГОВАЯ ЗАЩИТА ШИН

На рассматриваемой ПС «Игнатьево» на распределительном устройстве низкого напряжения используется дуговая защита для снижения воздействия токов короткого замыкания на оборудование и оперативный персонал обслуживающий данную установку. Данная защита выполняется на основе блока «Дуга БЦ», рассмотрим его подробно.

Блоки "ДУГА-БЦ-10-02-22" и "ДУГА-БЦ-11-02-22" (в дальнейшем - блок) предназначены для защиты ячеек одной секции распределительного устройства (РУ) 0,4 - 35 кВ от дуговых замыканий. Блок предназначен для работы в составе устройства защиты от дуговых замыканий "ДУГА-МТ" совместно с регистраторами "ДУГА-О" "ДУГА-Ф" "ДУГА-Т" (далее - регистраторы) и датчиками дуговых замыканий (волоконно-оптическими, фототиристорными или клапанными, фототранзисторными).

Условия эксплуатации соответствуют нормативным. Питание блока "ДУГА-БЦ-10-02-22" может производиться от источника переменного (от 45 до 55 Гц), постоянного или выпрямленного тока. Номинальное напряжение питания 220 В. Диапазон напряжения питания от 88 до 264 В. Питание блока "ДУГА-БЦ-11-02-22" может производиться от источника постоянного тока. Номинальное напряжение питания 110 В. Диапазон напряжения питания от 44 до 132 В.

Блок обеспечивает формирование следующих выходных дискретных сигналов: - отключения вводного, резервного выключателей, выключателей трансформатора (ТР), выключателя магистрали резервного питания, секционного выключателя, выключателей отходящих фидеров (Ф); - "УРОВД" (на "УРОВП" блока, установленного для защиты соседней секции); - аварийной и предупредительной сигнализации ("Авария", "Отказ", "Неиспр.", "Вызов"); - свободно назначаемых ("Выход 1" и "Выход 2").

По состоянию входных дискретных сигналов "РПО раб. ввода", "РПВ раб. ввода", "РПО рез. ввода" и "РПВ рез. ввода" блок определяет следующие

состояния РУ (в соответствии с рисунком Б.11)): - "Автономное" (выключатель рабочего ввода включен, выключатель резервного ввода отключен); - "Резервное" (выключатель рабочего ввода отключен, выключатель резервного ввода включен); - "Секция в ремонте" (выключатели рабочего и резервного вводов отключены).

При одновременном наличии или отсутствии сигналов "РПО раб. ввода" и "РПВ раб. ввода" или "РПО рез. ввода" и "РПВ рез. ввода" свыше 10 секунд формируются сигналы "Неиспр. раб. ввода" и "Неиспр. рез. ввода" соответственно.

Для формирования команд селективного отключения выключателей при дуговых замыканиях отсеки ячеек РУ объединяют в различные зоны, соответствующие дискретным входам блока: - "ДЗ Ф" - зона отходящих фидеров; - "ДЗ раб. ввода" - зона ввода; - "ДЗ СБШ" - зона сборных шин; - "ДЗ раб. ВВ" - зона рабочего выключателя ввода; - "ДЗ рез. ВВ" - зона резервного выключателя ввода. Объединение отсеков в зоны производится путем объединения выходов регистраторов от соответствующих датчиков по схеме монтажное "ИЛИ" и подключением их на соответствующие дискретные входы блока.

Для исключения ложных срабатываний команды на отключение выключателей формируются только при одновременном наличии сигналов от регистраторов (входы "ДЗ Ф", "ДЗ раб. ввода", "ДЗ СБШ", "ДЗ раб. ВВ" или "ДЗ рез. ВВ") и сигналов от пусковых органов защит (в соответствии с рисунками Б.2 - Б.6).

В зону "ДЗ Ф" входят отсеки трансформаторов тока (кабельной сборки) всех ячеек отходящих фидеров, дуговое замыкание в которых может быть устранено отключением выключателей отходящих фидеров. Для селективного отключения отходящих фидеров должен быть введен программный ключ S1 "Селективное отключение фидеров" 2) . При наличии на входах блока сигналов "ДЗ Ф" и от пускового органа защит рабочего или резервного вводов в соответствии с вариантом схемы питания, формируется выходной сигнал "Откл. Ф" (в соответствии с рисунком Б.7). При длительности входного сигнала "ДЗ

Ф" более 2,5 с, для исключения ложных срабатываний, работа блока по зоне "ДЗ Ф" блокируется. После исчезновения

Если в течение времени уставки "ТУРОВ Ф" не произошло возврата пусковых органов защит, блок формирует внутренний сигнал "УРОВ Ф", действующий на отключение выключателя рабочего ввода (выходные сигналы "Откл. раб. ввода 1", "Откл. раб. ввода 2"), выключателя резервного ввода (выходные сигналы "Откл. рез. ввода 1", "Откл. рез. ввода 2") (в соответствии с рисунками Б.8, Б.9). Если программный ключ S1 не введен, зона "ДЗ Ф" программно объединяется с зоной "ДЗ СбШ", что позволяет, при необходимости, не меняя монтажа оперативно переключить режим селективного отключения отходящих фидеров на неселективное.

В зону "ДЗ СбШ" входят отсеки сборных шин, ячейки трансформаторов напряжения (ТН), все отсеки секционного разъединителя (при наличии на данной секции), отсеки выключателей ячеек отходящих фидеров, отсеки трансформаторов тока (кабельной сборки) ячеек отходящих фидеров (если не используется селективное отключение отходящих фидеров), шинный мост и прочие отсеки, дуговое замыкание в которых должно устраняться отключением выключателя рабочего или резервного ввода. При наличии на входах блока сигналов "ДЗ СбШ" и от пускового органа защит, в зависимости от схемы питания РУ, формируются выходные сигналы "Откл. раб. ввода 1", "Откл. раб. ввода 2", "Откл. рез. ввода 1" и "Откл. рез. ввода 2". При длительности входного сигнала "ДЗ СбШ" более 2,5 с, для исключения ложных срабатываний, работа блока по зоне "ДЗ СбШ" блокируется. После исчезновения входного сигнала "ДЗ СбШ" работа блока по зоне "ДЗ СбШ" автоматически восстанавливается. В блоке реализовано два варианта выявления отказов выключателей рабочего и резервного вводов с формированием сигнала "УРОВ": - вариант 1. Если были сформированы сигналы "Откл. раб. ввода 1" и "Откл. раб. ввода 2" и в течение времени уставки "ТУРОВ ВВ" не произошло возврата пусковых органов защит, блок формирует внутренний сигнал "Отказ ВВ", действующий на отключение трансформатора (выходные сигналы "Откл. ТР 1" и "Откл. ТР

2"). Если были сформированы сигналы "Откл. рез. ввода 1" и "Откл. рез. ввода 2" и в течение времени уставки "ТУРОВ РВ" не произошло возврата пусковых органов защит, блок формирует внутренний сигнал "Отказ РВ", действующий на отключение выключателя магистрали резервного питания и секционного выключателя (выходные сигналы "Откл. МРП", "Откл. СВ") (в соответствии с рисунком Б.10); – вариант 2. Если были сформированы сигналы "Откл. раб. ввода 1" и "Откл. раб. ввода 2" и в течение времени уставки "ТУРОВ ВВ" не произошло подтверждения отключения выключателя, блок формирует внутренний сигнал "Отказ ВВ", действующий на отключение трансформатора (выходные сигналы "Откл. ТР 1" и "Откл. ТР 2"). Если алгоритмом диагностики блока выявлена неисправность вводного выключателя, блок автоматически переключается на вариант 1. Если были сформированы сигналы "Откл. рез. ввода 1" и "Откл. рез. ввода 2" и в течение времени уставки "ТУРОВ РВ" не произошло подтверждение отключения выключателя, блок формирует внутренний сигнал "Отказ РВ", действующий на отключение выключателя магистрали резервного питания и секционного выключателя. Если алгоритмом диагностики блока выявлена неисправность выключателя резервного ввода, блок автоматически переключается на вариант 1. Выбор варианта осуществляется программным ключом S2 "УРОВ по наличию ДЗ/РПВ". При введенном программном ключе S2 блок работает по варианту 1. При проведении пусконаладочных работ, для снижения трудоемкости, рекомендуется применять вариант 2.

23 БЛОК МИКРОПРОЦЕССОРНОЙ ЗАЩИТЫ

На ПС «Игнатьево» в качестве устройства защиты присоединений с вакуумными выключателями принят блок БМРЗ, рассмотрим его подробно.

Возможности блока позволяют проектным и пусконаладочным организациям на основе логических сигналов типовых и фиксированных функциональных схем защит и автоматики учитывать индивидуальные особенности проекта защищаемого присоединения.

Программное обеспечение, созданное предприятием-изготовителем, является базовым функциональным программным обеспечением (далее - БФПО), в нем реализуются функции защит и автоматики, сигнализации, сервисные функции и функции диагностики блока. Изменение БФПО осуществляется только на предприятии-изготовителе.

Дополнительные функциональные схемы, создаваемые для учета индивидуальных особенностей проекта защищаемого присоединения, входят в состав программного модуля конфигурации (далее - ПМК). Для создания ПМК следует использовать программный комплекс "Конфигуратор - МТ". ПМК включает в себя: - уставки защит и автоматики; - дополнительные функциональные схемы ПМК (далее - схемы ПМК); - настройки связи блока с АСУ/ПЭВМ; - настройки функций синхронизации времени блока; - настройки таблицы подключений блока; - настройки таблицы назначений блока.

Таблица подключений блока позволяет использовать дискретные входы для привязки их к входным сигналам функциональных схем БФПО

Таблица назначений блока позволяет: - использовать свободно назначаемые выходные реле для привязки к ним сигналов с дискретных входов блока; - использовать свободно назначаемые выходные реле для привязки к ним логических сигналов функциональных схем; - создавать дополнительные записи для журнала сообщений и журнала аварий; - выполнять настройку светоизлучающих диодов (светодиодов); - выполнять настройку состава осциллограмм.

В комплект поставки блока входит пример реализации ПМК, созданный предприятием-изготовителем в соответствии с рисунком А.4 приложения А.

Выходные сигналы функциональных схем БФПО и схем ПМК могут быть использованы в таблице назначений блока, а также переданы в АСУ. Выходные сигналы функциональных схем БФПО могут быть использованы для создания схем ПМК.

Программный комплекс "Конфигуратор - МТ" предоставляет возможность установки паролей для разделения на следующие уровни доступа: служба РЗА (изменение уставок, просмотр и управление) и служба АСУ (изменение коммуникационных настроек).

Для создания дополнительных функциональных схем, учитывающих особенности проекта защищаемого присоединения, доступны следующие элементы: - дискретные входы, перечень которых приведен в таблице 3; - кнопки лицевой панели "F1" и "F2"; - входные сигналы АСУ, перечень которых приведен в таблице 7; - входные сигналы функциональных схем, - выходные сигналы функциональных схем; - свободно назначаемые дискретные выходы, Назначение дискретных входов в таблице подключений блока производится в виде перекрестной связи между дискретным входом (графа) и входным сигналом функциональных схем БФПО (строка) (пример назначения свободно назначаемого дискретного входа "[Я6] Вход" на входной сигнал функциональных схем БФПО "Квитир. внеш."). Допускается прямое или инверсное подключение дискретного входа.

Функции защиты

Токовая отсечка (ТО)

ТО предназначена для быстрой ликвидации междуфазных коротких замыканий.

ТО выполняется с контролем трех фазных токов. Схема подключения аналоговых сигналов, в случае установки трансформаторов тока в двух фазах подключение к блоку осуществляется в соответствии с типовой инструкцией

Ступени ТО могут быть введены в действие программными ключами S101 и S102 для первой и второй ступени соответственно.

Предусмотрена возможность работы первой и второй ступени ТО с контролем от реле направления мощности (РНМ). Ввод РНМ производится программными ключами S143, S145 для первой и второй ступени соответственно. Предусмотрен выбор варианта работы ТО при прямом или обратном направлении мощности. Выбор варианта осуществляется программными ключами S144, S146 для первой и второй ступени соответственно.

При междуфазных коротких замыканиях вблизи места установки защиты, сопровождающихся значительным снижением напряжения, подводимого к реле (ниже 7 В), РНМ работает "по памяти". В этом случае на реле в течение 200 мс сохраняется фаза напряжения предаварийного режима. По истечении 200 мс состояние РНМ фиксируется. Возврат РНМ осуществляется при восстановлении значения напряжения выше 7 В. Для готовности работы РНМ "по памяти" необходимо наличие на зажимах РНМ напряжения выше 9 В в течение не менее 60 мс.

При неготовности РНМ работать "по памяти" формируется логический сигнал "недост.", ступени ТО работают в ненаправленном режиме.

Для блокировки пуска ступеней ТО предусмотрены логические сигналы "ТО 1 блок." и "ТО 2 блок.". Блокировка осуществляется наличием логической единицы.

Максимальная токовая защита (МТЗ)

МТЗ предназначена для защиты от междуфазных коротких замыканий и перегрузки защищаемого присоединения. Первая ступень имеет независимую или зависимую времятоковую характеристику. Вторая ступень имеет независимую времятоковую характеристику.

Ступени МТЗ могут быть введены в действие программными ключами S103 и S104 для первой и второй ступени соответственно.

Выбор времятоковой характеристики производится программным ключом S109 (по умолчанию первая ступень МТЗ выполняется независимой).

Блок обеспечивает возможность работы первой ступени с четырьмя типами обратозависимых времятоковых характеристик:

Для зависимой характеристики возможен выбор одной из четырёх зависимых времятоковых характеристик.

Тип времятоковой характеристики задаётся уставкой в программном комплексе "Конфигуратор - МТ" при выборе типа обратозависимой времятоковой характеристики.

Вторая ступень МТЗ может быть использована с действием на отключение и сигнализацию или с действием только на сигнализацию. Ввод действия второй ступени МТЗ на отключение производится программным ключом S117.

Для первой ступени МТЗ с независимой времятоковой характеристикой может быть введен пуск по напряжению (программный ключ S122 - ввод контроля линейного напряжения и программный ключ S123 - ввод комбинированного пуска с контролем напряжения обратной последовательности и линейного напряжения). Условием пуска первой ступени МТЗ является снижение любого линейного напряжения ниже уставки "МТЗ РН U1" или увеличение напряжения обратной последовательности выше уставки "МТЗ РН U2". При использовании комбинированного пуска МТЗ по напряжению применять уставки по времени менее 0,1 с не рекомендуется.

Для вывода контроля исправности цепей напряжения необходимо ввести программный ключ S150.

Предусмотрена возможность работы первой ступени МТЗ с контролем от РНМ. Ввод РНМ производится программным ключом S147. При использовании направленной МТЗ предусмотрен выбор варианта её работы при прямом или обратном направлении мощности. Выбор варианта осуществляется программным ключом S148.

Для блокировки первой или второй ступени МТЗ предусмотрены логические сигналы "МТЗ 1 ст. блок." и "МТЗ 2 ст. блок." соответственно.

Ускорение МТЗ (УМТЗ)

УМТЗ предназначено для ускорения действия первой ступени МТЗ при включении выключателя и коротком замыкании в защищаемой зоне. УМТЗ может быть введено в действие программным ключом S106.

После исчезновения сигнала "РПО" в течение 1 с и при пуске первой ступени МТЗ с выдержкой времени "УМТЗ Т" выдается сигнал на отключение выключателя в соответствии рисунком Б.3.

Предусмотрена блокировка УМТЗ (программный ключ S160) по наличию напряжений на секции шин и до вводного выключателя.

Для блокировки работы УМТЗ предусмотрен сигнал "УМТЗ блок."

Логическая защита шин (ЛЗШ)

ЛЗШ предназначена для ускорения действия МТЗ выключателя источника питания при коротком замыкании на шинах присоединения. 4.1.4.2 Ввод в работу ЛЗШ осуществляется программным ключом S128 (в соответствии с рисунком Б.3).

Организация ЛЗШ представлена в руководстве по эксплуатации ДИВГ648228.029 РЭ.

Подключение датчиков логической защиты шин может быть выполнено при параллельном или последовательном соединении, выбор осуществляется программным ключом S149. По умолчанию блок реализует схему с последовательным соединением датчиков логической защиты шин.

При получении сигнала от датчиков ЛЗШ (пуск МТЗ присоединений, питающих нагрузку) первая ступень МТЗ действует с выдержкой времени, выбранной по условию селективности. При отсутствии сигнала от датчиков ЛЗШ и пуске первой ступени МТЗ срабатывание МТЗ происходит с уставкой по времени "ЛЗШ Т".

Блок обеспечивает контроль исправности шинки ЛЗШ - при наличии сигнала от датчиков ЛЗШ в течение 180 с блок выдает сигнал "Вызов".

При расчете уставок по времени необходимо учитывать время обработки блоком входных дискретных сигналов. При использовании ЛЗШ не рекомендуется устанавливать значение выдержки первой ступени МТЗ менее 0,1 с.

Дуговая защита (ДгЗ)

ДгЗ предназначена для защиты от дуговых коротких замыканий внутри отсека ячейки. ДгЗ обладает абсолютной селективностью. Блок реализует функцию дуговой защиты. Дуговая защита выполняется с помощью входного логического сигнала "ДгЗ". Дуговая защита может быть реализована с контролем тока (программный ключ S130). Срабатывание дуговой защиты действует на отключение выключателя.

Блок выполняет контроль исправности цепи ДгЗ. При длительном, более 2,5 с, наличии входного сигнала "ДгЗ" срабатывает реле "Вызов".

Защита от потери питания (ЗПП)

ЗПП предназначена для выявления потери питания и отключения при подпитке во внешнюю сеть.

ЗПП может быть введена в действие программным ключом S42.

Пуск защиты происходит при условии снижения частоты ниже уставки "ЗПП РЧ1", при значении хотя бы одного из фазных токов выше уставки "ЗПП РТ" и отсутствии прямого направления мощности. ЗПП срабатывает по окончании выдержки времени "ЗПП Т" и действует на отключение и сигнализацию.

При введенном ключе S400 пуск защиты происходит при условии снижения частоты ниже уставки "ЗПП РЧ2" с контролем включенного положения выключателя.

В блоке предусмотрен ввод контроля прямого направления мощности (характеристика РНМ аналогична характеристике РНМ алгоритмов ТО и МТЗ) при включении (при условии снижения частоты ниже уставки "ЗПП РЧ1") программным ключом S401. Пуск защиты происходит при условии снижения частоты ниже уставки "ЗПП РЧ1" и значениях фазных токов, не превышающих уставку "ЗПП РТ".

При срабатывании алгоритма контроля неисправности цепей напряжения работа алгоритма ЗПП блокируется.

Для блокировки работы ЗПП предусмотрен сигнал "ЗПП блок".

Защита от однофазных замыканий на землю (ОЗЗ) 4.1.7.1 ОЗЗ выполнена с контролем напряжения $3U_0$ и вводится в действие программным ключом S24.

ОЗЗ действует на отключение и сигнализацию или только на сигнализацию (программный ключ S21) с выдержкой времени "ОЗЗ Т".

Защита от обрыва фазы и несимметрии нагрузки (ЗОФ)

ЗОФ выполнена с контролем тока обратной последовательности. Предусмотрена возможность работы с контролем отношения тока обратной последовательности к току прямой последовательности (программный ключ S995) (в соответствии с рисунком Б.7).

ЗОФ вводится в действие программным ключом S41.

ЗОФ действует на отключение и сигнализацию или только на сигнализацию (программный ключ S40) с выдержкой времени "ЗОФ Т".

Функции автоматики и управления выключателем

Схема подключения блока к различным типам выключателей представлена в руководстве по эксплуатации

Устройство резервирования при отказе выключателя (УРОВ)

Блок обеспечивает работу алгоритма устройства резервирования при отказе выключателя присоединения (УРОВ)).

УРОВ вводится программным ключом S44. Пуск УРОВ происходит: - при срабатывании ступеней ТО; - при срабатывании ступеней МТЗ, действующих на отключение; - по назначаемому логическому сигналу "Откл. от УРОВ" от нижестоящей защиты; - по сигналу срабатывания дуговой защиты; - по сигналу срабатывания УМТЗ; - по сигналу срабатывания ЛЗШ. Срабатывание УРОВ выполняется с задержкой времени, определяемой уставкой "УРОВ Т". Возврат УРОВ осуществляется по снижению тока ниже уставки "УРОВ РТ".

В блоке реализована возможность (программный ключ S451) выдачи сигнала срабатывания УРОВ без учета выдержки времени "УРОВ Т" по сигналам

лу "SF6 блок. упр.". Данный сигнал подключается от внешнего устройства контроля давления элегаза.

Для блокировки работы алгоритма УРОВ предусмотрен назначаемый логический сигнал "УРОВ блок."

При поступлении сигнала "Откл. от УРОВ" выдается команда на отключение выключателя без выдержки времени

Автоматическое повторное включение (АПВ)

Блок обеспечивает выполнение двукратного АПВ (в соответствии с рисунком Б.9). Первый и второй циклы АПВ могут быть введены в действие программными ключами S311, S31 соответственно. Время готовности АПВ после включения выключателя определяется временем готовности выключателя к выполнению операции включения и задается уставкой "АПВ ТЗ". Пуск АПВ происходит при: - срабатывании ТО; - срабатывании МТЗ; - самопроизвольном отключении (СО) выключателя (программный ключ S33 введен, программный ключ S58 выведен); - наличии сигнала "АПВ от ВнЗ"; - срабатывании УМТЗ; - срабатывании ЛЗШ (программный ключ S35). АПВ блокируется при: - обнаружении системой диагностики неисправности выключателя; - оперативном отключении выключателя; - срабатывании УРОВ; - наличии сигнала "Откл. от УРОВ"; - наличии сигнала "АПВ запрет"; - срабатывании защиты от дуговых замыканий; - срабатывании ТО (программный ключ S317); - срабатывании УМТЗ (программный ключ S318). - пуске ОЗЗ (программный ключ S32 - действует только на второй цикл АПВ).

Время контроля результатов АПВ составляет 120 с после выдачи команды на включение выключателя. Если в течение контрольного времени происходит отключение выключателя, цикл считается неуспешным.

Автоматическое включение резерва (АВР)

Блок обеспечивает автоматическое включение резерва (в соответствии с рисунком Б.10) с выдержкой времени или без выдержки времени. Функция АВР вводится программным ключом S50.

При включенном положении выключателя условием пуска АВР с выдержкой времени является: - уровень напряжений U_{AB} и U_{BC} ниже уставки "АВР РН1 Ул" и уровень напряжения $U_{ВНР}$ (программный ключ S57) ниже уставки "АВР РН2 Ул"; - напряжение U_2 выше уставки "АВР РН U_2 " (программный ключ S506); - снижение частоты ниже уставки "АВР РЧ" (программный ключ S505).

После отработки выдержки времени "АВР Т1", при наличии сигнала "АВР разрешен" от питающего присоединения соседней секции, выдается команда на отключение выключателя ввода. При появлении дискретного сигнала "РПО" выдается команда на включение секционного выключателя ("Реле вкл. СВ") длительностью 0,8 с. Работа АВР блокируется при: - наличии сигнала "АВР запрет"; - срабатывании ТО; - срабатывании МТЗ на отключение; - срабатывании УМТЗ; - срабатывании ЛЗШ; - срабатывании дуговой защиты; - выполнении АПВ; - обнаружении системой диагностики неисправности выключателя; - наличии логического сигнала "Откл. от УРОВ"; - неисправности в цепях трансформатора напряжения (программный ключ S110). Предусмотрена возможность выполнения АВР без выдержки времени (если нет условий блокировки АВР) при самопроизвольном отключении выключателя (программный ключ S58).

В блоке для выполнения АВР предусмотрен ввод контроля работы ЗПП (программный ключ S504) с регулируемой длительностью импульса с уставкой "АВР Т3".

В блоке для выполнения АВР при отключении выключателя по алгоритмам пользователя предусмотрен сигнал "АВР от ВнЗ". АВР по сигналу "АВР от ВнЗ" выполняется с выдержкой времени "АВР Т2".

Автоматическое восстановление схемы нормального режима (ВНР)

Блок обеспечивает автоматическое восстановление схемы нормального режима (ВНР) после АВР. ВНР выполняется только при подключении к блоку напряжения, снимаемого до выключателя ввода ($U_{ВНР}$). ВНР может быть введено программными ключами S50 (ввод АВР) и S51 (ввод ВНР).

После восстановления напряжения UBHP и обработки выдержки "ВНР Т1" блок выдает команду на включение вводного выключателя и через 0,5 с формирует команду отключения секционного выключателя ("Реле откл. СВ") длительностью 0,8 с. При введенном программном ключе S511 после восстановления напряжения UBHP и обработки выдержки "ВНР Т1" блок выдает команду отключения секционного выключателя ("Реле откл. СВ") длительностью 0,8 с и через время, задаваемое уставкой "ВНР Т2", команду на включение вводного выключателя при условии отсутствия напряжения на шинах.

Блок обеспечивает однократность действия ВНР. Время контроля - 120 с. Если в течение контрольного времени происходит отключение выключателя, ВНР считается неуспешным. Действие ВНР блокируется в тех же случаях, что и АВР, а также при срабатывании защит ввода (контроль срабатывания ЗПП вводится программным ключом S43 в соответствии с рисунком Б.16).

Разрешение АВР (РАВР)

Блок формирует выходной логический сигнал "Реле Разреш. АВР" который может быть назначен на свободное выходное реле. Внешними цепями данный сигнал необходимо подключить к блоку смежного ввода на сигнал "АВР разрешен". Сигнал "Реле Разреш. АВР" выдается при наличии напряжений UAB и UBC выше уставки "РАВР РН1 Ул" и напряжения UBHP (программный ключ S57) выше уставки "РАВР РН2 Ул". Выдача сигнала "Реле Разреш. АВР" блокируется при: - наличии напряжения обратной последовательности U2 (программный ключ S501) выше уставки "РАВР РН U2"; - пуске ОЗЗ (программный ключ S55); - снижении частоты ниже уставки РАВР РЧ (программный ключ S59); - обнаружении системой диагностики неисправности выключателя.

Функции управления выключателем и другие функции автоматики

Описание функций управления выключателем, а также рекомендованная схема подключения блока к различным видам выключателей приведены в руководстве по эксплуатации ДИВГ.648228.029 РЭ. Алгоритмы отключения и

включения выключателя выполняются в соответствии с рисунками Б.13, Б.14, Б.15, Б.16.

Формирование команд управления выключателем делится на: - оперативное управление; - управление по срабатыванию защит и автоматики.

Оперативное управление выключателем

Управление выключателем (включение и отключение) возможно только в одном режиме управления в один момент времени. Блок допускает три режима управления: - местное управление кнопками на пульте (МУ); - дистанционное управление по дискретным сигналам; - дистанционное управление по сигналам АСУ.

Изменение режима управления "Местное" – "Дистанционное" происходит при нажатии кнопки "МУ" на лицевой панели. При местном режиме управления горит светодиод "МУ" на лицевой панели. Местное управление выключателем осуществляется с кнопок "ВКЛ" и "ОТКЛ" на лицевой панели.

При местном управлении формирование команд включения и отключения выключателя возможно только с пульта, команды по дискретным сигналам и по каналам АСУ блокируются.

При введенном программном ключе S781 режим управления "Местное" блокируется, управление выключателем осуществляется по дискретным сигналам или сигналам АСУ.

Дистанционное оперативное управление по дискретным сигналам "ОУ Включить", "ОУ Отключить" осуществляется при отсутствии сигнала на логическом входе "ОУ".

При введенном программном ключе S780 команда отключения по дискретному входу "ОУ Отключить" выполняется вне зависимости от выбранных режимов оперативного управления.

Дистанционное оперативное управление по сигналам АСУ осуществляется при наличии сигнала на логическом входе "ОУ". При этом оперативное управление выключателем осуществляется по сигналам АСУ "АСУ_Включить", "АСУ_Отключить".

Включение выключателя

Включение выключателя осуществляется замыканием выходного реле "Включить", контакт которого рекомендуется последовательно соединить с внешним промежуточным реле, управляющим электромагнитом включения.

Выдача команды включения блокируется при: - наличии команды отключения выключателя; - обнаружении системой диагностики неисправности выключателя; - отсутствии или наличии сигнала (программный ключ S712) на дискретном входе "Ав. ШП/Пружина"; - наличии назначаемых сигналов "SF6 блок. упр." или "Включение блок."

Дискретный вход "Ав. ШП/Пружина" предназначен для подключения: - контакта положения автоматического выключателя питания цепи включения выключателя с зависимым типом привода (электромагнит включения); - контакта взведенной пружины, в случае применения выключателя с независимым типом привода (включение осуществляется предварительно взведенной пружиной). Программный ключ S712 предназначен для возможности использования размыкающих контактов положения автоматического выключателя или взведенной пружины.

Реле "Включить" удерживается во включенном состоянии до выполнения команды (появление сигнала "РПВ"). В блоке предусмотрена возможность выдачи импульсной команды включения длительностью "Вкл. Тимп". Длительность уставки "Вкл. Тимп" должна быть больше собственного времени включения выключателя, но меньше времени термической стойкости электромагнита включения. Ввод импульсного способа выдачи команды включения производится программным ключом S710.

Блок обеспечивает контроль синхронизма (КС) между напряжением секции шин и напряжением до вводного выключателя (ко входу УВНР необходимо подключить УВС трансформатора напряжения (ТН), устанавливаемого до вводного выключателя) при: - оперативном включении (РВ) (программный ключ S631) (блокировка КС при РВ без напряжений вводится программным ключом S634); - АПВ (программный ключ S632); - ВНР (программный

ключ S633). Для обеспечения синхронизма двух напряжений необходимо выполнение следующих условий: - напряжения должны превышать уставку "Синх. U>"; - напряжение на сборных шинах U2 должно быть меньше уставки "Синх. U2<"; - разность действующих значений напряжений должна быть меньше уставки "Синх. dU"; - разность частот напряжений должна быть меньше уставки "Синх. dF"; - модуль угла между напряжениями должен быть меньше уставки "Синх. Ф".

Сравнение действующих значений напряжений производится по первичным значениям. При разных коэффициентах трансформации необходимо задать коэффициенты трансформации трансформаторов напряжения. При разных соединениях обмоток трансформаторов напряжения необходимо компенсировать поворот фазы уставкой "Синх. Фпов". При определении угла между напряжениями UBC и UBHP, напряжение UBHP поворачивается на угол, равный "Синх. Фпов.", в положительном направлении (против часовой стрелки). При формировании сигнала "Включение с КС" на время, определяемое уставкой "СИНХР Т", осуществляется пуск алгоритма КС. Если в течение этого времени настает синхронизм двух напряжений, выдается команда на включение выключателя. В противном случае, работа алгоритма прекращается, в журнале аварий формируется запись "Отсутствие синхронизма при попытке включения". При вводе отличного от нуля значения уставки "ТВКЛ. СОБСТ.", задающей собственное время включения выключателя, активизируется функция улавливания синхронизма. Команда включения выключателя выдается с упреждением момента наступления синхронизма напряжений на время "ТВКЛ. СОБСТ.". При использовании ВНР с КС необходимо согласовать уставку "ВНР РН Ул" и уставку "Синхр. U>". При использовании АПВ с КС время включения выключателя может увеличиться на время, определяемое уставкой "СИНХР Т".

Отключение выключателя

Отключение выключателя осуществляется замыканием выходного реле "Отключить", контакт которого рекомендуется последовательно соединить с внешним промежуточным реле, управляющим электромагнитом отключения.

Выдача команды отключения блокируется при наличии назначаемого сигнала "SF6 блок. упр." (сигнал снижения давления элегаза).

При срабатывании защит ЗОФ, первой ступени ОЗЗ, ДгЗ, ТО, действующих на отключение, возможна блокировка оперативного включения (программные ключи S985, S986, S987, S988 соответственно), сброс блокировки осуществляется квитированием сигнализации.

Реле "Отключить" удерживается во включенном состоянии до исчезновения сигнала на отключение выключателя и выполнения команды отключения (наличие сигнала "РПО" в течение времени "Откл. Т"). В блоке предусмотрена возможность выдачи импульсной команды отключения длительностью "Откл. Тимп". Длительность уставки "Откл. Тимп" должна быть больше собственного времени отключения выключателя, но меньше времени термической стойкости электромагнита отключения. Ввод импульсного способа выдачи команды отключения производится программным ключом S710.

Блок обеспечивает обнаружение СО выключателя

Функции сигнализации

В блоке предусмотрено формирование сигналов "Авар. откл." , "Вызов" "Отказ БМРЗ" и "Неиспр. выкл, "Q включен" и "Q отключен".

В блоке предусмотрен вывод срабатывания выходного реле "Вызов" при: срабатывании второй ступени МТЗ (программный ключ S800); срабатывании ЗОФ (программный ключ S801); СО выключателя (программный ключ S802); неисправности выключателя (программный ключ S803); неисправности ТН (программный ключ S804); снижении давления элегаза (программный ключ S805); срабатывании ОЗЗ (программный ключ S806); срабатывании ЗПП (программный ключ S821); отключении по АВР (программный ключ S822); неуспешном ВНР (программный ключ S823); неисправности цепей напряжения UBНР (программный ключ S824).

Квитирование сигнализации производится с пульта нажатием кнопки "КВИТ", по сигналу "Квитир. внеш." или подачей соответствующей команды от АСУ или ПЭВМ (в соответствии с рисунком Б.18).

Блок реализует алгоритм контроля цепей ТН. Алгоритм контроля цепей ТН позволяет определять обрывы цепей напряжения. При неисправности цепей ТН через время "КЦН Т" выдается сигнал "Реле Вызов". Ввод контроля цепей ТН производится программным ключом S711. Контроль положения автоматического выключателя цепей напряжения осуществляется сигналом "Ав. ТН. откл.", при отсутствии сигнала осуществляется срабатывание алгоритма контроля неисправности ТН без выдержки времени. При исправных цепях ТН и протекании тока через выключатель в блоке может быть осуществлена диагностика цепей UBHP. Для ввода диагностики необходимо ввести программный ключ S721. Диагностика осуществляется по факту наличия напряжения на шинах и отсутствия напряжения UBHP. При использовании функции КС (программные ключи S631, S632, S633) диагностика осуществляется по факту наличия синхронизма напряжений на шинах и напряжения UBHP.

Блок осуществляет контроль цепей положения выключателя, при одинаковом сигнале на дискретных входах "РПО" и "РПВ" с выдержкой времени выдается сигнал неисправности цепей выключателя. При наличии двух электромагнитов отключения предусмотрен сигнал "РПВ 2", ввод в действие осуществляется программным ключом S416.

Блок осуществляет контроль выполнения операций включения и отключения, при длительном выполнении операции выдается сигнал неисправности выключателя.

Блок осуществляет контроль положения автоматического выключателя цепи питания включения выключателя (зависимый привод) или превышения времени взвода пружины (независимый привод). С выдержкой времени "Неисп Т2" выдается сигнал неисправности выключателя. Выбор типа привода осуществляется программным ключом S713, по умолчанию осуществляется контроль времени взвода пружины. Программный ключ S712 предназначен

для возможности использования размыкающих контактов положения автоматического выключателя или взведенной пружины.

При получении сигнала "SF6 блок. упр." выдается сигнал неисправности выключателя.

При срабатывании алгоритма УРОВ выдается сигнал неисправности выключателя.

В блоке обеспечивается формирование сигналов положения выключателя бесконтактным выходом "Q включен" и "Q отключен".

Сигнал "Выкл. отключен" выдается при отключенном положении выключателя. При ручном отключении выключателя сигнал выдается постоянно, если выключатель отключен действием защит или автоматики - выдается мигающий сигнал с частотой 1 Гц. Сигнал "Выкл. включен" выдается при включенном положении выключателя. При оперативном включении выключателя сигнал выдается постоянно, если выключатель был включен по действию автоматики - выдается мигающий сигнал с частотой 1 Гц. Сигналы "Q включен" и "Q отключен" приводятся в состояния, соответствующие положению выключателя, при квитировании, ручном включении (РВ) и ручном отключении (РО) соответственно. Бесконтактные выходы "Q включен" и "Q отключен" предназначены для коммутации активной нагрузки постоянного или переменного тока. При коммутации индуктивной нагрузки постоянного тока необходимо у нагрузки устанавливать демпфирующие диоды. При коммутации емкостной нагрузки или ламп накаливания мощностью более 15 Вт необходимо ограничивать импульс тока до 0,7 А.

Вспомогательные функции

Измерение параметров сети

Блок обеспечивает измерение или вычисление: - действующих значений токов фаз IA, IB, IC; - действующих значений линейных напряжений UAB, UBC, UCA и напряжения UBHP; - углов между действующими значениями фазных токов и линейных напряжений IA,UBC, IB,UCA, IC.,UAB; - cos φ, активной P, реактивной Q и полной S мощностей; - действующих значений

напряжения нулевой последовательности $3U_0$; - действующих значений напряжения и тока обратной последовательности U_2, I_2 ; - действующих значений напряжения и тока прямой последовательности U_1, I_1 ; - отношения токов обратной и прямой последовательностей I_2/I_1 ; - частоты F .

Блок отображает действующие значения первой гармонической составляющей напряжений и токов.

Отображение активной P , реактивной Q и полной S мощностей на дисплее блока, в программном комплексе "Конфигуратор - МТ", в АСУ осуществляется в киловаттах (кВт), киловольт-амперах реактивных (квар) и киловольт-амперах (кВ·А) соответственно.

Измерение частоты производится при значениях одного из линейных напряжений U_{BC}, U_{AB} , превышающих 2 В (вторичное значение). При снижении напряжений ниже порога измерения частоты блок автоматически переходит на измерение частоты по каналам тока I_A, I_B, I_C , превышающим 0,25 А (вторичное значение). При восстановлении одного из напряжений U_{BC}, U_{AB} выше 2 В блок автоматически переходит на измерение частоты по каналам напряжения.

Блок обеспечивает контроль фазировки. При неодинаковой фазировке цепей тока и напряжения мигает зеленый светодиод "ГОТОВ" и желтый светодиод "ВЫЗОВ" на пульте блока, в журнале сообщений формируется запись с текстом "Неправильная фазировка".

В блоке реализован набор дополнительных элементов, предназначенных для построения алгоритмов функций защит и автоматики в составе ПМК: набор пусковых органов с регулируемыми уставками, набор уставок по времени и набор программных ключей. Описание дополнительных элементов приведено в приложении В.

Переключение программ уставок

Блок обеспечивает ввод и хранение двух программ уставок.

Переключение программ уставок может производиться по входному сигналу "Программа 2" или по направлению мощности. Переключение про-

грамм уставок возможно только одним способом в один момент времени. По умолчанию переключение программ уставок осуществляется по входному сигналу "Программа 2". Для ввода режима смены программы уставок по направлению мощности необходимо ввести программный ключ S85.

24 ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

24.1 Юридический статус проектируемого объекта

Собственником вводимого имущества будет являться ОАО «Дальневосточная распределительная сетевая компания».

24.2 Жизненный цикл объекта

Жизненный цикл объекта состоит из следующих стадий:

- проектирование,
- строительство,
- освоение,
- нормальное функционирование,
- ликвидация.

Расчет жизненного цикла:

Строительство – 2 года;

24.3 Затраты на реализацию проекта

Капиталовложения на реконструкцию подстанции «Игнатьево» определяются как:

$$K_{ПС} = K_{РУ} + K_{ТР} + K_{ПОСТ} \quad (98)$$

где $K_{РУ}$ – стоимость распределительных устройств;

$K_{ТР}$ – стоимости трансформаторов;

$K_{ПОСТ}$ – постоянная часть затрат по подстанции включающая затраты на:

- благоустройство территории
- подвод коммуникаций, и.т.д.

Определяем стоимость распределительных устройств на подстанции «Игнатьево»:

$$K_{РУ} = (N_{яч110} \cdot K_{яч110} + N_{яч10} \cdot K_{яч10}) \cdot K_{инф} \cdot K_p$$

где $K_{инф}$ - коэффициент пересчёта цен 2000 года на 2020 год (индекс дефлятор) равен 4,28 (приложение №1 к письму мин регион России)

K_p - районный коэффициент [9]:

$N_{яч110}$ – количество выключателей 110 кВ;

$N_{яч10}$ – количество выключателей 10 кВ;

$K_{яч110}$ – стоимость выключателя 110 кВ (в ценах 2000 года);

$K_{яч10}$ стоимость выключателя 10 кВ (в ценах 2000 года);

$$K_{PV} = (3 \cdot 7,7 + 15 \cdot 0,16) \cdot 4,28 \cdot 1,3 = 99,09 \text{ (млн. руб.)}$$

Стоимость трансформатора:

$$K_{TP} = N_{mp} \cdot K_{mp} \cdot K_{инф} \cdot K_p = 2 \cdot 3,39 \cdot 4,28 \cdot 1,3 = 37,72 \text{ (млн. руб.)}$$

где N_{mp} – количество трансформаторов 110 кВ;

K_{mp} – стоимость трансформатора 110 кВ (в ценах 2000 года);

Постоянная часть затрат:

$$K_{ПОСТ} = K_{пост} \cdot K_{инф} \cdot K_p = 10,34 \cdot 4,28 \cdot 1,3 = 57,53 \text{ (млн. руб.)}$$

где $K_{пост}$ – стоимость постоянной части затрат (в ценах 2000 года);

Капиталовложение на реконструкцию ПС:

$$K_{ПС} = 99,09 + 37,72 + 57,73 = 194,54 \text{ (млн. руб.)}$$

24.4 Расчет издержек

Издержки на эксплуатацию и ремонт:

$$I_{ЭКС} = I_{ЭКС.ПС} = \alpha_{ЭКС.ПС} \cdot K_{ПС} \tag{99}$$

где $\alpha_{ЭКС.ПС} = 5,9\%$ – норма отчислений

Издержки на амортизацию:

$$I_{AM} = \frac{K_{ПС}}{T_{СЛ}} \quad (100)$$

где $T_{СЛ} = 20 \text{ лет}$ – период службы для оборудования ПС.

Определяем издержки на эксплуатацию и ремонт э:

$$I_{ЭКС} = 0,059 \cdot 194,54 = 11,47 \text{ (млн. руб.)}$$

Ежегодные издержки на амортизацию:

$$I_{AM} = \frac{194,54}{20} = 9,73 \text{ (млн. руб.)}$$

25 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

25.1 Безопасность работы

В данной работе рассматривается модернизация подстанции 110 кВ «Игнатьево» в Амурской области, предполагается установка на данной ПС двух обмоточных трансформаторов типа ТМН 2500/110/10 а так же рассматривается реконструкция распределительной сети 10 кВ с центром питания от данной ПС

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 продлён 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 вольт 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, 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 вольт 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 допускающим, в том случае если на электроустановке нет оперативного персонала, в таком случае допуск на рабочем месте не требуется и распоряжение отдаётся непосредственно работнику который должен выполнять указанную работу.

В электроустановках до 1000 вольт 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 часа, то она должна выполняться по наряду.

В электроустановках выше 1000 вольт могут выполняться такие работы как: на отключенном электродвигателе, от которого кабель отключён, заземлен; на генераторе, от выводов которого отсоединены шины, а также на выкатанных ячейках КРУ - работы могут выполняться по распоряжению.

Безопасность при работе в порядке текущей эксплуатации:

В электроустановках до 1000 вольт могут выполняться небольшие по объему виды работ в течение рабочего дня, либо рабочей смены, которые разрешены к выполнению в подписанном заранее техническом документе кото-

рые подписывает главный инженер предприятия. В нем указываются определенные требования по технике безопасности, в частности данные работы, распространяется только на электроустановки до 1000 вольт и они могут выполняться только силами оперативного либо оперативно-ремонтного персонала на закрепленном за этим персоналом оборудовании.

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

В перечне разрешенной 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 путь и перемещение, а также исключают травмирование 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 они должны располагаться возле смотрового люка, иметь постоянную связь с работником, выполняющим работу в непосредственно внутри бака трансформатора, при этом работник находящийся внутри должен быть обеспечен специальным противогазом.

Освещение внутри бака должно быть выполнено от сети напряжением 12 вольт и не более, 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 трансформатора должны быть заземлены во избежание электрического разряда, в следствии электростатики.

25.2 Экологичность работы.

На подстанции «Игнатьево» основным источником создающим угрозу для экологии окружающей среды являются трансформаторное масло, которое может быть разлито на значительную площадь при разгерметизации трансформатора, это может произойти во время аварийной ситуации, либо ремонтных работ, либо каких-либо грозовых перенапряжений.

Повреждение данного оборудования представляет особую опасность для персонала, а также для окружающей среды. В связи с этим для предотвращения данной ситуации на силовых трансформаторах предполагается установка специального маслоприемника, который служит ёмкостью для сбора масла и исключение его разлива и возгорания на прилегающей территории. Данное устройство является обязательным для маслonaполненного оборудования. Данные устройства должны устанавливаться и под маслonaполненными реакторами.

Размеры трансформаторов ТМН 2500/110/10 $4,2 \times 2,6 \times 4,1$ и массой масла 6,65 т.

При расчете параметров маслоприемника принимаем следующие условия

1) Расчетные размеры маслоприемника на ПС «Игнатьево» выступают за габариты трансформатора на 1 м [11].

2) Должно предусматриваться вмещение полного объема масла, а также 80 % общего расхода воды от средств пожаротушения.

Маслоприемник на ПС «Игнатьево» выполняем с установкой сверху металлической решетки, поверх которой насыпан гравий толщиной слоя 0,25 м;

Объем масла в трансформаторе ТМН 2500/110/10:

$$V_{тр.м} = \frac{M}{\rho}$$

$$V_{тр.м} = \frac{6,65}{0,88} = 7,56 \text{ (м}^3\text{)}$$

где M – масса масла в трансформаторе

ρ – плотность масла (т/м³)

Площадь маслоприемника на ПС «Игнатьево»:

$$S_{мн} = (A + 2 \cdot \Delta) \cdot (B + 2 \cdot \Delta)$$

$$S_{мн} = (4,2 + 2 \cdot 1,0) \cdot (2,6 + 2 \cdot 1,0) = 28,52 \text{ (м}^2\text{)}$$

где A , B – длина и ширина трансформатора 110 кВ (м)

Δ – расстояние между боковой стенкой трансформатора 110 кВ и стенкой маслоприемника:

Площадь боковой поверхности трансформатора ТМН 2500/110/10:

$$S_{бн} = (A + B) \cdot 2 \cdot H$$

$$S_{бн} = (4,2 + 2,6) \cdot 2 \cdot 4,1 = 55,76 \text{ (м}^2\text{)}$$

где H – высота трансформатора (м)

Коэффициент пожаротушения и время тушения принимаем [11]:

$$K_n = 0,2 \text{ (л/(с} \times \text{м}^2\text{))}$$

$$t = 1800 \text{ (сек)}$$

Объем воды необходимый для тушения трансформатора ТМН 2500/110:

$$V_{H_2O} = K_n \cdot t \cdot (S_{mn} + S_{bn}) \cdot 10^{-3}$$

$$V_{H_2O} = 0,2 \cdot 1800 \cdot (28,52 + 55,76) \cdot 10^{-3} = 30,34 \text{ (м}^3\text{)}$$

Объем маслоприемника:

$$V_{mmH_2O} = V_{mpm} + 0,8 \cdot V_{H_2O}$$

$$V_{mmH_2O} = 7,56 + 0,8 \cdot 24,97 = 27,54 \text{ (м}^3\text{)}$$

Глубина маслоприемника:

$$H_{mi} = \frac{V_{mmH_2O}}{S_{mi}}$$

$$H_{mi} = \frac{27,54}{28,52} = 0,97 \text{ (м)}$$

Высота слоя из гравия [11]:

$$H_z = 0,25 \text{ (м)}$$

Высота воздушного зазора [11]:

$$H_{bn} = 0,05 \text{ (м)}$$

Общая высота маслоприемника для трансформатора ТМН 2500/110 ПС «Игнатьево» [11]

$$H_{nmi} = H_{mi} + H_{bn} + H_z$$

$$H_{nmi} = 0,97 + 0,05 + 0,25 = 1,27 \text{ (м)}$$

25.3 Чрезвычайные ситуации

В данном разделе рассматривается модернизация подстанции «Игнатьево», при этом должны соблюдаться все нормы пожарной безопасности во избежание возникновения пожаров на электрооборудовании данного объекта.

Для снижения воздействия данных факторов, на подстанции «Игнатьево»

предусматривается применением современного оборудования, безопасного для человека, как в нормальном, так и в аварийном режиме эксплуатации, следует отметить, что в настоящее время на подстанции эксплуатируются маслонаполненные выключатели которые очень опасны и могут взрываться при прохождении через них токов короткого замыкания. Поэтому в данной работе предлагается установка современных элегазовых выключателей, которые в данной ситуации безопасны.

Рассмотрим различные чрезвычайные ситуации на подстанции «Игнатьево» в частности пожар на открытом распределительном устройстве, либо удар молнии в него. Так как указывалось ранее на подстанции устанавливаются современные, безопасные в отношении людей силовые выключатели, поэтому вероятность возникновения чрезвычайной ситуации крайне мала.

Пожарная безопасность на указанном объекте должна обеспечивать не только сохранение жизни и здоровья людей, но также и материальных ценностей на всех стадиях жизненного цикла.

В состав системы пожаротушения на подстанции «Игнатьево» входит значительное количество организационных и технических мероприятий, которые должны исключать возможность возникновения чрезвычайной ситуации либо пожара. Эти мероприятия позволяют устранить возникновение горючей среды, устранить образование в этой среде источников тепла которые могут поддерживать горение, а также снижение температуры в горючей среде до той, при которой поддержание горения не может быть возможным.

Рассмотрим систему пожаротушения на подстанции, которую образует комплекс технических средств на снижение возникновения чрезвычайной ситуации, а также на снижение воздействия опасных факторов на и также ограничение ущерба от этих случаев.

В частности эти мероприятия обеспечивают применение негорючих средств вместо пожароопасных, использование минимального количества горючих веществ, ограничение распространения пожара, применение специального рода средств для тушения пожара, применение специальной конструкции

объектов с определенной огнестойкостью и горючестью, средства сигнализации о возникновении пожара, либо чрезвычайной ситуации.

Противопожарные преграды и различного рода разрывы имеют очень высокое значение на подстанции «Игнатьево» так как они представляют преграду для распространения пожара как внутри здания так и с него снаружи, устройства представляет собой стены либо огнезащитные перегородки и двери.

Рассмотрим пожарную технику которая предназначена для защиты открытого распределительного устройства от возгорания это в частности это пожарные машины, пожарная сигнализация, различного рода огнетушители, другое пожарное оборудование ручной инструмент и различного рода спасательные средства.

Следует уделить отдельное внимание установке водяного пожаротушения, газового, порошкового, такие способы тушения пожара в частности водой являются наиболее экономически целесообразным и очень дешевыми.

Первичные средства пожаротушения на подстанции «Игнатьево» представляет собой ящики с песком а также огнетушители которые располагаются непосредственно возле взрывоопасного либо пожароопасного оборудования.

В качестве огнетушащих средств на ПС «Игнатьево» устанавливаются: в здании ОПУ четыре огнетушителя типа ОУ-5 и один типа ОУ-25, в РУ 10 кВ два огнетушителя типа ОУ-5 и один типа ОУ-25, в здании связи аналогично РУ 10 кВ, возле каждого трансформатора также расположены два ящика с песком емкостью 0,5 м³ [21].

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

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе была решена задача которая стоит перед многими системами электроснабжения в частности это повышение надежности для качественного питания потребителей поселка «Аэропорт» в Амурской области с центром питания ПС «Игнатьево» 110/10, задача решается путем замены устаревшего оборудования которая периодически выходит из строя, на современное и надежное. Планомерное увеличение нагрузки на систему электроснабжения также пагубно влияет на надежность и приводит к выходу из строя оборудования, поэтому в данной работе эта задача решена в полной мере, проведен расчет объема задач в частности: расчет нагрузок на комплектных трансформаторных подстанциях а также на источнике питания, под станции «Игнатьево» выбраны сечения воздушных линий электропередач и проводник для них в качестве которого выступает самонесущий изолированный провод сип-3, предварительно перед выбором оборудования выполнен расчет токов короткого замыкания, всё оборудование проверено по условиям протекания этих токов выполнен расчет молниезащиты, заземления, экономических аспектов и аспектов безопасности жизнедеятельности

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Блок В.М. Электрические системы и сети. // В.М. Блок– М.: Высш.шк.,2016. – 430 с.
- 2 Блок В.М. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностях вузов //В. М. Блок, Г. К. Обушев и др.; Под ред. В.М.Блок – М.:Высш.шк.,2015. – 383 с.
- 3 Герасимов В.Г. Электротехнический справочник Т.3 //В. Г. Герасимов, П. Г. Грудинский, В. А. Лабунцов и др. – М.: Энергоатомиздат, 2003. – 880 с.
- 4 Идельчик В.И. Электрические системы и сети. // В.И. Идельчик – М.: Энергоатомиздат, 2010. – 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, 2010. – 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 грозовых 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, 2016. – 365 с.
- 10 Базуткин В.В., Ларионов В.П., Пинталь Ю.С. Изоляция и перенапряжения в электрических системах: Учебник для вузов – М.: Энергоатомиздат, 2012.
- 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, 2013

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

15 Железко Ю.С., Савченко О.В. Определение интегральных характеристик графиков нагрузки для расчета потерь электроэнергии в электрических сетях // Электрические станции. 2001. №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, 2002.

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

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

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

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

21 Собурь С.В. Пожарная безопасность электроустановок – М.ПожКнига 2015.

ПРИЛОЖЕНИЕ А – Расчет нагрузок КТП

Наименование КТП	Мощность трансформатора	Количество трансформаторов	$P_{P0,4ТП}$ (кВт)	$Q_{P0,4ТП}$ (квар)	$S_{P0,4ТП}$ (кВА)
27-15	160	1	54,2	16,80	56,74
101	250	1	200,25	62,08	209,65
27-12	250	1	220,65	68,40	231,01
11	100	1	65,23	20,22	68,29
10	100	1	98,23	30,45	102,84
27-14	160	1	56,23	17,43	58,87
356	400	1	256,96	79,66	269,02
369	400	1	325,69	100,96	340,98
6а	160	2	352	111,65	369,28
21	160	1	111,23	34,48	116,45
27-11	250	1	125,69	38,96	131,59
472	160	1	156,23	48,43	163,56
530	160	1	45,69	14,16	47,84
92	400	2	248,69	77,09	260,37
27-3	160	1	42,56	13,19	44,56
27-4	160	1	142,36	44,13	149,04
27-13	250	1	200,11	62,03	209,50
510	63	1	25,36	7,86	26,55
617	250	1	156,95	48,65	164,32
385	25	1	11,23	3,48	11,76
27-1	400	1	356,23	110,43	372,95

ПРИЛОЖЕНИЕ Б – Расчет коэффициентов загрузки

Наименование КТП	Мощность трансформатора	Количество трансформаторов	$S_{P0,4ТП}$ (кВА)	$K_{эф}$	Загрузка
27-15	160	1	56,74	0,35	недогружен
101	250	1	209,65	0,84	норма
27-12	250	1	231,01	0,92	перегружен
11	100	1	68,29	0,68	норма
10	100	1	102,84	1,03	перегружен
27-14	160	1	58,87	0,37	недогружен
356	400	1	269,02	0,67	норма
369	400	1	340,98	0,85	норма
6а	160	2	369,28	1,15	перегружен
21	160	1	116,45	0,73	норма
27-11	250	1	131,59	0,53	норма
472	160	1	163,56	1,02	перегружен
530	160	1	47,84	0,30	недогружен
92	400	2	260,37	1,30	перегружен
27-3	160	1	44,56	0,28	недогружен
27-4	160	1	149,04	0,93	перегружен
27-13	250	1	209,50	0,84	норма
510	63	1	26,55	0,42	недогружен
617	250	1	164,32	0,66	норма
385	25	1	11,76	0,47	недогружен
27-1	400	1	372,95	0,93	перегружен

ПРИЛОЖЕНИЕ В – Определение расчетных нагрузок ВН КТП

Наименование КТП	ΔP_m (кВт)	ΔQ_m (квар)	ΔS_m (кВА)	P_{P10TP} (кВт)	Q_{P10TP} (квар)	S_{P10TP} (кВА)
27-15	0,69	2,16	2,27	54,89	18,96	59,01
101	2,53	7,99	8,38	202,78	70,07	218,03
27-12	2,79	8,80	9,23	223,44	77,20	240,24
11	0,83	2,60	2,73	66,06	22,82	71,02
10	1,24	3,92	4,11	99,47	34,37	106,95
27-14	0,71	2,24	2,35	56,94	19,67	61,22
356	3,25	10,25	10,75	260,21	89,91	279,78
369	4,12	12,99	13,63	329,81	113,96	354,61
6а	4,46	14,06	14,76	356,46	125,71	384,04
21	1,41	4,44	4,66	112,64	38,92	121,11
27-11	1,59	5,01	5,26	127,28	43,98	136,85
472	1,98	6,23	6,54	158,21	54,66	170,10
530	0,58	1,82	1,91	46,27	15,99	49,75
92	3,15	9,92	10,41	251,84	87,01	270,77
27-3	0,54	1,70	1,78	43,10	14,89	46,34
27-4	1,80	5,68	5,96	144,16	49,81	155,00
27-13	2,53	7,98	8,37	202,64	70,02	217,88
510	0,32	1,01	1,06	25,68	8,87	27,61
617	1,99	6,26	6,57	158,94	54,92	170,89
385	0,14	0,45	0,47	11,37	3,93	12,23
27-1	4,51	14,21	14,91	360,74	124,64	387,86
Сумма				3292,93	1140,33	3541,31