

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования

**АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ**

**(ФГБОУ ВО «АмГУ»)**

Факультет энергетический

Кафедра энергетики

Направление подготовки 13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника

Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ Н.В. Савина

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

### **БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

на тему: Реконструкция системы электроснабжения напряжением 10 кВ города Благовещенск с центром питания подстанция Центральная напряжением 110/35/10 кВ

Исполнитель

студент группы 742-узб

\_\_\_\_\_

подпись, дата

М.А. Четверик

Руководитель

Доктор, канд. техн.наук

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Н.В. Савина

Консультант по

безопасности и

экологичности

доцент, канд.техн.наук

\_\_\_\_\_

подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

Ст. преподаватель

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Л.А. Мясоедова

Благовещенск 2021

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

Факультет энергетический  
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ Н.В. Савина  
« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

**З А Д А Н И Е**

К выпускной квалификационной работе студента Четверик Максима Александровича \_\_\_\_\_

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция системы электроснабжения напряжением 10 кВ города Благовещенск с центром питания подстанция Центральная напряжением 110/35/10 кВ \_\_\_\_\_  
(утверждено приказом от \_\_\_\_\_ № \_\_\_\_\_)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) \_\_\_\_\_

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Однолинейная схема электроснабжения 10 кВ с центром питания подстанция Центральная, план расположения трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ в рассматриваемой части города, технические характеристики оборудования подстанции Центральная \_\_\_\_\_

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

Разработка варианта реконструкции системы электроснабжения 10 кВ, расчет электрических нагрузок 0,4 кВ, выбор и проверка силовых трансформаторов 10/0,4 кВ, выбор и проверка кабельных линий 10 кВ, расчет токов короткого замыкания, выбор силовых трансформаторов подстанции Центральная, выбор и проверка оборудования подстанции Центральная \_\_\_\_\_

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 3 таблицы \_\_\_\_\_

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

Булгаков \_\_\_\_\_

7. Дата выдачи задания \_\_\_\_\_

Руководитель выпускной квалификационной работы: Руководитель доктор, техн. наук Н.В. Савина \_\_\_\_\_

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

Задание принял к исполнению (дата): \_\_\_\_\_

(подпись студента)

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 123 стр., 13 рисунков, 28 таблиц, 101 формула, 24 источника, 4 приложения.

СИСТЕМА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, ТРАНСФОРМАТОРНАЯ ПОДСТАНЦИЯ, КАБЕЛЬНАЯ ЛИНИЯ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ, ПОНИЖАЮЩИЙ ТРАНСФОРМАТОР, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ НАГРУЗКИ, ЭЛЕГАЗОВЫЙ ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЙ ТРАНСФОРМАТОР, ОГРАНИЧИТЕЛЬ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ НЕЛИНЕЙНЫЙ, РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ, ПОТЕРИ НАПРЯЖЕНИЯ, НАПРЯЖЕНИЕ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ТОК ХОЛОСТОГО ХОДА,

В данной работе выполнен анализ проблемных мест в системе электроснабжения восточной части города Благовещенск с центром питания подстанцией Центральная напряжением 110/35/10 кВ. Проведен расчет электрических нагрузок на стороне низкого напряжения трансформаторных подстанций рассматриваемой части города, проведен расчет коэффициентов их загрузки. После анализа полученных данных выполнен выбор и проверка трансформаторов для КТП там где это необходимо а так же питающих кабельных линий напряжением 10 кВ. На источнике питания - подстанции Центральная на основании данных о нагрузке проведен выбор номинальной мощности и типа силовых трехобмоточных трансформаторов, так же проверено установленное в настоящее время силовое и измерительное оборудование в связи с реконструкцией.

В разделе безопасности и экологичности приведены основные аспекты эксплуатации электротехнического оборудования.

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение	7
1 Характеристика города Благовещенск в районе расположения подстанции Центральная	9
1.1 Характеристика города Благовещенск	9
1.2 Характеристика части города в районе расположения подстанции Центральная	9
1.3 Климатические условия	10
1.4 Характеристика потребителей	11
2 Характеристика существующей системы электроснабжения	17
2.1 Характеристика источников питания	17
2.2 Характеристика схемы электроснабжения напряжением 10 кВ	20
3 Расчет электрических нагрузок	25
4 Оценка целесообразности реконструкции конфигурации схемы электроснабжения	29
5 Расчет коэффициентов загрузки трансформаторов КТП	31
6 Выбор числа и мощности трансформаторов КТП	34
7 Определение расчетных нагрузок на шинах 10 кВ КТП	37
8 Выбор типа и сечения кабельных линий	40
9 Расчет токов КЗ в сети 10 кВ	43
10 Проверка кабельных линий по термической стойкости	46
11 Проверка кабельных линий 10 кВ по допустимой потере напряжения	48
12 Проверка по коэффициенту загрузки трансформаторов подстанции Центральная	50
13 Выбор трансформаторов подстанции Центральная	52
14 Расчет токов короткого замыкания на подстанции Центральная	54
15 Выбор и проверка оборудования РУ 110/35/10 кВ подстанции Центральная	63

15.1 Проверка выключателей 110 кВ	64
15.2 Проверка выключателей 35 кВ	65
15.3 Проверка выключателей 10 кВ	66
15.4 Проверка разъединителей	67
15.5 Выбор трансформаторов тока	68
15.6 Проверка шин РУ 10 кВ	72
16 Защита трансформаторов 110 кВ	74
16.1 Дифференциальная защита	74
16.2 Защита от перегрузки	76
16.3 Максимальная токовая защита	76
16.4 Газовая защита	77
17 Автоматика применяемая на подстанции Центральная	78
17.1 Автоматика ввода резерва	78
17.2 Автоматическая частотная разгрузка	80
17.3 Автоматическое повторное включение	81
18 Блок микропроцессорной релейной защиты	83
19 Безопасность и экологичность	89
19.1 Безопасность	89
19.2 Экологичность	104
19.3 Чрезвычайные ситуации	111
Заключение	121
Библиографический список	122
Приложение А. Расчет нагрузок 0,4 кВ	124
Приложение Б. Расчет коэффициентов загрузки КТП	125
Приложение В. Выбор трансформаторов КТП	126
Приложение Г. Расчет нагрузок ВН КТП	127

## ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ СОКРАЩЕНИЙ

АВР – автоматика ввода резерва

ВВ – вакуумный выключатель

ВН – высокое напряжения

КЗ - короткое замыкание

КЛЭП – кабельная линия электропередачи

КТП – комплектная трансформаторная подстанция

НН – низкое напряжение

ОПН – ограничитель перенапряжений нелинейный

ПС – электрическая подстанция

РПН – регулирование напряжения под нагрузкой

РУ – распределительное устройство

СН – среднее напряжение

СТ – силовой трансформатор

СЭ – система электроснабжения

УРОВ – устройство резервирования отказа выключателя

ЭВ – элегазовый выключатель

ЭП - электроприемник

## ВВЕДЕНИЕ

В данной работе решается одна из основных задач которая в настоящее время остро стоит перед многими сетевыми предприятиями, в частности реконструкция и модернизация системы электроснабжения города Благовещенск в Амурской области. Данная работа должна проводиться по мере расходования ресурса электротехническим оборудованием, используемым в сетях электроснабжения, иначе будут происходить частые выходы его из строя с последующим отключением потребителей от источника питания. В рассматриваемом районе города Благовещенск состояние электрических сетей находится на низком уровне, оборудование уже длительное время нуждается в замене на более современное экономичное и экологичное, которое отвечало бы требованиям по безопасности и надёжности.

Цель представленной работы – разработка такого варианта реконструкции и модернизации системы электроснабжения, который бы отвечал всем требованиям по надёжности и качеству электроснабжения потребителей рассматриваемого района электрических сетей, имел при этом оптимальные экономические показатели в части капиталовложений, затрат на ремонт и эксплуатацию сетевого оборудования.

Актуальность представленной работы – заключается в том что в настоящее время в рассматриваемой части города Благовещенск с центром питания подстанции Центральная 110/35/10 кВ периодически происходят отключения потребителей в связи с выходом из строя электросетевого оборудования: кабельных линии электропередачи, оборудования трансформаторах подстанций 10/0,4 кВ. Оборудование которое практически полностью исчерпало свой технический ресурс уже не в состоянии справиться с возрастающей нагрузкой, постепенно выходит из строя и требуется его замена на современные аналоги. Поэтому в данной работе решается основной вопрос

по проектированию современной системы электроснабжения которая бы соответствовала уровням фактических нагрузок и могла бы выполнять свои функции на перспективу.

При выполнении работы решены следующие основные задачи:

1) Определение характеристик потребителей, системы электроснабжения и источника питания

2) Анализ загрузки трансформаторных подстанций и выбор при необходимости оборудования для них.

3) Расчет нагрузок кабельных ланий электропередачи, выбор проводников и проверка их по условиям протекания токов короткого замыкания

4) Определение фактических уровней токов короткого замыкания на источнике питания

5) Выбор и проверка необходимого оборудования на источнике питания

6) Выбор необходимого оборудования микропроцессорной защиты и расчет уставок срабатывания.

При выполнении данной работы были использованы следующие программные продукты как: Word, Excel, Visio. Mat soft: Mathcad.

Графическая часть ВКР содержит 6 листов формата А1.



# 1 ХАРАКТЕРИСТИКА ГОРОДА БЛАГОВЕЩЕНСК В РАЙОНЕ РАСПОЛОЖЕНИЯ ПОДСТАНЦИИ ЦЕНТРАЛЬНАЯ

## 1.1 Характеристика города Благовещенск

Город Благовещенск является административным центром Амурской области. Город расположен на берегу реки Амур, в том месте, где в него впадает река Зея, на юго-западной части Зейско - Буреинской равнины. По Амуру проходит граница с Китаем, и на противоположном берегу реки находится город Хейхэ. Город Благовещенск – крупный речной порт, автомобильный и железнодорожный узел. Численность населения города «Благовещенск» в настоящее время составляет 226543 человека [22]. Среди ведущих отраслей городской промышленности: судостроение и судоремонт, производство оборудования для золотодобывающей и горнорудной промышленности [22]. В городе расположены завод «Амурский металлист», «Амур электроприбор», завод стройматериалов, асфальтовый и домостроительный комбинаты.

## 1.2 Характеристика части города в районе расположения подстанции Центральная

Источник питания для рассматриваемой части электрической сети - подстанция Центральная 110/35/10 кВ находится в восточной части города Благовещенск на кольцевой развязке улиц «Магистральная» - «Театральная». Рассматриваемый район города характеризуется наличием небольших частных предприятий, малоэтажной застройкой в большинстве своем это частные дома, коттеджи в несколько этажей. Здесь находятся следующие кварталы города: 14, 027, , 345, 350, 351, 352, 357, 361, 362, 370, 374, 376, 380, 384 386, 388, 390, 391, 392, 394, 395, 396, 402, улицы: Театральная, Магистральная, Чайковского, Политехническая, Раздольная, Гражданская. Расположение улиц в основном прямоугольного типа.

### 1.3 Климатические условия

Климатическая характеристика местности где будет проводиться реконструкция в большей степени влияет на выбор оборудования и на его стоимость, поэтому она имеет такое важное значение в данной работе.

В таблице 1 указан район по ветру и гололеду согласно [11], который влияет на выбор воздушных линий электропередачи, максимальная минимальная и средняя температуры согласно [22], влияют на выбор подстанционного оборудования такого как силовые трансформаторы охлаждение которых рассчитано на нее, степень загрязнения атмосферы влияет на выбор изоляционных материалов и чем выше степень тем выше должны быть изоляционные свойства, глубина промерзания грунта согласно [23], влияет на расчет заземляющего устройства подстанций.

Приводим в таблице 1 дополнительные данные по климату рассматриваемого района электрических сетей:

Таблица 1 – Климатические данные

Параметр	Значение
Район по ветру	III (максимальный напор 650 кПа)
Район по гололеду	III (толщина стенки гололеда 20мм)
Максимальная температура	+ 41 °С
Среднегодовая температура	+ 1 °С
Наименьшая температура	- 45 °С
Степень загрязнения атмосферы	II
Глубина промерзания грунта	2,5 м
Преобладающее направление ветра	Запад, Северо-Запад
Состав грунта	Болотные почвы, буротаежные, луговые
Грозовая деятельность	10-20 часов/год

Указанные данные понадобятся при дальнейших расчетах и при выборе климатического исполнения оборудования

## 1.4 Характеристика потребителей

Указанные кварталы характеризуются следующими потребителями: основную часть занимает малоэтажная застройка в частности частные одноэтажные (одноквартирные и многоквартирные дома), коттеджи (одноэтажные, многоэтажные), значительное количество частных предприятий торговли и различных услуг, значительное количество гаражей, мелко моторная нагрузка. Так же в рассматриваемом районе имеется и несколько многоэтажных жилых домов. В здании старой мебельной фабрики которая расположена в квартале №374 располагается значительное количество различных частных организаций.

Рассмотрим подробно характеристики электроприемников: по роду тока они относятся к потребителем переменного тока промышленной частоты 50 Гц и подключаются на напряжении 0,4 кВ. Мощность нагрузки средняя или малая. Потребители постоянного тока, тока повышенной или пониженной частоты в общей массе нагрузки.

По категории надежности электроснабжения все потребители делятся на три категории, в зависимости от степени тяжести ущерба наносимого при отключении питания. Наиболее требовательными к электроснабжению являются потребители первой категории, для которых необходимо наличие двух независимых источников питания (для особой группы первой категории необходимо наличие трех независимых источников питания), так же перерыв в питании данной категории не должен превышать времени работы автоматики. Для потребители второй категории так же необходимо иметь два независимых источника питания, однако степень тяжести ущерба здесь меньше и перевод питания может занимать время оперативных переключений обслуживающим персоналом. Третья категория включает всех остальных потребителей, питание в данном случае может быть организовано от одного источника, перерыв в электроснабжении может занимать время необходимое для выполнения ремонтно-восстановительных работ.

В рассматриваемом районе города имеются потребители как третьей категории это жилой частный сектор так и второй категории это многоэтажные жилые дома с приготовлением пищи на электрических плитах, это необходимо

учитывать при проведении реконструкции электрической сети и частично источника питания.

Интервальное значение коэффициента мощности для данного рода потребителей составляет 0,75-0,9.

План рассматриваемой части города представлен на рисунке 1

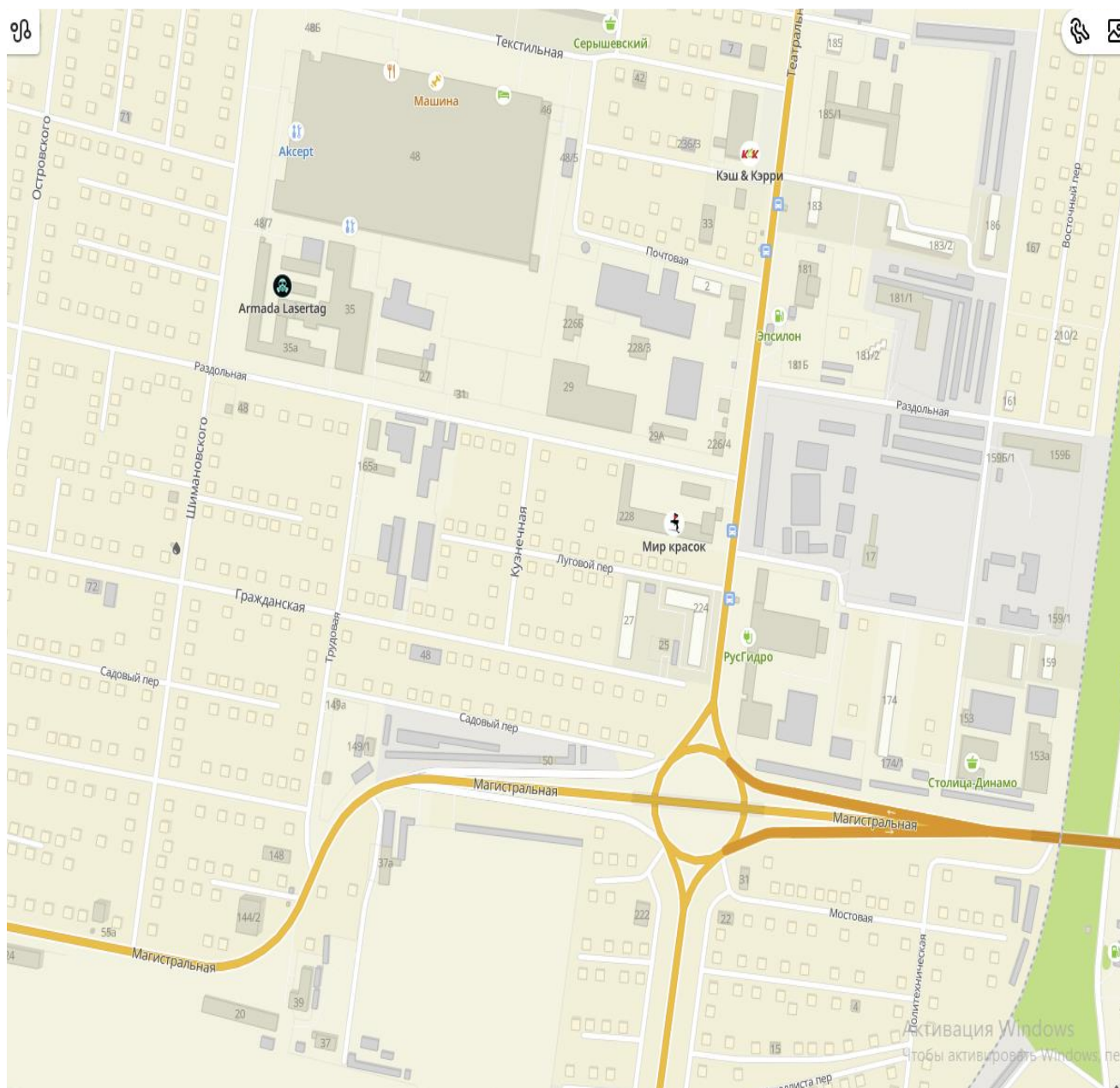


Рисунок 1 – План рассматриваемой части города

Основные данные о потребителях представлены в таблицах 2, 3:

Таблица 2 – Данные о потребителях (без лифтовой нагрузки)

КТП	Потребитель			
	Тип	количество	Количество квартир/ площадь	этажность
1	2	3	4	5
Квартал 391				
391	Частный дом	44	-	1
	Гараж	100	-	-
	Многоквартирный дом	1	40	5
	Административное здание	2	500	-
	Уличное освещение	1	1500	-
Квартал 390				
390	Частный дом	120	-	1
	Административное здание	1	2500	-
	Магазин	1	1000	1
	Уличное освещение	1	2000	-
Квартал 388				
388	Частный дом	10	-	1
	Склад	1	3000	1
	Гараж	150	-	-
	Учебное заведение	1	600 (мест)	3
	Уличное освещение	1	2500	-
Квартал 386				
386Б	Многоквартирный дом	2	120	5
	Многоквартирный дом	1	40	4
	Административное здание	1	1500	2
	Гараж	120	-	-
	Уличное освещение	1	1500	-
386	Административное здание	1	2200	2
	Многоквартирный дом	1	30	2
	Многоквартирный дом	1	40	4
	Гараж	40	-	-
	Административное здание	1	500	1
	Магазин	1	60	1
386А	Административное здание	4	1000	2
	Административное здание	1	400	2
	Склад	3	2000	1
	Многоквартирный дом	2	40	4
	Гараж	100	-	-
	Частный дом	10	-	1
Квартал 384				
384	Частный дом	80	-	1
	Гараж	100	-	-
	Магазин	3	80	1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5
Квартал 352				
352	Административное здание	2	1000	2
	Гараж	150	-	-
	Многоквартирный дом	1	20	5
	Многоквартирный дом	1	120	5
	Магазин	3	50	1
	Многоквартирный дом	2	12	1
	Уличное освещение	1	2000	-
Квартал 027				
027Б	Частный дом	18	-	1
	Административное здание	3	500	2
	Склад	1	4000	1
027А	Административное здание	4	1000	2
027	Административное здание	5	1000	2
	Уличное освещение	1	1500	-
Квартал 351				
351	Многоквартирный дом	5	30	5
	Многоквартирный дом	4	60	4
	Детский сад	1	200 (мест)	2
	Супермаркет	1	500	1
	Гараж	150	-	-
Квартал 350				
350	Гараж	300	-	-
	Школа №17	1	600 (мест)	3
	Административное здание	4	500	2
	Уличное освещение	1	2500	-
345А	Административное здание	4	500	2
	Гараж	20	-	-
	Многоквартирный дом	3	60	3
	Уличное освещение	1	1000	-
Квартал 345				
РП 459	Частный дом	10	-	1
	Гараж	50	-	-
	Административное здание	8	1000	2
	Многоквартирный дом	3	80	5
	Уличное освещение	1	2000	-
Квартал 395				
395	Кафе	1	200	1
	Административное здание	1	500	1
	Частный дом	5	-	1
	Уличное освещение	1	2000	-
Квартал 394				
394	Частный дом	62	-	1
	Прогимназия	1	40	3
	Магазин	3	150	1
	Торговый центр	1	500	1
	Многоквартирный дом	10	60	5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5
Квартал 374				
374	Частный дом	24	-	1
	Торговый центр	1	800	1
	Магазин	8	150	1
	Склад	1	3500	1
	Уличное освещение	1	2000	-
Квартал 402				
402	Административное здание	5	800	1
	Гараж	50	-	-
Квартал 370				
370	Административное здание	3	1000	1
	Частный дом	45	-	1
Квартал 374				
374А	Административное здание	1	1500	1
Квартал 377				
377	Частный дом	69	-	1
	Склад	4	2800	1
	Торговый центр	1	800	1
Квартал 380				
380	Частный дом	30	-	1
	Гараж	150	-	1
	Административное здание	3	800	1
	Уличное освещение	1	2500	-
Квартал 361				
361	Частный дом	32	-	1
	Многоквартирный дом	4	60	5
	Торговый центр	1	1000	1
	Административное здание	2	400	1
	Уличное освещение	1	1500	-
Квартал 362				
362А	Многоквартирный дом	3	80	5
	Частный дом	25	-	1
	Магазин	1	80	1
Квартал 357				
357В	Административное здание	5	1000	2
	Склад	5	2000	1
Квартал 14				
14	Административное здание	4	1200	2
	Склад	6	800	1

Таблица 3 – Данные о потребителях (с лифтовой нагрузкой)

КТП	Тип	количество	Лифт	Количество квартир/ площадь	этажность
396	Квартал 396				
	Частный дом	54	-	-	1
	Административное здание	1	-	200	1
	Многоквартирный дом	1	2	36	6
	Прогимназия	1	-	400	3
	Многоквартирный дом	1	-	120	5
	Многоквартирный дом	1	-	80	5
Супермаркет	1	-	500	1	
376	Квартал 376				
	Частный дом	15	-	-	1
	Административное здание	1	-	1000	1
	Многоквартирный дом	1	6	135	9
Многоквартирный дом	1	8	180	9	



## 2 ХАРАКТЕРИСТИКА СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

### 2.1 Характеристика источников питания

Рассмотрим подробно источник питания в рассматриваемой части города Благовещенск - подстанция Центральная 110/35/10 кВ. Подробная однолинейная схема представлена на рисунке 2. На данном объекте имеется три распределительных устройства, рассмотрим их отдельно:

РУ ВН 110 кВ: выполнено по схеме «одна секционированная система шин», данная схема применяется для подстанции на напряжении 35, 110, 220 кВ (ВН, СН, НН), при этом количество присоединяемых линий электропередачи должно составлять от 3-х. В данном случае количество ВЛ составляет 7, связь по ним осуществляется с ПС Волково (по одноцепной ВЛ выполненной проводом марки АС 185/29 протяженностью 6,21 км), ПС Портовая (по двух цепной ВЛ выполненной проводом марки АС 150/24 протяженностью 5,2 км), подстанция Благовещенская (по двух цепной ВЛ выполненной проводом марки АС 185/29 протяженностью 6,69 км), Благовещенская ТЭЦ (по двух цепной ВЛ выполненной проводом марки АС 185/29 протяженностью 4,3 км, АС 300/39 протяженностью 1,7 км.). Данная схема РУ довольно высокую надежность однако не позволяет выводить выключатели в ремонт без отключения присоединения, плюсом данной схемы является незначительное количество коммутационных аппаратов, и соответственно простота обслуживания.

РУ СН 35 кВ: выполнено так же по схеме «одна секционированная систем шин», данная схема применяется для подстанции на напряжении 35, 110, 220 кВ (ВН, СН, НН), при этом количество присоединяемых линий электропередачи должно составлять от 3-х. В данном случае количество подключенных ВЛ составляет 1, связь по ней осуществляется с подстанции Астрахановка (по одноцепной ВЛ выполненной проводом марки АС 120/19 протяженностью 3,4 км).

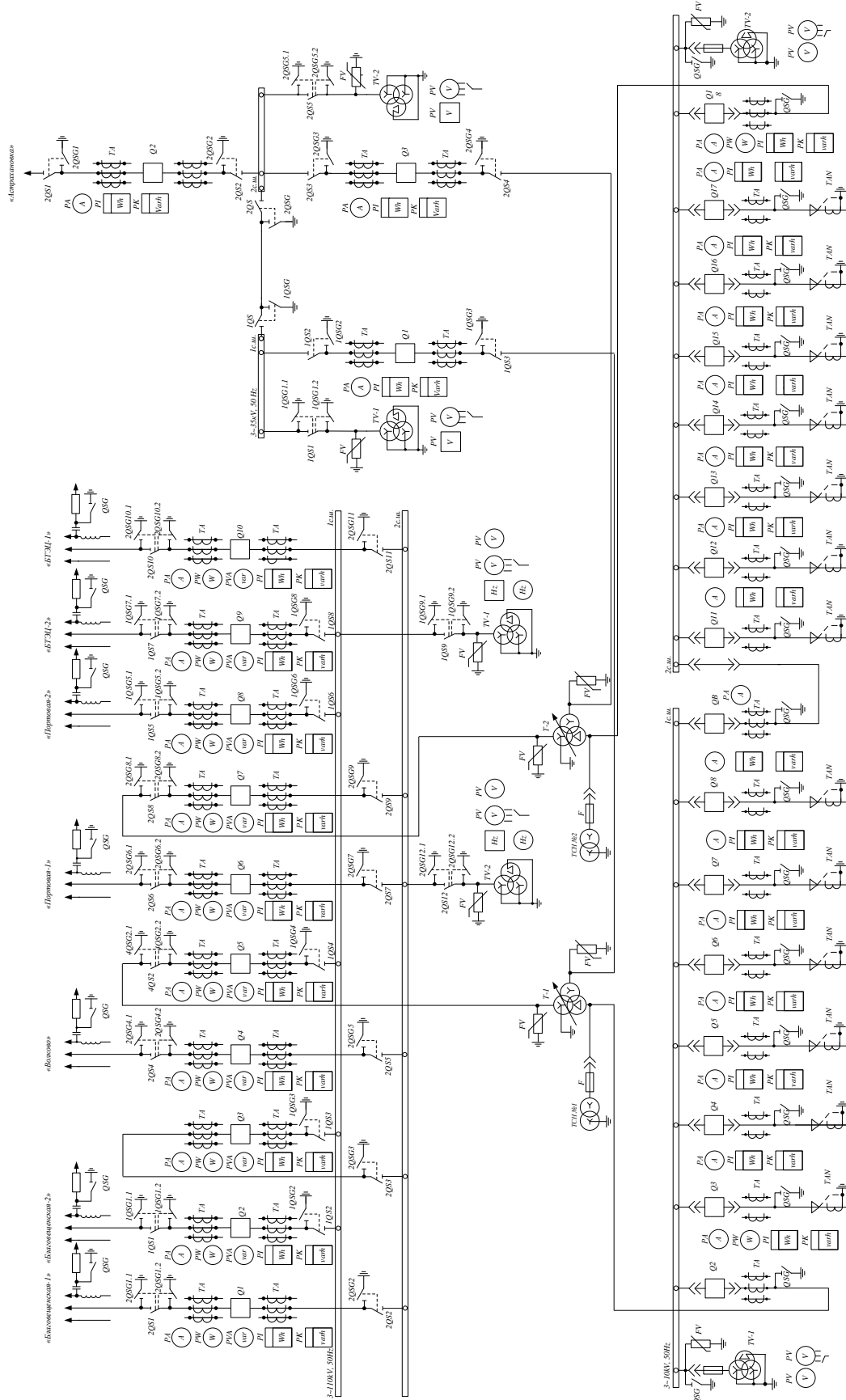


Рисунок 2 – Подробная однолинейная схема подстанции Центральная 110/35/10

кВ

Данная схема РУ так же имеет высокую надежность, не позволяет выводить выключатели в ремонт без отключения присоединения, отличительной особенностью является простота обслуживания и оперативных переключений в данном РУ.

РУ НН 10 кВ: выполнено по схеме «две секции шин с секционным выключателем», данная схема применяется для подстанции на стороне низкого напряжения 6, 10 кВ. В данном случае количество присоединяемых фидеров составляет 11 (включая резервные ячейки), На секционном выключателе имеется устройство АВР что позволяет автоматически переводить питание секции от смежного трансформатора с минимальным временем перерыва питания. Особенностью данного РУ является простота обслуживания и оперативных переключений благодаря его конструкции в виде выкатных ячеек.

Силовые трансформаторы на подстанции Центральная установлены трехобмоточные типа ТДТН 25000/110/35/10, с системой охлаждения типа Д, основные технические характеристики необходимые для дальнейших расчетов приведены в таблице 4:

Таблица 4 – Основные характеристики ТДТН 25000/110/35/10

Характеристика	Значение
Полная мощность	25000 кВА
Напряжение ВН (номинальное)	115 кВ
Напряжение СН (номинальное)	38,5 кВ
Напряжение НН (номинальное)	11,0 кВ
Ток холостого хода	0,33 %
Напряжение КЗ обмоток ВН-НН	17,5 %
Напряжение КЗ обмоток ВН-СН	10,5 %
Напряжение КЗ обмоток СН-НН	6,5 %
Потери активной мощности в режиме XX	24,5 кВт
Потери активной мощности в режиме КЗ	140,0 кВт
Масса масла	13,2 т
Габаритные размеры трансформатора (Д×Ш×В)	6,05×4,6×5,1 м

Проведенный анализ однолинейной схемы подстанции Центральная а так же схемы ее питания удовлетворяет нормативным и техническим требованиям, при реконструкции, изменение схемы не требуется.

## **2.2 Характеристика схемы электроснабжения напряжением 10 кВ**

В данном разделе подробно рассмотрим систему электроснабжения напряжением 10 кВ части города Благовещенск с центром питания подстанции Центральная, подробная однолинейная схема сети представлена на рисунке 3, 4. Всего питающих фидеров в рассматриваемой части 8 ед.

Схема питания КТП в рассматриваемом участке сети применена смешанная, в большинстве своем каждый фидер имеет двухстороннее питание, резервирование может осуществляться как от самой подстанции Центральная так и от смежных подстанций, в основном применяются петлевая схема питания.

Распределительные устройства на КТП применяются различного типа, на двух трансформаторных имеется одна секционированная система шин на стороне ВН, на одно трансформаторных имеется одна секция ши на стороне ВН. На стороне НН двух трансформаторных КТП так же применяются две секции шин объединённые секционным АВ, на одно трансформаторных имеется соответственно только одна секция.

Коммутационные аппараты на КТП используются следующего типа: включение и отключение линий электропередач на стороне 10 кВ а так же силовых трансформаторов осуществляется выключателями нагрузки, секционирование осуществляется разъединителями, на стороне НН применяются автоматические выключатели как вводные так и секционные. В качестве аппаратов для защиты силовых трансформаторов и кабельных линий от ненормальных режимов работы применяются высоковольтные предохранители различного номинального тока.

РУ 10 кВ ПС «Центральная»

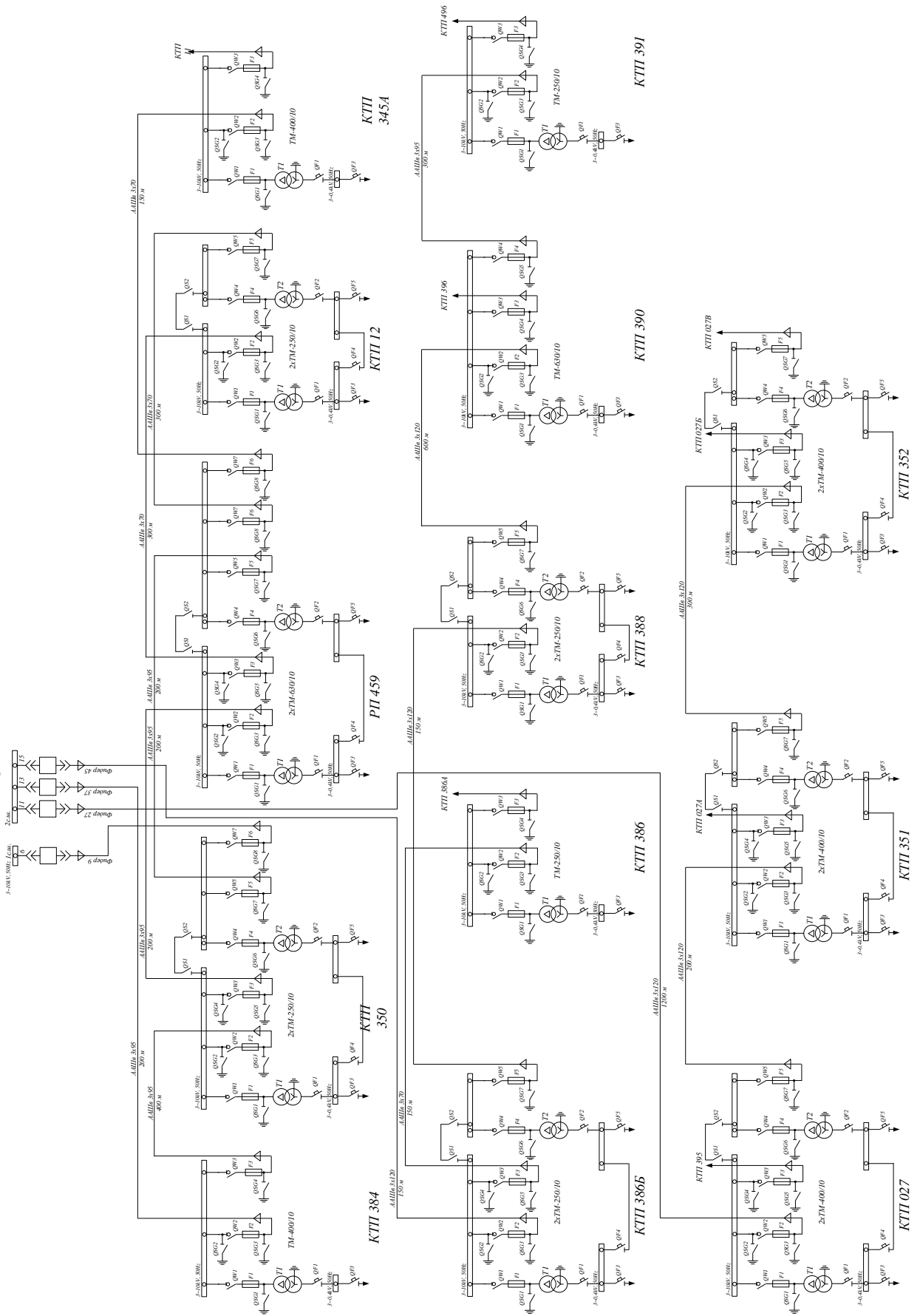


Рисунок 3 – Подробная однолинейная схема электроснабжения 10 кВ

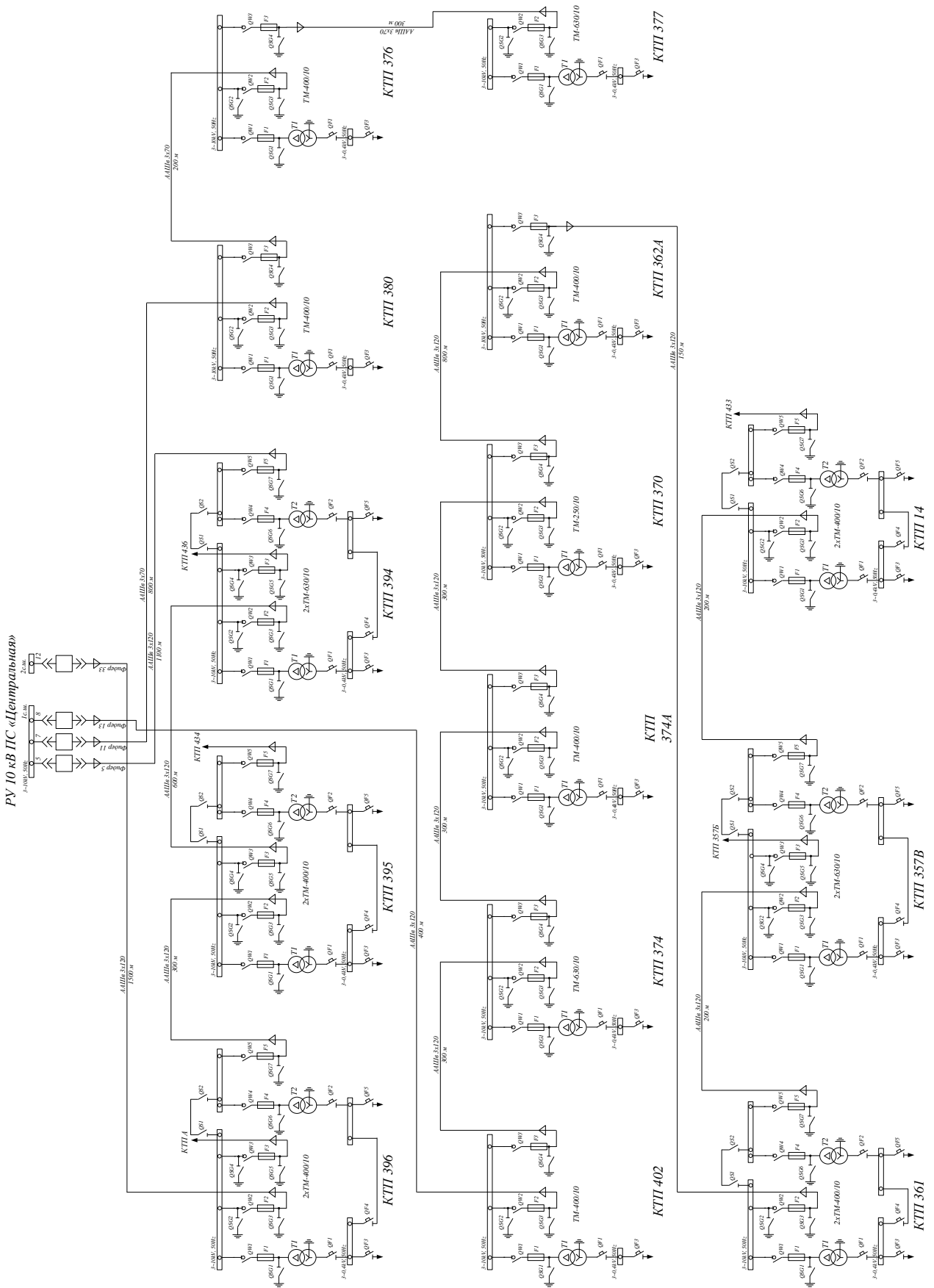


Рисунок 4 – Подробная однолинейная схема электроснабжения 10 кВ

Все КТП получают питание по кабельными линиям, в большинстве своем здесь используется устаревший тип кабеля с бумажной пропитанной изоляцией, на смену которому в настоящее время приходит более современный тип с изоляцией из сшитого полиэтилена и обладающий более лучшими технико-экономическими характеристиками

На КТП используются трансформаторы типа ТМ номинальной мощностью от 160 кВА до 630 кВА, данный тип имеет охлаждение типа М и регулирование напряжения без возбуждения, в данной работе предполагается выполнить замену данного типа трансформаторов на более современные ТЗС имеющие литую изоляцию.

Схема расположения КТП представлен на рисунке 5.

Основной недостаток существующей системы электроснабжения является физический износ оборудования который периодически приводит к отключению потребителей и длительном ремонтам.

Основная проблема встречающаяся в указанной системе электроснабжения не относится к схемной надежности т.е. схема питания потребителей в полной мере соответствует категории их надёжности и резервирование осуществляется в соответствии с действующими нормами, при этом основной недостаток рассматриваемой системы электроснабжения это значительная выработка ресурса электротехнического оборудования в частности силовых трансформаторов и кабельных линий 10 кВ, требуется замена данного оборудования на более современное, в первую очередь необходимо уделять внимание тем КТП где превышен нормативный коэффициент загрузки





### 3 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

В данной работе предусматривается реконструкция с системы электроснабжения 10 кВ с центром питания подстанция 110 кВ Центральная, поэтому в данном разделе приводится расчет электрических нагрузок т.к. они являются исходными данными для всех последующих расчетов и проверок.

В основу расчета положена удельная мощность приходящаяся на одного потребителя которым может быть либо квартира либо квадратный метр торговой либо иной площади.

При расчете используем метод удельных электрических нагрузок, исходные данные для расчета приведены в таблице 3,4.

Расчет проводим на примере КТП 361 по формуле которая имеет следующий вид [1]:

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

где  $P_{\max}$  – наибольшая нагрузка потребителя;

$P_{зdi}$  – расчетная мощность нагрузки каждого единичного потребителя.

$k_y$  – коэффициент совмещения максимума нагрузки.

Первоначально определяем расчетную мощность многоквартирных домов [1] (лифтовая нагрузка отсутствует):

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

где  $p_{кв.уд}$  – удельная расчетная активная мощность приходящаяся на одну квартиру (кВт/кв);

$n_{кв}$  – количество квартир.

Расчетная мощность определяется суммой расчетных мощностей однотипных зданий [5]:

$$P_{жс} = 1,36 \cdot 60 \cdot 4 = 326,4 \text{ (кВт)}$$

Определяем расчетную реактивную мощность:

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

где  $\operatorname{tg} \varphi$  – соответствующий коэффициент мощности потребителя;

$$Q_{жс} = 326,4 \cdot 0,2 = 65,28 \text{ (квар)}$$

Определяем расчетную мощность частных домов [1]:

$$P_{чд} = p_{чд.уд} \cdot N_{чд} \quad (4)$$

где  $p_{чд.уд}$  – удельная расчетная активная мощность одного частного дома (кВт/ед.);

$N_{чд}$  – количество частных домов.

$$P_{чд} = 4,7 \cdot 32 = 150,4 \text{ (кВт)}$$

Определяем расчетную реактивную мощность:

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

$$Q_{чд} = 150,4 \cdot 0,2 = 30,08 \text{ (квар)}$$

Расчетная активная мощность торгового центра:

$$P_{тц} = p_{тц.уд} \cdot S_{тц} \quad (6)$$

где  $p_{тц.уд}$  – удельная расчетная активная мощность на один квадратный метр;

$S_{тц}$  – площадь помещения ( $\text{м}^2$ ).

$$P_{тц} = 0,25 \cdot 1000 = 250,0 \text{ (кВт)}$$

Расчетная реактивная мощность торгового центра:

$$Q_{тц} = P_{тц} \cdot \operatorname{tg} \varphi \quad (7)$$

$$Q_{тц} = 250 \cdot 0,75 = 187,5 \text{ (квар)}$$

Определяем расчетную мощность нагрузки административного помещения [5]:

$$P_{adm} = p_{adm.уд} \cdot S_{adm} \quad (8)$$

$$Q_{adm} = P_{adm} \cdot tg\varphi \quad (9)$$

где  $p_{adm.уд}$  – удельная расчетная активная мощность на один квадратный метр;

$$P_{adm} = 0,054 \cdot 2 \cdot 400 = 43,2 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{adm} = 43,2 \cdot 0,57 = 24,64 \text{ (квар)}$$

Расчет уличного освещения [1]:

$$P_{осв.ул} = p_{уд.осв} \cdot N_{прот} \quad (10)$$

$$Q_{осв.ул} = P_{осв.ул} \cdot tg\varphi \quad (11)$$

где  $p_{уд.осв}$  – удельная мощность освещения светодиодными светильниками (кВт/км);

$N_{прот}$  – протяженность участка улицы (км)

$$P_{осв.ул} = 1,5 \cdot 2,0 = 3,0 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{осв.ул} = 3,0 \cdot 0,3 = 0,9 \text{ (квар)}$$

Определяем суммарную мощность нагрузки на шинах КТП с учетом того, что наибольшая мощность имеется у жилых помещений:

$$P_{P0,4} = P_{ж} + P_{чд} + P_{ти} \cdot k_{y1} + P_{adm} \cdot k_{y2} + P_{осв.ул} \quad (12)$$

$$Q_{P0,4} = Q_{ж} + Q_{чд} + Q_{ти} \cdot k_{y1} + Q_{adm} \cdot k_{y2} + Q_{осв.ул} \quad (13)$$

$$P_{P0,4} = 326,4 + 150,4 + 250 \cdot 0,6 + 43,2 \cdot 0,6 + 3,0 = 655,72 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{P0,4} = 65,28 + 30,08 + 187,5 \cdot 0,6 + 24,64 \cdot 0,6 + 0,9 = 223,54 \text{ (квар)}$$

Определяем полную расчетную мощность нагрузки:

$$S_{P_{0,4}} = \sqrt{P_{P_{0,4}}^2 + Q_{P_{0,4}}^2} \quad (14)$$

$$S_{P_{0,4}} = \sqrt{655,72^2 + 223,54^2} = 692,77 \text{ (кВА)}$$

Далее проводим расчет в для остальных КТП, результаты сводим в таблицу 5.

Таблица 5 – Данные о расчетных нагрузках КТП

КТП	Номинальная мощность тр-ра (кВА)	Кол-во силовых тр-ров	$P_{P_{0,4}}$ (кВт)	$Q_{P_{0,4}}$ (кВА)	$S_{P_{0,4}}$ (кВА)
391	250	1	238,60	50,52	243,19
390	630	1	547,00	222,27	590,43
388	250	2	156,20	51,22	164,38
386Б	250	2	439,60	109,23	452,97
386	250	1	251,88	92,00	268,16
386А	400	1	423,60	181,63	460,90
384	400	1	306,00	83,52	317,19
352	400	2	346,30	109,79	363,29
27	400	1	273,00	154,80	313,83
351	400	2	634,50	174,69	658,11
027Б	250	1	159,60	52,06	167,88
027А	400	1	129,60	73,87	149,18
350	250	2	192,20	100,54	216,91
345А	400	1	312,80	87,24	324,74
РП459	630	2	664,60	230,48	703,43
395	400	2	254,00	57,19	260,36
396	400	2	653,84	183,80	679,18
394	630	2	1089,18	297,15	1128,99
374	630	1	502,18	333,73	602,96
402	400	1	219,00	124,98	252,15
370	250	1	272,70	90,50	287,33
374А	400	1	81,00	46,17	93,23
376	400	1	547,80	121,55	561,12
377	630	1	381,30	148,31	409,13
380	400	1	232,76	79,60	246,00
361	400	2	655,72	223,53	692,77
362А	400	1	455,90	97,78	466,27
357В	630	2	212,00	111,34	239,46
14	400	2	179,52	97,77	204,42

#### 4 ОЦЕНКА ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ РЕКОНСТРУКЦИИ КОНФИГУРАЦИИ СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Разработка вариантов схем электрических сетей должны с наименьшими затратами обеспечить необходимую надежность электроснабжения, требуемое качество энергии у приемников, удобство и безопасность эксплуатации сети, возможность ее дальнейшего развития и подключения новых потребителей. Электрическая сеть должна обладать также необходимой экономичностью и гибкостью.

При составлении вариантов схемы нужно учитывать следующие правила:

- 1) обязательный учёт категории потребителей по надёжности электроснабжения;
- 2) передача мощности к пунктам потребления должна производиться по наиболее коротким трассам;
- 3) применение простых электрических схем РУ с минимальным количеством трансформации;
- 4) вариант электрической сети должен быть технически осуществим.

В данном случае эксплуатация данной схемы электроснабжения показывает, что в основном проблемы с надежностью электроснабжения возникают только по причине выхода из строя устаревшего оборудования, при этом схемная надежность из за многократного резервирования с другими фидерами находится на высоком уровне. Следовательно можно сделать вывод об отсутствии необходимости в изменении принципиальной схемы электроснабжения потребителей в данном случае КТП. При этом необходимо учитывать плотность застройки в центре города «Благовещенска», которая так же создает трудности в изменении схемы и добавлении дополнительных линий электропередач.

Как указывалось ранее наибольшей проблемой в рассматриваемой части города Благовещенск с центром питания подстанцией Центральная

наибольшую проблему составляют периодические выходы из строя силового оборудования в частности трансформаторных подстанций и кабельных линий электропередачи т.к. их срок службы в значительной степени израсходован и требуется замена. В отношении схемной надежности данный участок сети обладает высоким потенциалом благодаря значительному количеству связей между КТП, данный факт позволяет выполнять резервирование в различных нештатных ситуациях, исходя из сказанного следует сделать вывод о том что изменение схемы питания не требуется, необходимо только провести замену устаревшего и перегруженного оборудования

Принимаем окончательно существующий вариант сети и рассматриваем подробно реконструкцию существующего оборудования включая часть оборудования подстанции Центральная, т.к. она удовлетворяет всем накладываемым требованиям по качеству и надежности электроснабжения потребителей.

## 5 РАСЧЕТ КОЭФФИЦИЕНТОВ ЗАГРУЗКИ ТРАНСФОРМАТОРОВ КТП

Особое значение при работе трансформатора в различных режимах, имеет его фактический коэффициент загрузки, который определяет насколько реализуется пропускная способность оборудования. Данный коэффициент нормируется в зависимости от количества трансформаторов на КТП. При низком коэффициенте оборудование используется нерационально при значении более нормативного, происходит повышенный расход ресурса и возникает вероятность выхода из строя оборудования. Поэтому важно выбирать оборудование таким образом, чтобы значение данного коэффициента как в нормальном так и в послеаварийном режиме было примерно равным нормативному значению.

В данном разделе проводим расчет данного параметра для всех КТП и анализируем полученные значения сравнивая их с нормативными значениями.

Коэффициент загрузки трансформатора КТП определяется следующим образом [3]:

$$K_{зф} = \frac{\sqrt{P_{P0,4}^2 + Q_{P0,4}^2}}{S_{ном.тр} \cdot N} \quad (15)$$

где  $S_{ном.тр}$  - номинальная мощность трансформатора КТП.

$N$  - количество трансформаторов КТП.

Для однитрансформаторной КТП значение данного коэффициента должно составлять не более 0,85, для двухтрансформаторной не более 0,7 (в послеаварийном режиме при отключении одного трансформатора не более 1,4)[3]

Формула для расчета коэффициента загрузки в послеаварийном режиме:

$$K_{зф.нав} = \frac{\sqrt{P_{P0,4}^2 + Q_{P0,4}^2}}{S_{ном.тр} \cdot (N-1)} \quad (16)$$

Проводим расчет на примере КТП 361:

$$K_{зф} = \frac{\sqrt{655,72^2 + 223,53^2}}{400 \cdot 2} = 0,87$$

$$K_{зф.нав} = \frac{\sqrt{655,72^2 + 223,53^2}}{400} = 1,74$$

Таким образом анализируя полученные данные видно что на КТП 361 происходит систематическая перегрузка оборудования что недопустимо т.к. может повлечь выход последнего из строя, далее для данной КТП будет проведен выбор более мощного оборудования с пересчетом коэффициента загрузки. Проводим данный расчет и для остальных КТП сводим результаты в таблицу 6 с указанием необходимости реконструкции.

Таблица 6 – Расчет коэффициентов загрузки КТП

КТП	$S_{ном.тр}$ (кВА)	$N$ (шт.)	$S_{P0,4}$ (кВА)	$K_{зф}$	$K_{зф.нав}$	Реконструкция КТП
1	2	3	4	5	6	7
391	250	1	243,19	<u>0,97</u>	-	требуется
390	630	1	590,43	<u>0,94</u>	-	требуется
388	250	2	164,38	0,33	0,66	не требуется
386Б	250	2	452,97	<u>0,91</u>	<u>1,81</u>	требуется
386	250	1	268,16	<u>1,07</u>	-	требуется
386А	400	1	460,90	<u>1,15</u>	-	требуется
384	400	1	317,19	0,79	-	не требуется
352	400	2	363,29	0,45	0,91	не требуется
27	400	1	313,83	0,78	-	не требуется
351	400	2	658,11	<u>0,82</u>	<u>1,65</u>	требуется
027Б	250	1	167,88	0,67	-	не требуется
027А	400	1	149,18	0,37	-	не требуется
350	250	2	216,91	0,43	0,87	не требуется
345А	400	1	324,74	0,81	-	не требуется
РП459	630	2	703,43	0,56	1,12	не требуется
395	400	2	260,36	0,33	0,65	не требуется



396	400	2	679,18	<u>0,85</u>	<u>1,70</u>	требуется
394	630	2	1128,99	<u>0,90</u>	<u>1,79</u>	требуется
374	630	1	602,96	<u>0,96</u>	-	требуется

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4	5	6	7
402	400	1	252,15	0,63	-	не требуется
370	250	1	287,33	<u>1,15</u>	-	требуется
374А	400	1	93,23	0,23	-	не требуется
376	400	1	561,12	<u>1,40</u>	-	требуется
377	630	1	409,13	0,65	-	не требуется
380	400	1	246,00	0,62	-	не требуется
361	400	2	692,77	<u>0,87</u>	<u>1,73</u>	требуется
362А	400	1	466,27	<u>1,17</u>	-	требуется
357В	630	2	239,46	0,19	0,38	не требуется
14	400	2	204,42	0,26	0,51	не требуется

В ходе анализа полученных данных очевидно что имеются КТП с коэффициентом загрузки выше нормативного значения при этом возможность переноса электрической нагрузки на стороне 0,4 кВ трансформаторных подстанций не представляется возможной из за плотной застройки, следовательно на них требуется реконструкция с заменой оборудования, далее проводим расчет и выбор силовых трансформаторов именно для этих КТП с последующим пересчетом коэффициента загрузки. Расчет так же приведен в приложении Б.

## 6 ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ КТП

В данном разделе при реконструкции проводим выбор и проверку силовых трансформаторов на КТП где коэффициент загрузки имеет значение выше нормативного. На тех КТП где данный параметр имеет низкое значение реконструкцию проводить не целесообразно т.к. в дальнейшем остается резерв мощности для подключения новых потребителей.

Расчетная требуемая мощность трансформаторов [3]:

$$S_{\text{тмп}} = \frac{\sqrt{P_{\text{р0,4}}^2 + Q_{\text{р0,4}}^2}}{K_3 \cdot N} \quad (17)$$

где  $K_3$  - нормативных коэффициент загрузки;

$N$  – количество трансформаторов

На примере КТП 361:

$$S_{\text{тмп}} = \frac{\sqrt{655,72^2 + 223,53^2}}{0,7 \cdot 2} = 494,83 \text{ (кВА)}$$

Принимаем равное или большее из стандартного ряда мощностей – 630 кВА.

Пересчитываем коэффициент загрузки в нормальном режиме:

$$K_{\text{зф}} = \frac{\sqrt{655,72^2 + 223,53^2}}{630 \cdot 2} = 0,55 \leq 0,7$$

Данный параметр для послеаварийного режима:

$$K_{\text{зф.пас}} = \frac{\sqrt{655,72^2 + 223,53^2}}{630 \cdot 1} = 1,1 \leq 1,4$$

Расчет и выбор номинальной мощности трансформатора КТП проведен верно т.к. коэффициент загрузки имеет приемлемое значение следовательно трансформатор с данной номинальной мощностью принимаем к установке на КТП 361, аналогично проводим расчет и выбор оборудования на остальных КТП, где это необходимо, с занесением данных в таблицу 7.

Таблица 7 – Расчет и выбор номинальной мощности трансформаторов

КТП	$S_{p0,4}$ (кВА)	$S_{pmp}$ (кВА)	$N$ (шт.)	$S_{ном.тр}$ (кВА)	$K_{зф}$	$K_{зф.нав}$
391	243,19	286,11	1	400	0,61	=
390	590,43	694,62	1	1000	0,59	
386Б	452,97	323,55	2	400	0,57	1,13
386	268,16	315,48	1	400	0,67	-
386А	460,90	542,24	1	630	0,73	-
351	658,11	470,08	2	630	0,52	1,04
396	679,18	485,13	2	630	0,54	1,08
394	1128,99	806,42	2	1000	0,56	1,13
374	602,96	709,36	1	1000	0,60	-
370	287,33	338,04	1	400	0,72	-
376	561,12	660,14	1	1000	0,56	-
361	692,77	494,83	2	630	0,55	1,10
362А	466,27	548,55	1	630	0,74	-

Расчет так же приведен в приложении В.

Расчет выполнен верно т.к. полученные значения коэффициентов имеют приемлемое значение не превышающее нормативного значения. Рассмотрим подробно тип трансформаторов которые предполагается устанавливать на реконструируемых КТП.

В данной работе, в качестве силовых трансформаторов на реконструируемых КТП, предполагается устанавливать современный тип данного оборудования с литой изоляцией обмоток высокого и низкого напряжения типа ТС, приводим основные достоинства данного типа трансформатора по сравнению с маслонаполненными и трансформаторами имеющими воздушно барьерную изоляцию:

- 1) высокая стойкость к возгоранию изоляционных материалов:
- 2) при воздействии открытого огня происходит само затухание изоляционных материалов трансформатора;
- 3) в связи с отсутствием масла отсутствует необходимость сооружения маслоприёмника под трансформатором;

4) современные изоляционные материалы не впитывают влагу из окружающего воздуха;

5) со временем эксплуатации материалы не теряют своих изоляционных свойств;

6) отсутствует вероятность растекания трансформаторного масла при разгерметизации;

7) практически полностью отсутствует необходимость в обслуживании;

8) высокая устойчивость к токам короткого замыкания в частности к электродинамическим усилиям в обмотках трансформатора благодаря их конструкции;

9) высокая термическая стойкость благодаря высокой степени тепло отведения;

10) сравнительно низкие потери мощности холостого хода и короткого замыкания;

11) высокая допустимая степень перегрузки.

Для дальнейших расчетов приводим основные необходимые данные о технических характеристиках (потерях активной мощности в режиме холостого хода и короткого замыкания, напряжении короткого замыкания и токе холостого хода) данных трансформаторов в таблице 8.

Таблица 8 – Технические характеристики трансформаторов ТС

Тип	$i_{xx}$ (%)	$u_{кз}$ (%)	$\Delta P_x$ (кВт)	$\Delta P_k$ (кВт)
ТС-400/10/0,4	0,6	4,0	1,0	3,9
ТС-630/10/0,4	0,4	6,0	1,15	6,65
ТС-1000/10/0,4	0,35	6,0	1,65	8,65

Далее проводим расчет потерь мощности в силовых трансформаторах всех КТП.

## 7 ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЕТНЫХ НАГРУЗОК НА ШИНАХ 10 КВ КТП

Для дальнейших расчетов по выбору оборудования как на самой подстанции Центральная так и на линиях электропередачи рассматриваемой электрической сети необходимо знать мощность нагрузки в узлах 10 кВ где подключаются трансформаторные подстанции. Данная нагрузка имеет две составляющие - это непосредственно нагрузка потребителей 0,4 кВ приведённая к шинам низкого напряжения соответствующей КТП и потери мощности в силовых трансформаторах данной КТП. Первая составляющая была определена ранее, поэтому в данном разделе проводим расчет потерь мощности в трансформаторах. Для этого воспользуемся техническими характеристиками данного оборудования в частности нам понадобятся потери активной мощности в режиме холостого хода и короткого замыкания, напряжение короткого замыкания и ток холостого хода, номинальная мощность и коэффициент загрузки трансформаторов.

Потери активной и реактивной мощности в трансформаторное [3]:

$$\Delta P_m = \Delta P_k \cdot K_{зф}^2 + \Delta P_x \quad (18)$$

$$\Delta Q_m = \frac{u_{кз\%} \cdot S_{P0,4}^2}{100 \cdot S_{номтр}} + \frac{i_{хх\%} \cdot S_{номтр}}{100} \quad (19)$$

где  $S_{P0,4}$  - полная расчетная мощность на шинах НН КТП

$u_{кз\%}$  - напряжение КЗ

$i_{хх\%}$  - ток ХХ

$\Delta P_k, \Delta P_x$  - потери активной мощности в режиме КЗ и ХХ трансформатора.

Полная мощность потерь определяется как:

$$\Delta S_m = \sqrt{\Delta P_m^2 + \Delta Q_m^2} \quad (20)$$

Расчётная мощность нагрузки на стороне ВН КТП определяется как:

$$P_{p10} = P_{P0,4} + \Delta P_m \quad (21)$$

$$Q_{p10} = Q_{P0,4} + \Delta Q_m \quad (22)$$

$$S_{p10} = S_{P0,4} + \Delta S_m \quad (23)$$

На примере проведем расчет потерь в трансформаторе КТП 391

$$\Delta P_m = 6,65 \cdot 0,56^2 + 1,15 = 3,23 \text{ (кВт)}$$

$$\Delta Q_m = \frac{6,0 \cdot 350,49^2}{100 \cdot 630} + \frac{0,4 \cdot 630}{100} = 14,22 \text{ (квар)}$$

$$\Delta S_m = \sqrt{3,23^2 + 14,22^2} = 14,58 \text{ (кВА)}$$

Применительно к КТП 391:

$$P_{p10} = 338,6 + 3,23 = 341,83 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{p10} = 90,52 + 14,22 = 104,74 \text{ (квар)}$$

$$S_{p10} = 350,49 + 14,58 = 365,07 \text{ (кВА)}$$

Аналогично проводится расчет потерь мощности в трансформаторах других КТП, и мощность нагрузки на стороне ВН, результаты расчета сведены в таблицу 9:

Таблица 9 - Расчет потерь в трансформаторах и нагрузки ВН КТП

КТП	$\Delta P_m$ (кВт)	$\Delta Q_m$ (кВА)	$\Delta S_m$ (кВА)	$P_{p10}$ (кВт)	$Q_{p10}$ (кВА)	$S_{p10}$ (кВА)
1	2	3	4	5	6	7
391	2,28	9,87	10,13	240,88	60,39	253,32
390	5,22	23,95	24,52	552,22	246,22	614,95
388	1,49	6,67	6,83	157,69	57,89	171,21
386Б	4,19	18,38	18,85	443,79	127,61	471,82
386	2,40	10,88	11,14	254,28	102,88	279,30

Продолжение таблицы 9

1	2	3	4	5	6	7
386А	4,04	18,70	19,13	427,64	200,33	480,03
384	2,92	12,87	13,20	308,92	96,39	330,39
352	3,30	14,74	15,11	349,60	124,53	378,40
27	2,60	12,73	13,00	275,60	167,53	326,83
351	6,05	26,70	27,38	640,55	201,39	685,49
027Б	1,52	6,81	6,98	161,12	58,87	174,86
027А	1,24	6,05	6,18	130,84	79,92	155,36
350	1,83	8,80	8,99	194,03	109,34	225,90
345А	2,98	13,18	13,51	315,78	100,42	338,25
РП459	6,34	28,54	29,24	670,94	259,02	732,67
395	2,42	10,56	10,84	256,42	67,75	271,20
396	6,24	27,56	28,25	660,08	211,36	707,43
394	10,39	45,81	46,97	1099,57	342,96	1175,96
374	4,79	24,46	24,93	506,97	358,19	627,89
402	2,09	10,23	10,44	221,09	135,21	262,59
370	2,60	11,66	11,94	275,30	102,16	299,27
374А	0,77	3,78	3,86	81,77	49,95	97,09
376	5,23	22,77	23,36	553,03	144,32	584,48
377	3,64	16,60	16,99	384,94	164,91	426,12
380	2,22	9,98	10,22	234,98	89,58	256,22
361	6,25	28,11	28,79	661,97	251,64	721,56
362А	4,35	18,92	19,41	460,25	116,70	485,68
357В	2,02	9,72	9,92	214,02	121,06	249,38
14	1,71	8,29	8,47	181,23	106,06	212,89

В ходе расчета были определены данные о нагрузке на стороне высокого напряжения КТП рассматриваемого участка электрических сетей которые понадобятся в дальнейших расчетах.

## 8 ВЫБОР ТИПА И СЕЧЕНИЯ КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ

Как указывалось ранее в рассматриваемом районе электрической сети имеется высокий уровень физического износа силового оборудования, в частности кабельных линий 10 кВ, поэтому в данном разделе проводим расчет и выбор новых типов кабельных линий с изоляцией из сшитого полиэтилена.

Метод выбора заключается в определении расчетного значения тока в сечении сравнении его с длительно допустимым значением.

Выбор по длительно допустимому току сводится к сравнению расчетного тока с длительно допустимым [4]:

$$I_p \leq I_{\text{дд}} \quad (24)$$

где  $I_p$  – расчетный ток в сечении;

$I_{\text{дд}}$  – длительно допустимый ток КЛ:

$$I_{\text{дд}} = I_{\text{дон}} \cdot k_{\text{ср}} \cdot k_{\text{сн}} \cdot k_{\text{нов}} \quad (25)$$

где  $I_{\text{дон}}$  – допустимый длительный ток одиночного проводника.

$k_{\text{ср}}$  – коэффициент, учитывающий температуру среды отличную от расчетной;

$k_{\text{сн}}$  – коэффициент снижения токовой нагрузки при групповой прокладке кабелей;

$k_{\text{нов}}$  – коэффициент повышения допустимого тока при недогрузке отдельных кабелей.

Расчетный ток в сечении определяется по выражению:

$$I_p = \frac{\sqrt{(\sum P_i)^2 + (\sum Q_i)^2}}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (26)$$

где  $P_i, Q_i$  - расчетная активная и реактивная мощности  $i$ -го потребителя;



$U_n$  - номинальное линейное напряжение кабельной линии;

Для примера проводим расчет и выбор кабельной линии питания подстанции Центральная - КТП 380, при этом учитывается что от данной КЛ получают питание КТП 380, 376, 377:

$$I_p = \frac{\sqrt{(234,98 + 553,03 + 384,94)^2 + (89,58 + 144,32 + 164,91)^2}}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 67,67 \text{ (A)}$$

Для полученного значения подбираем соответствующее сечение кабеля.

Принимаем на данном участке кабель типа АПвПу 3×50 имеющий изоляцию из сшитого полиэтилена, при расчете длительного тока отталкиваемся от того что условия прокладки не отличаются от расчетных следовательно расчетные коэффициенты будут равны между собой и равны единице:

$$I_{\text{до}} = 170,0 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1 = 170,0 \text{ (A)}$$

Длительно допустимый ток выбранного типа кабеля значительно больше расчетного в данном сечении, следовательно этот тип кабеля оставляем.

Далее проводим типа и сечений остальных участков, результаты расчета приведены в таблице 10.

Таблица 10 – Выбор типа и сечений проводников по длительно допустимому току

Участок	$I_p$ (A)	Марка и сечение проводника	$I_{\text{до}}$ (A)
1	2	3	4
ПС Центральная - КТП 380	67,67	АПвПу 3×50	170
КТП 380 - КТП 376	53,58	АПвПу 3×50	170
КТП 376 - КТП 377	23,43	АПвПу 3×50	170
ПС Центральная - КТП 396	189,56	АПвПу 3×70	230
КТП 396 - КТП 395	158,56	АПвПу 3×50	170
КТП 396 - КТП 394	125,56	АПвПу 3×50	170
ПС Центральная - КТП 394	95,16	АПвПу 3×50	170
ПС Центральная - КТП 402	255,16	АПвПу 3×120	288

Продолжение таблицы 10

1	2	3	4
КТП 402 - КТП 374	212,65	АПвПу 3×70	230
КТП 374 - КТП 374А	185,65	АПвПу 3×70	230
КТП 374А - КТП 370	155,26	АПвПу 3×50	170
КТП 370 - КТП 362А	135,16	АПвПу 3×50	170
КТП 362А - КТП 361	111,52	АПвПу 3×50	170
КТП 361 - КТП 357В	91,23	АПвПу 3×50	170
КТП 357В - КТП 14	50,26	АПвПу 3×50	170
ПС Центральная – КТП 384	265,14	АПвПу 3×120	288
КТП 384 - КТП 350	235,56	АПвПу 3×95	253
КТП 350 - РП 459	210,25	АПвПу 3×70	230
КТП 12 - РП 459	195,65	АПвПу 3×70	230
КТП 345А - РП 459	56,45	АПвПу 3×50	170
ПС Центральная - КТП 386Б	156,45	АПвПу 3×50	170
КТП 386Б – КТП 386	49,56	АПвПу 3×50	170
КТП 386Б – КТП 388	106,89	АПвПу 3×50	170
КТП 390 – КТП 388	85,65	АПвПу 3×50	170
КТП 390 – КТП 391	58,59	АПвПу 3×50	170
ПС Центральная - КТП 027	184,56	АПвПу 3×70	230
КТП 027 – КТП 351	156,45	АПвПу 3×50	170
КТП 351 – КТП 352	125,6	АПвПу 3×50	170
ПС Центральная - КТП 350	58,56	АПвПу 3×50	170

Все выбранные сечения проходят проверку тк расчетный ток в сечении не превышает длительно допустимого значения.

## 9 РАЧЕТ ТОКОВ КЗ В СЕТИ 10 КВ

В данном разделе проводим расчет токов короткого замыкания в распределительной сети 10 кВ с целью дальнейшей проверки КЛ по термической стойкости к данным токам.

Расчетные точки короткого замыкания принимаем на шинах высокого напряжения ближайших к источнику питания КТП. Расчет проводим в именованных единицах. Для примера проводим расчет токов короткого замыкания на шинах ВН КТП 380, протяженность КЛ от источника до КТП составляет 800 м.

Активные и индуктивные сопротивления КЛ [4]:

$$X_{кл} = x_0 \cdot L \quad (27)$$

$$R_{кл} = r_0 \cdot L \quad (28)$$

где  $x_0, r_0$  - удельное реактивное и активное сопротивление КЛ.

$$X_{кл} = 0,17 \cdot 0,8 = 0,14 \text{ (Ом)}$$

$$R_{кл} = 0,39 \cdot 0,8 = 0,31 \text{ (Ом)}$$

Определяем сопротивление энергосистемы со стороны шин 10 кВ источника питания подстанция Центральная:

$$X_c = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot I_{кз}} \quad (29)$$

где  $U_{cp}$  - напряжение среднего ряда, принимается равным 10,5 кВ.

$I_{кз}$  - ток трехфазного короткого замыкания на шинах 10 кВ подстанции Центральная рассчитан далее.

$$X_c = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 23,65} = 0,26 \text{ (Ом)}$$

Результирующее активное сопротивление до точки КЗ на шинах ВН КТП

380

$$X_p = X_c + X_{кл} \quad (30)$$

$$X_p = 0,26 + 0,14 = 0,4 \text{ (Ом)}$$

$$R_p = R_{кл} = 0,31 \text{ (Ом)} \quad (31)$$

Определяем периодическую составляющую тока короткого замыкания по следующей формуле :

$$I_{по} = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_p^2 + X_p^2}} \quad (32)$$

$$I_{по} = \frac{10500}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{0,31^2 + 0,4^2}} = 7,98 \text{ (кА)}$$

Проводим расчет постоянной времени для каждой точки КЗ:

$$T_a = \frac{X_p}{\omega \cdot R_p} \quad (33)$$

где  $\omega$  - синхронная частота напряжения сети 314 рад/с.

$$T_a = \frac{0,4}{314 \cdot 0,31} = 0,004$$

Выполняем расчет теплового импульса, при этом время протекания тока короткого замыкания должно учитывать полное время отключения выключателя и время работы защиты с учетом ступеней селективности, принимается равным 0,6 сек:

$$B_k = I_{по}^2 \cdot (T_{ОВ} + T_a) \quad (34)$$

где  $T_{ОВ}$  - полное время отключение выключателя сек.

$$B_k = 7,98^2 \cdot (0,6 + 0,004) = 38,21 \text{ (кА}^2\text{с)}$$

По аналогичным формулам проводится расчет токов короткого замыкания в сети 10 кВ на остальных ближайших КТП, результаты расчета сводим в таблицу 11.

Таблица 11 – Расчет токов КЗ и теплового импульса

Точка КЗ	$I_{по}$ (кА)	$B_k$ (кА <sup>2</sup> с)
Шины ВН КТП 380	7,98	38,21
Шины ВН КТП 384	8,13	39,66
Шины ВН КТП 350	6,15	22,69
Шины ВН КТП 386Б	8,12	39,56
Шины ВН КТП 027	5,68	19,36
Шины ВН КТП 396	4,12	10,18
Шины ВН КТП 402	9,15	50,23
Шины ВН КТП 394	5,46	17,89

Далее проводим проверку выбранных КЛ по термической стойкости к токам КЗ с использованием полученных значений теплового импульса.

## 10 ПРОВЕРКА КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ ПО ТЕРМИЧЕСКОЙ СТОЙКОСТИ

Проверку на термическую стойкость кабельной линии будем выполнять исходя из значения максимального теплового импульса принятого типа КЛ, на примере участка подстанции Центральная - КТП 380 (принят типе кабеля АПвПу 3×50), рассчитываем для него максимальный тепловой импульс согласно паспортным данным определяется по формуле:

$$V_{\text{кмакс}} = I_{\text{по}}^2 \cdot T_{\text{кз}}$$

где  $I_{\text{по}}$  - предельный ток короткого замыкания согласно паспортным данным на кабель.

$T_{\text{кз}}$  - допустимое время предельного тока КЗ согласно паспортным данным на кабель.

$$V_{\text{кмакс}} = 6,1^2 \cdot 1 = 42,25 \text{ (кА}^2\text{с)}$$

Сравниваем данное значение со значением полученным ранее (для КТП 380)

Проводник проходит проверку при условии:

$$V_{\text{кмакс}} \geq V_{\text{к}} \tag{35}$$

$$42,25 \geq 38,21$$

В данном случае проводник проходит проверку.

Аналогично проводим расчет для остальных КЛ, результаты в таблице 12

Таблица 12 – Проверка КЛ по термической стойкости

Точка КЗ	$I_k$ (кА <sup>2</sup> с)	$I_{kmax}$ (кА <sup>2</sup> с)
ПС Центральная - КТП 380	38,21	42,25
ПС Центральная - КТП 396	10,18	56,21
ПС Центральная - КТП 394	17,89	42,25
ПС Центральная - КТП 402	50,23	90,27
ПС Центральная – КТП 384	39,66	90,27
ПС Центральная - КТП 386Б	39,56	42,25
ПС Центральная - КТП 027	19,36	56,21
ПС Центральная - КТП 350	22,69	42,25

Все сечения прошли проверку, далее проводим расчет потери напряжения

## 11 ПРОВЕРКА КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ 10 КВ ПО ДОПУСТИМОЙ ПОТЕРЕ НАПРЯЖЕНИЯ.

Принятые кабельные линии необходимо проверить по условиям потери напряжения в наиболее удаленных от источника питания КТП, в данном разделе проводим соответствующий расчет.

Потеря напряжения в участке КЛ определяется по следующей формуле:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I_p \cdot L \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi) \cdot \frac{100}{U_n} \quad (36)$$

где  $r_0$  – погонное активное сопротивление Ом/км;

$x_0$  – погонное реактивное сопротивление Ом/км.

Расчет проводим на примере наиболее удаленной КТП 377, определяем потерю напряжения на участке подстанция Центральная - КТП 380:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot 67,67 \cdot 0,8 \cdot (0,39 \cdot 0,92 + 0,17 \cdot 0,34) \cdot \frac{100}{10500} = 0,36 (\%)$$

Определяем потерю напряжения на участке КТП 376 - КТП 380:

$$\Delta U_2 = \sqrt{3} \cdot 53,58 \cdot 0,2 \cdot (0,39 \cdot 0,91 + 0,17 \cdot 0,35) \cdot \frac{100}{10500} = 0,07 (\%)$$

Определяем потерю напряжения на участке КТП 376 - КТП 377:

$$\Delta U_3 = \sqrt{3} \cdot 23,43 \cdot 0,3 \cdot (0,39 \cdot 0,9 + 0,17 \cdot 0,36) \cdot \frac{100}{10500} = 0,04 (\%)$$

Определяем суммарную потерю напряжения:

$$\Delta U = \Delta U_1 + \Delta U_2 + \Delta U_3 \quad (37)$$

$$\Delta U = 0,36 + 0,07 + 0,04 = 0,47 (\%)$$

Суммарная потеря напряжения в нормальном режиме не должна превышать 5%, следовательно выбранное сечение проходит проверку, далее



проводим расчет суммарной потери напряжения на остальных фидерах  
результаты заносим в таблицу 13

Таблица 13 – Расчет потерь напряжения на каждом фидере

Наименование фидера	$\Delta U$ (%)
№9	2,56
№27	3,08
№37	2,48
№45	2,15
№5	1,85
№11	0,47
№13	4,88
№33	1,56

Проводники проходят проверку по потере напряжения расчет окончен.

## 12 ПРОВЕРКА ПО КОЭФФИЦИЕНТУ ЗАГРУЗКИ ТРАНСФОРМАТОРОВ ПОДСТАНЦИИ ЦЕНТРАЛЬНАЯ

Т.к. в районе электрических сетей происходит планомерное увеличение мощности нагрузки следует проверить установленные в настоящее время силовые трансформаторы на рассматриваемой подстанции, на предмет сопоставления фактического коэффициента загрузки нормативному его значению. Проверку проводим на основе данных контрольного замера проведённого в 2020 году

Выполняем проверку как в нормальном, так и в послеаварийном режиме работы по следующим формулам [3]:

$$K_3^{\text{норм}} = \frac{\sqrt{(P_{\text{нн}} + P_{\text{сн}})^2 + (Q_{\text{нн}} + Q_{\text{сн}})^2}}{N \cdot S_{\text{Тном}}} \quad (38)$$

$$K_3^{\text{авар}} = \frac{\sqrt{(P_{\text{нн}} + P_{\text{сн}})^2 + (Q_{\text{з}} + Q_{\text{сн}})^2}}{(N - 1) \cdot S_{\text{Тном}}} \quad (39)$$

где  $P_{\text{нн}}$  - расчетная активная мощность на шинах 10 кВ [24];

$Q_{\text{нн}}$  - расчетная реактивная мощность на шинах 10 кВ [24];

$P_{\text{сн}}$  - расчетная активная мощность на шинах 35 кВ [24];

$Q_{\text{сн}}$  - расчетная реактивная мощность на шинах 35 кВ [24].

Коэффициент загрузки для нормального режима работы:

$$K_3^{\text{норм}} = \frac{\sqrt{(27,25 + 7,13)^2 + (9,71 + 4,34)^2}}{2 \cdot 25} = 0,74$$

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

$$K_3^{авар} = \frac{\sqrt{(27,25 + 7,13)^2 + (9,71 + 4,34)}}{25} = 1,48$$

В послеаварийном режиме работы коэффициент загрузки должен находиться в пределах 1,0-1,4, в данном случае коэффициент так же не соответствует диапазону.

Можно сделать вывод о том что один трансформатор не может обеспечить питание всех потребителей при условии что второй находится в ремонте или отключен по защите, и потребуются отключение потребителей.

### 13 ВЫБОР ТРАНСФОРМАТРОВ ПОДСТАНЦИИ ЦЕНТРАЛЬНАЯ

В данном разделе проводим выбор новых силовых трансформаторов в соответствии с фактическими данными нагрузки, для соответствия нормативным значениям коэффициентов загрузки.

Расчетная мощность трехобмоточного трансформатора для подстанции определяется по следующей формуле:

$$S_p = \frac{\sqrt{(P_{нн} + P_{сн})^2 + (Q_{нн} + Q_{сн})^2}}{N \cdot K_3} \quad (40)$$

где  $K_3$  - нормативный коэффициент загрузки для двух трансформаторной подстанции;

Выбираем марку и мощность трансформаторов устанавливаемых на подстанции Центральная расчетная мощность трансформатора по состоянию на 2020 год:

$$S_p = \frac{\sqrt{(27,25 + 7,13)^2 + (9,71 + 4,34)^2}}{2 \cdot 0,7} = 26,52 \text{ (МВА)}$$

Выбираем трехобмоточные трансформатор типа ТДТН 40000/110 с номинальной мощностью 40 МВА, номинальное напряжение средней стороны 35 кВ низкой стороны 10 кВ. Охлаждение осуществляется принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла, трансформатор имеет устройство регулирования напряжения под нагрузкой. С учетом перспективы роста нагрузок суммарная нагрузка подстанции Центральная составит 40,56 МВт и 16,22 Мвар, определяем коэффициенты загрузки в нормальном и послеаварийном режиме работы:

$$K_3^{норм} = \frac{\sqrt{40,56^2 + 16,22^2}}{2 \cdot 40} = 0,54$$

$$K_3^{авар} = \frac{\sqrt{40,56^2 + 16,22^2}}{40} = 0,108$$

Коэффициенты загрузки в нормальном и послеаварийном режимах работы имеют значения не превышающие нормируемых. Следовательно данный тип трансформатора принимаем к установке.

## 14 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ НА ПОДСТАНЦИИ ЦЕНТРАЛЬНАЯ

После замены силовых трансформаторов на подстанции Центральная происходит изменение их сопротивления, следовательно значения токов короткого замыкания увеличиваются и требуется их расчет с целью проверки установленного в настоящее время на данной подстанции оборудования, в частности выключателей, трансформаторов тока, шин. Расчет проводим с использованием метода относительных единиц и среднего ряда напряжений.

В качестве расчетных точек для определения уровней токов короткого замыкания принимаем шины распределительных устройств данной подстанции. На рисунке 6 представлена схема замещения (точка КЗ 1 шины 110 кВ, точка КЗ 2 шины 35 кВ, точка КЗ 3 шины 10 кВ):

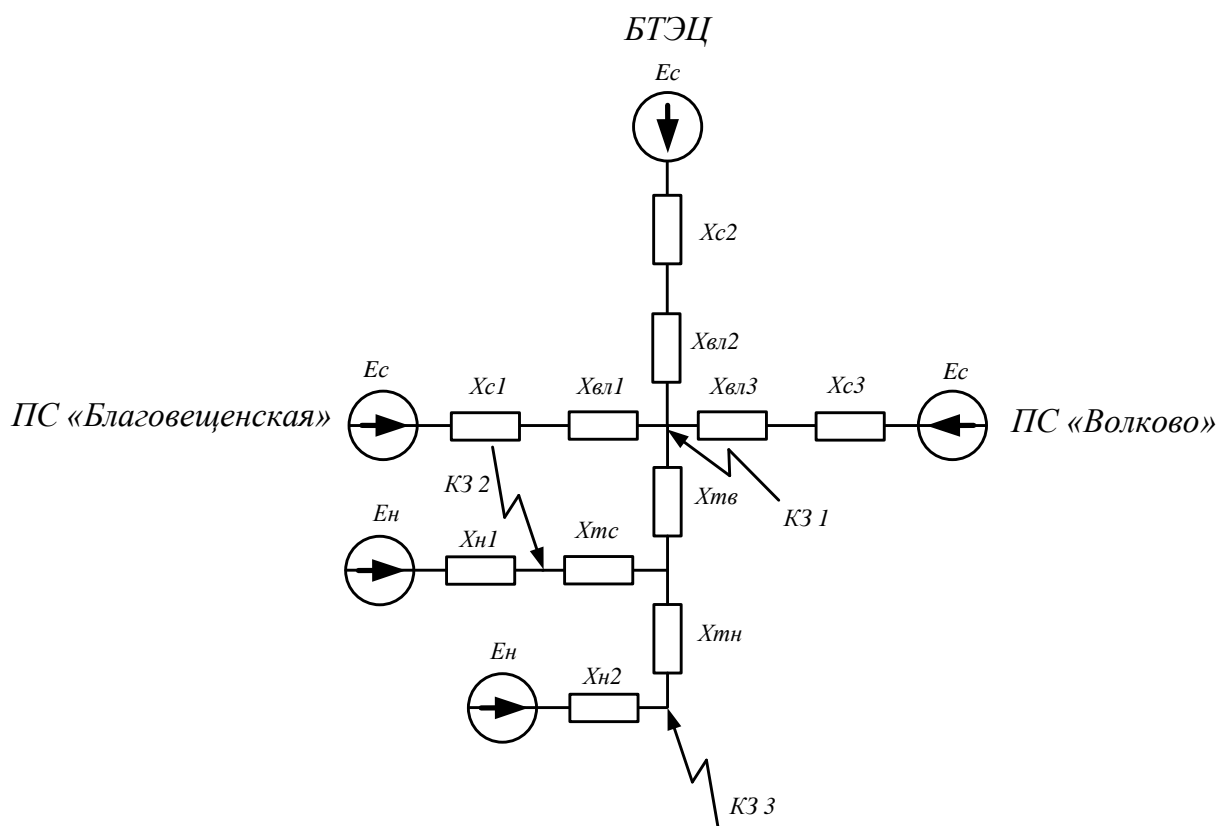


Рисунок 6 – Схема замещения

Схема электрической сети представлена на рисунке 7

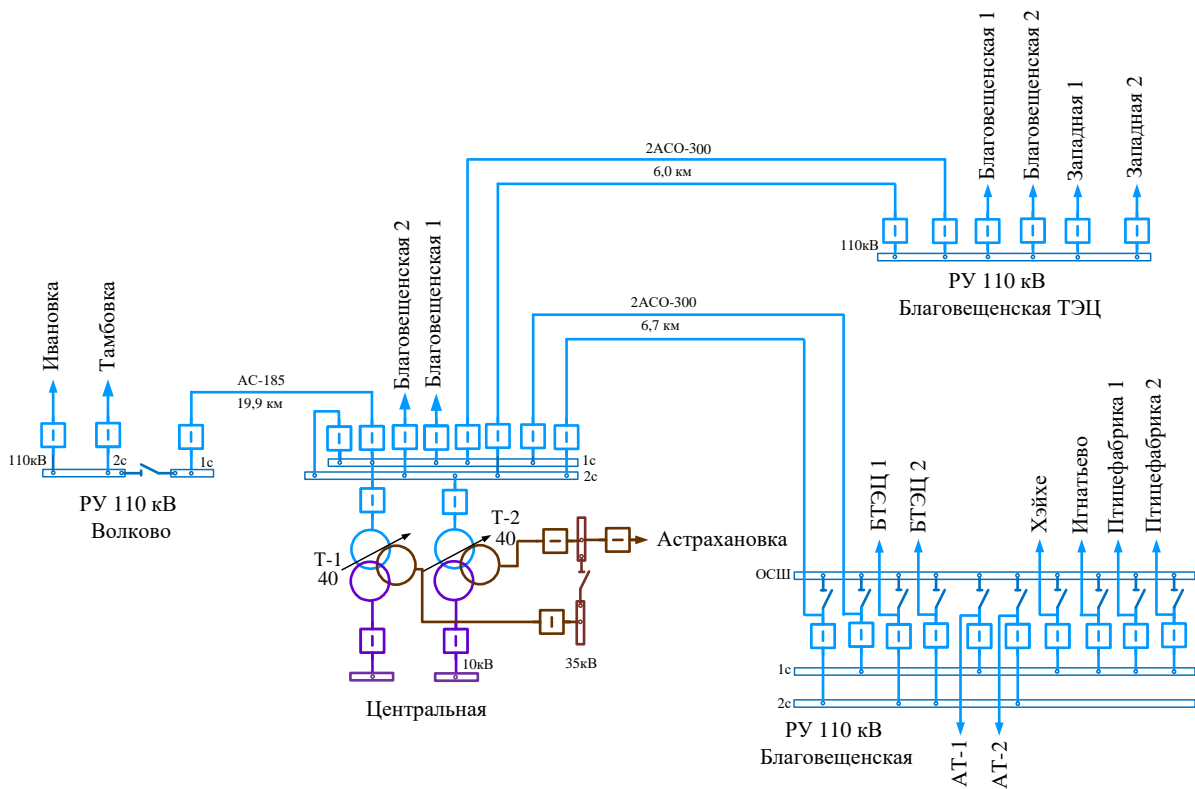


Рисунок 7 – Схема сети

Для расчета токов короткого замыкания принимаем базисные условия [7]:

- 1) Базисная мощность:  $S_B = 100$  (МВА)
- 2) Базисное напряжение на стороне 110  $U_{B110} = 115$  (кВ)
- 3) Базисное напряжение 35 кВ  $U_{B35} = 37$  (кВ)
- 4) Базисное напряжение 10 кВ  $U_{B10} = 10,5$  (кВ)

Базисный ток:

$$I_{B110} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{B110}} \quad (41)$$

$$I_{B110} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,5 \text{ (кА)}$$

$$I_{B35} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{B35}} \quad (42)$$

$$I_{Б35} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 37} = 1,56 \text{ (кА)}$$

$$I_{Б10} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{Б10}} \quad (43)$$

$$I_{Б10} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,5 \text{ (кА)}$$

Сопротивление энергосистемы со стороны шин 110 кВ соответствующего источника:

$$X_C = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{Б110} \cdot I_{кз}} \quad (44)$$

где  $I_{кз}$  – ток трехфазного короткого замыкания на шина 110 кВ соответствующего источника питания

Определяем сопротивление энергосистемы со стороны подстанции Благовещенская:

$$X_{C1} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 14,3} = 0,035 \text{ (о.е.)}$$

Определяем сопротивление энергосистемы со стороны «БТЭЦ»:

$$X_{C2} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 19,8} = 0,025 \text{ (о.е.)}$$

Определяем сопротивление энергосистемы со стороны подстанции Волково:

$$X_{C3} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 12,3} = 0,041 \text{ (о.е.)}$$

Сопротивление ВЛ определяется следующим образом:

$$X_{ВЛ} = x_0 \cdot l \frac{S_B}{U_{CP}^2} \quad (45)$$



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

$l$  – длина ВЛ (км)

ВЛ ПС Благовещенская - ПС Центральная:

$$X_{ВЛ1} = 0,4 \cdot 6,7 \cdot \frac{100}{115^2} \cdot 0,5 = 0,01 \text{ (о.е.)}$$

ВЛ ПС БТЭЦ - ПС Центральная:

$$X_{ВЛ2} = 0,4 \cdot 6,0 \cdot \frac{100}{115^2} \cdot 0,5 = 0,009 \text{ (о.е.)}$$

ВЛ ПС Волково - ПС Центральная:

$$X_{ВЛ3} = 0,4 \cdot 19,9 \cdot \frac{10}{115^2} = 0,06 \text{ (о.е.)}$$

Определяем сопротивления трансформаторов установленных на подстанции Центральная:

$$X_{ТВ} = 0,005 \cdot (u_{K\%BC} + u_{K\%BH} - u_{K\%CH}) \cdot \frac{1}{2} \cdot \frac{S_B}{S_{НОМ}} \quad (46)$$

$$X_{ТВ} = 0,005 \cdot (10,5 + 17,5 - 6,5) \cdot \frac{1}{2} \cdot \frac{100}{40} = 0,13 \text{ (о.е.)}$$

$$X_{ТС} = 0,005 \cdot (u_{K\%BC} - u_{K\%BH} + u_{K\%CH}) \cdot \frac{1}{2} \cdot \frac{S_B}{S_{НОМ}} \quad (47)$$

$$X_{ТС} = 0,005 \cdot (10,5 - 17,5 + 6,5) \cdot \frac{1}{2} \cdot \frac{100}{40} = -0,03 \text{ (о.е.)}$$

$$X_{ТН} = 0,005 \cdot (-u_{K\%BC} + u_{K\%BH} + u_{K\%CH}) \cdot \frac{1}{2} \cdot \frac{S_B}{S_{НОМ}} \quad (48)$$

$$X_{ТН} = 0,005 \cdot (-10,5 + 17,5 + 6,5) \cdot \frac{1}{2} \cdot \frac{100}{40} = 0,08 \text{ (о.е.)}$$

где  $u_{к\%}$ , – напряжение короткого замыкания соответствующих обмоток трансформатора (%)

Сопротивление обобщенной нагрузки определяется следующим образом:

$$X_H = 0,35 \cdot \frac{S_B}{S_H} \quad (49)$$

где  $S_H$  – мощность нагрузки (МВА)

На стороне 35 кВ ПС Центральная:

$$X_{H1} = 0,35 \cdot \frac{100}{\sqrt{7,13^2 + 4,34^2}} = 11,98 \text{ (о.е.)}$$

На стороне 10 кВ ПС Центральная:

$$X_{H2} = 0,35 \cdot \frac{100}{\sqrt{27,25^2 + 9,71^2}} = 3,46 \text{ (о.е.)}$$

Проводим расчет на примере расчетной точки №1, сворачиваем схему относительно нее, на рисунках 8, 9, 10, 11, 12 представлено эквивалентирование схемы:

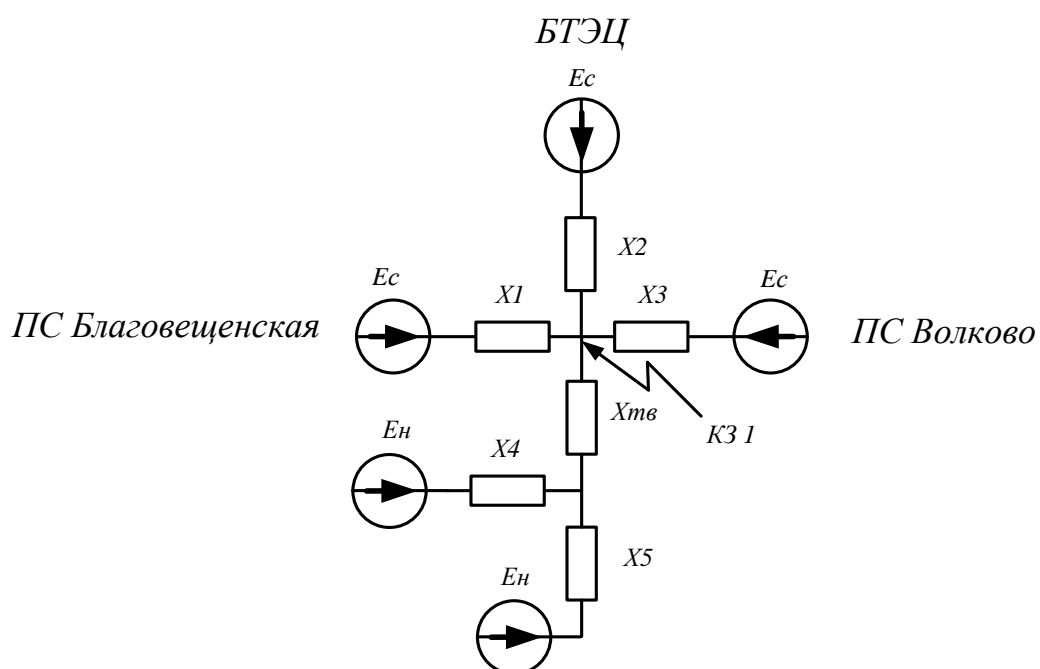


Рисунок 8 – Этап 1 преобразования

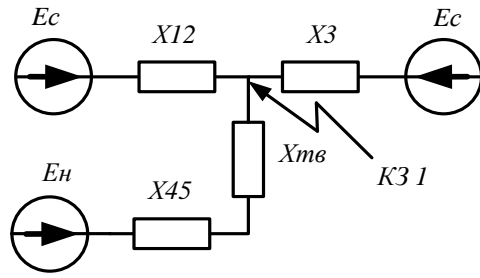


Рисунок 9 – Этап 2 преобразования

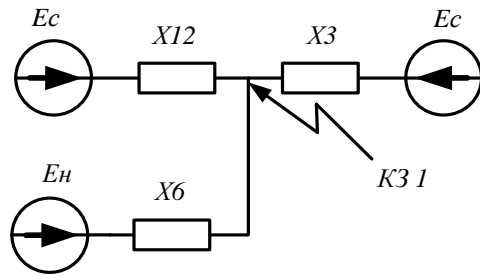


Рисунок 10 – Этап 3 преобразования

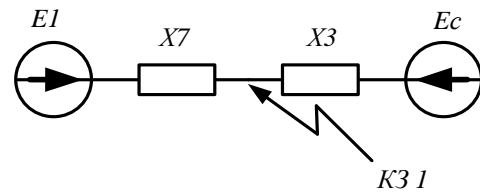


Рисунок 11 – Этап 4 преобразования

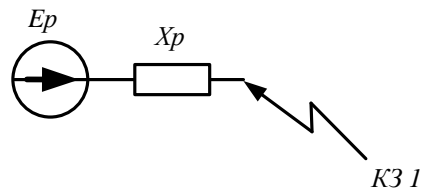


Рисунок 12 – Этап 5 преобразования

$$X1 = X_{C1} + X_{ВЛ1}$$

(50)

$$X1 = 0,035 + 0,01 = 0,045 \text{ (o.e.)}$$

$$X2 = X_{C2} + X_{BJ2} \quad (51)$$

$$X2 = 0,025 + 0,009 = 0,034 \text{ (o.e.)}$$

$$X3 = X_{C3} + X_{BJ3} \quad (52)$$

$$X3 = 0,041 + 0,06 = 0,101 \text{ (o.e.)}$$

$$X4 = X_{HI} + X_{TC} \quad (53)$$

$$X4 = 11,98 \text{ (o.e.)}$$

$$X5 = X_{H2} + X_{TH} \quad (54)$$

$$X5 = 3,46 + 0,08 = 3,54 \text{ (o.e.)}$$

$$X12 = \frac{X1 \cdot X2}{X1 + X2} \quad (55)$$

$$X12 = \frac{0,045 \cdot 0,034}{0,045 + 0,034} = 0,019 \text{ (o.e.)}$$

$$(56) \quad X45 = \frac{X4 \cdot X5}{X4 + X5}$$

$$X45 = \frac{11,98 \cdot 3,54}{11,98 + 3,54} = 2,73 \text{ (o.e.)}$$

$$X6 = X45 + X_{TB} \quad (57)$$

$$X6 = 2,73 + 0,13 = 2,86 \text{ (o.e.)}$$

$$(58) \quad X7 = \frac{X12 \cdot X6}{X12 + X6}$$

$$X7 = \frac{0,019 \cdot 2,86}{0,019 + 2,86} = 0,018 \text{ (o.e.)}$$

Определяем результирующее сопротивление:

$$X_p = \frac{X_7 \cdot X_3}{X_7 + X_3} \quad (59)$$

$$X_p = \frac{0,018 \cdot 0,101}{0,018 + 0,101} = 0,015 \text{ (о.е.)}$$

$$E_1 = \frac{X_6 \cdot E_c + X_{12} \cdot E_H}{X_6 + X_{12}} \quad (60)$$

где  $E_c$ ,  $E_H$  – соответственно ЭДС системы и нагрузки в относительных единицах.

$$E_1 = \frac{2,86 \cdot 1 + 0,019 \cdot 0,85}{2,86 + 0,019} = 0,98 \text{ (о.е.)}$$

Определяем результирующую ЭДС:

$$E_p = \frac{X_3 \cdot E_1 + X_7 \cdot E_c}{X_3 + X_7} \quad (61)$$

$$E_p = \frac{0,101 \cdot 0,98 + 0,018 \cdot 0,85}{0,101 + 0,018} = 0,96 \text{ (о.е.)}$$

Периодическая составляющая тока КЗ в рассматриваемой точке:

$$I_{по} = \frac{E_p}{X_p} \cdot I_{Б110} \quad (62)$$

$$I_{по} = \frac{0,96}{0,015} \cdot 0,5 = 12,87 \text{ (кА)}$$

Апериодическая составляющая тока КЗ в рассматриваемой точке:

$$I_A = \sqrt{2} \cdot I_{по} \cdot e^{\frac{-T_{об}}{T_a}} \quad (63)$$

где  $T_{об}$  – время отключения выключателя.

$T_a$  – постоянная времени (принимается 0,03).

$$I_A = \sqrt{2} \cdot 12,87 \cdot e^{\frac{-0,06}{0,03}} = 2,46 \text{ (кА)}$$

Коэффициент ударного тока в рассматриваемой точке:

$$k_y = \left( 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} \right) \quad (64)$$

$$k_y = \left( 1 + e^{\frac{-0,01}{0,02}} \right) = 1,61$$

Ударный ток КЗ в рассматриваемой точке:

$$I_y = \sqrt{2} \cdot I_{по} \cdot k_y \quad (65)$$

$$I_y = \sqrt{2} \cdot 12,87 \cdot 1,61 = 29,3 \text{ (кА)}$$

Расчет теплового импульса (с учетом максимального времени работы защиты) в рассматриваемой точке:

$$B_k = I_{по}^2 \cdot (T_{об} + T_a) \quad (66)$$

Для нашего случая

$$B_k = 12,87^2 \cdot (0,5 + 0,02) = 86,13 \text{ (кА}^2\text{с)}$$

Остальные данные указаны в таблице 14.

Таблица 14 - Расчет токов КЗ на подстанции Центральная

Расчетная точка КЗ	$I_{по}$ (кА)	$I_A$ (кА)	$T_a$	$k_y$	$I_y$ (кА)	$B_k$ (кА <sup>2</sup> с)
№1	12,87	2,46	0,03	1,61	29,3	86,13
№2	6,1	0,56	0,03	1,72	10,68	19,72
№3	23,65	4,12	0,03	1,63	38,54	290,84

Расчетные данные используем далее при выборе оборудования.

## 15 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ОБОРУДОВАНИЯ РУ 110/35/10 КВ ПОДСТАНЦИИ ЦЕНТРАЛЬНАЯ

В данном разделе проводим проверку установленного в настоящее время коммутационного оборудования на предмет соответствия увеличенной номинальной мощности силовых трансформаторов, дополнительно проводим выбор такого оборудования как трансформаторы тока в соответствии с номинальной мощностью силовых трансформаторов.

Максимальные рабочие токи в РУ определяем по условиям номинальной загрузки трехобмоточных трансформаторов установленных на ПС.

Определяем максимальные рабочие токи РУ ВН, СН, НН ПС Центральная по следующей формуле из условия распределения мощности по обмоткам 100/100/100%:

$$I_{м110} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{тн.ом}}}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (67)$$

$$I_{м35} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{тн.ом}}}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (68)$$

$$I_{м10} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{тн.ом}}}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (69)$$

где  $S_{\text{тн.ом}}$  – номинальная мощность трансформатора (МВА);

$U_n$  – номинальное напряжение рассматриваемого РУ (кВ);

$$I_{м110} = \frac{1,4 \cdot 40}{\sqrt{3} \cdot 110} = 294,27 \text{ (А)}$$

$$I_{м35} = \frac{1,4 \cdot 40}{\sqrt{3} \cdot 35} = 924,85 \text{ (А)}$$

$$I_{м10} = \frac{1,4 \cdot 40}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 3082,85 \text{ (А)}$$

При выборе и проверке оборудования необходимо учитывать данные о максимальных рабочих токах.

### 15.1 Проверка выключателей 110 кВ.

Проверка выключателей осуществляется по номинальному напряжению и номинальному току [6]:

$$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ} \quad (70)$$

$$I_{НОМ} \geq I_M \quad (71)$$

Термическая стойкость проверяется по выражению:

$$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K \quad (72)$$

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

$t_{ТЕР}$  - время термической стойкости,

$B_K$  - тепловой импульс (интеграл Джоуля).

Электродинамическая стойкость проверяется по выражению:

$$I_{ПРСКВ} = I_{ДИН} \geq I_U \quad (73)$$

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

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

Проверяем выключатель ВЭБ-110 П-40/2500 ХЛ1 установленный в настоящее время на ПС. Сравнение параметров выключателя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показаны в таблице 15:

Таблица 15 – Проверка выключателей 110 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
1	2	3	4
$U_{НОМ}$ (кВ)	110	110	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
$I_{НОМ}$ (А)	2500	294,27	$I_{НОМ} \geq I_M$



Продолжение таблицы 15

1	2	3	4
$I_{ВКЛ}$ (кА)	40	12,87	$I_{ВКЛ} \geq I_{ПО}$
$i_{ВКЛ}$ (кА)	102	29,3	$i_{ВКЛ} \geq i_{УД}$
$I_{ОТК}$ (кА)	40	12,87	$I_{ОТК} \geq I_{ПО}$
$i_{АН}$ (кА)	12,45	2,46	$i_{АН} \geq i_A$
$I_{ПРСКВ}$ (кА)	102	29,3	$i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$
$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА <sup>2</sup> с)	1200	86,13	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$

Выключатель проходит по всем параметрам его замена не требуется

### 15.2 Проверка выключателей 35 кВ.

Проверяем выключатель ВГБЭ-35-12,5/1000 УХЛ1 установленный в настоящее время на ПС. Сравнение параметров выключателя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показаны в таблице 16:

Таблица 16 – Проверка выключателей 35 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{НОМ}$ (кВ)	35	35	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
$I_{НОМ}$ (А)	1000	924,85	$I_{НОМ} \geq I_m$
$I_{ВКЛ}$ (кА)	12,5	6,1	$I_{ВКЛ} \geq I_{ПО}$
$i_{ВКЛ}$ (кА)	31,5	10,68	$i_{ВКЛ} \geq i_{УД}$
$I_{ОТК}$ (кА)	12,5	6,1	$I_{ОТК} \geq I_{ПО}$
$i_{АН}$ (кА)	7,9	0,56	$i_{АН} \geq i_A$
$I_{ПРСКВ}$ (кА)	31	10,68	$i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$
$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА <sup>2</sup> с)	5000	19,72	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$

Выключатель проходит по всем параметрам его замена не требуется

### 15.3 Проверка выключателей 10 кВ.

Проверяем выключатель вводной ВВ/TEL-10-31,5/2000 установленный в настоящее время на ПС. Сравнение параметров выключателя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показаны в таблице 17:

Таблица 17 – Проверка вводных выключателей 10 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{НОМ}$ (кВ)	10	10	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
$I_{НОМ}$ (А)	<b>2000</b>	<b>3082,85</b>	$I_{НОМ} \geq I_{м}$
$I_{ВКЛ}$ (кА)	31,5	23,65	$I_{ВКЛ} \geq I_{ПО}$
$i_{ВКЛ}$ (кА)	80	38,54	$i_{ВКЛ} \geq i_{УД}$
$I_{ОТК}$ (кА)	31,5	23,65	$I_{ОТК} \geq I_{ПО}$
$i_{АН}$ (кА)	13,36	4,12	$i_{АН} \geq i_{А}$
$I_{ПРСКВ}$ (кА)	80	38,54	$i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$
$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА <sup>2</sup> с)	2976,75	290,84	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_{К}$

Выключатель не проходит по номинальному току следовательно требуется его замена. Принимаем на данном уровне напряжений выключатель типа ВВ/TEL-10-31,5/3500, сравнение параметров нового выключателя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показаны в таблице 18:

Таблица 18 – Выбор и проверка вводных выключателей 10 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{НОМ}$ (кВ)	10	10	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
$I_{НОМ}$ (А)	3500	3082,85	$I_{НОМ} \geq I_{м}$
$I_{ВКЛ}$ (кА)	31,5	23,65	$I_{ВКЛ} \geq I_{ПО}$
$i_{ВКЛ}$ (кА)	80	38,54	$i_{ВКЛ} \geq i_{УД}$
$I_{ОТК}$ (кА)	31,5	23,65	$I_{ОТК} \geq I_{ПО}$
$i_{АН}$ (кА)	13,36	4,12	$i_{АН} \geq i_{А}$
$I_{ПРСКВ}$ (кА)	80	38,54	$i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$

$I_{TEP}^2 \cdot t_{TEP}$ (кА <sup>2</sup> с)	2976,75	290,84	$I_{TEP}^2 \cdot t_{TEP} \geq B_K$
---	---------	--------	------------------------------------

Выключатель проходит по всем параметрам его принимаем к установке.

Привод выключателя электромагнитный.

Проверяем выключатель секционный ВВ/TEL-10-31,5/1600 установленный в настоящее время на ПС. Сравнение параметров выключателя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показаны в таблице 19:

Таблица 19 – Проверка секционного выключателя 10 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{НОМ}$ (кВ)	10	10	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
$I_{НОМ}$ (А)	1600	1541,42	$I_{НОМ} \geq I_m$
$I_{ВКЛ}$ (кА)	31,5	23,65	$I_{ВКЛ} \geq I_{ПО}$
$i_{ВКЛ}$ (кА)	80	38,54	$i_{ВКЛ} \geq i_{УД}$
$I_{ОТК}$ (кА)	31,5	23,65	$I_{ОТК} \geq I_{ПО}$
$i_{АН}$ (кА)	13,36	4,12	$i_{АН} \geq i_A$
$I_{ПРСКВ}$ (кА)	80	38,54	$i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$
$I_{TEP}^2 \cdot t_{TEP}$ (кА <sup>2</sup> с)	2976,75	290,84	$I_{TEP}^2 \cdot t_{TEP} \geq B_K$

Выключатель проходит по всем параметрам.

#### 15.4 Проверка разъединителей.

Проверяем разъединитель 110 кВ типа РНД(3)-1(2)б-110/1000 У1, установленный в настоящее время на ПС. Сравнение параметров разъединителя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показаны в таблице 20:

Таблица 20 – Проверка разъединителей 110 кВ

Номинальные параметры разъединителя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{НОМ}$ (кВ)	110	110	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
$I_{НОМ}$ (А)	1000	294,27	$I_{НОМ} \geq I_m$
$I_{ПРСКВ}$ (кА)	80	29,3	$i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$
$I_{TEP}^2 \cdot t_{TEP}$ (кА <sup>2</sup> с)	2790,75	86,13	$I_{TEP}^2 \cdot t_{TEP} \geq B_K$

Разъединитель проходит по всем параметрам его замена не требуется.

Проверяем разъединитель 35 кВ типа РЛНД-26-35/1000 У1, установленный в настоящее время на ПС. Сравнение параметров разъединителя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показаны в таблице 21:

Таблица 21 – Выбор и проверка разъединителей 35 кВ

Номинальные параметры разъединителя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{НОМ}$ (кВ)	35	35	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
$I_{НОМ}$ (А)	1000	924,85	$I_{НОМ} \geq I_{м}$
$I_{ПРСКВ}$ (кА)	63	10,68	$i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$
$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА <sup>2</sup> с)	1875	19,72	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$

Разъединитель проходит по всем параметрам его замена не требуется

### 15.5 Выбор трансформаторов тока.

После изменения номинальной мощности силовых трансформаторов требуется замена трансформаторов тока, поэтому в данном разделе проводится их выбор и проверка.

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

$$Z_2 \approx r_2 = r_{ПРОВ} + r_{ПРИБ} + r_K \quad (74)$$

Сопротивление контактов принимается равным  $r_K = 0,1$  Ом.

Сопротивление соединительных проводов можно рассчитать по формуле:

$$r_{ПРОВ} = \frac{\rho \cdot l}{F} \quad (75)$$

где  $\rho = 0,0283$  (Ом·мм<sup>2</sup>)/м – удельное сопротивление алюминия;

$l$  - длина соединительных проводов, для РУ 110 кВ подстанции принимается - 100 м, для РУ35, 10 кВ - 60 м;

$F$  - сечение соединительного провода,  $F = 4$  мм<sup>2</sup>.

Таким образом, сопротивление соединительных проводов (110 кВ):

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

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

$$r_{\text{ПРОВ}} = \frac{0,0283 \cdot 600}{4} = 0,43$$

Сопротивление приборов определяется по формуле:

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{S_{\text{ПР}}}{I_2^2} \quad (76)$$

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

$I_2$  - вторичный номинальный ток трансформатора тока,  $I_2=5\text{А}$ .

Расчет нагрузки наиболее загруженной фазы для РУ приведен в таблице 22, 23, 24.

Таблица 22 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 110 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, ВА
Амперметр	Э-350	0,5
Ваттметр	Д-335	0,5
Варметр	Д-335	0,5
Счетчик АЭ	Альфа 1800	0,12
Счетчик РЭ		

Таблица 23 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 35 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, В·А
Амперметр	Э-350	0,5
Счетчик АЭ	Альфа 1800	0,12
Счетчик РЭ		

Таблица 24 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 10 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, В·А
Амперметр	Э-350	0,5
Счетчик АЭ	Альфа 1800	0,12
Счетчик РЭ		

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

Тогда сопротивление приборов:

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{S_{\text{ПР}}}{I^2} = \frac{1,62}{5^2} = 0,06 (\text{Ом})$$

Мощность наиболее загруженной фазы на напряжение 35 кВ  $S_{\text{ПР}} = 0,62$

ВА. Тогда сопротивление приборов:

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

Мощность наиболее загруженной фазы на напряжение 10 кВ  $S_{\text{ПР}} = 0,62$

ВА. Тогда сопротивление приборов:

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

Вторичная нагрузка трансформатора тока:

$$Z_{2,110} = r_{\text{ПРОВ}} + r_{\text{ПРИБ}} + r_{\text{К}} = 0,71 + 0,06 + 0,1 = 0,87 (\text{Ом})$$

$$Z_{2,35} = r_{\text{ПРОВ}} + r_{\text{ПРИБ}} + r_{\text{К}} = 0,43 + 0,02 + 0,1 = 0,55 (\text{Ом})$$

$$Z_{2,10} = r_{\text{ПРОВ}} + r_{\text{ПРИБ}} + r_{\text{К}} = 0,43 + 0,02 + 0,1 = 0,55 (\text{Ом})$$

Принимаем встроенные трансформатор тока на стороне 110 кВ, с номинальным током первичной обмотки 300 А

Сравнение параметров выбранного трансформатора тока с расчетными данными приведен в таблице 25.

Таблица 25 – Проверка выбранного ТТ 110 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
1	2	3	4
$U_{\text{НОМ}}$ (кВ)	110	110	$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{НСЕТИ}}$
$I_{\text{НОМ}}$ (А)	300	294,27	$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{м}}$

1	2	3	4
$I_{ПРСКВ}$ (кА)	126	29,3	$i_{ПРСКВ} \geq i_{уд}$
$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА <sup>2</sup> с)	13872	86,12	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$
Z2 ном (Ом)	20	0,87	$Z2_{НОМ} \geq Z2$

Принимаем встроенный трансформатор тока по стороне 35 кВ с номинальным током первичной обмотки 1000 А. Сравнение параметров трансформатора тока 35 кВ приведено в таблице 26.

Таблица 26 – Проверка выбранного ТТ 35 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
1	2	3	4
$U_{НОМ}$ (кВ)	35	35	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
$I_{НОМ}$ (А)	1000	924,85	$I_{НОМ} \geq I_m$
$I_{ПРСКВ}$ (кА)	125	10,68	$i_{ПРСКВ} \geq i_{уд}$
$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА <sup>2</sup> с)	7203	19,72	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$
Z2 ном (Ом)	30	0,55	$Z2_{НОМ} \geq Z2$

Принимаем трансформатор тока по стороне 10 кВ ТПЛК-10-I-1 с номинальным током первичной обмотки 4000 А. Сравнение параметров приведено в таблице 27.

Таблица 27 – Проверка выбранного ТТ 10 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{НОМ}$ (кВ)	10	10	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
$I_{НОМ}$ (А)	4000	3082,85	$I_{НОМ} \geq I_m$
$I_{ПРСКВ}$ (кА)	189	38,54	$i_{ПРСКВ} \geq i_{уд}$
$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА <sup>2</sup> с)	4800	290,84	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$
Z2 ном (Ом)	1,2	0,55	$Z2_{НОМ} \geq Z2$

Выбранные трансформаторы тока проходят по всем требованиям.

## 15.6 Проверка шин РУ 10 кВ

Проводим проверку жестких шин на стороне низкого напряжения подстанции «Центральная». В настоящее Сечение алюминиевой шины с размерами 100×8 мм (8,0 см<sup>2</sup>). Шины установлены на изоляторах плашмя, расстояние между фазами 0,4 м.

Минимальное сечение по условиям нагрева токами КЗ.

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} \quad (77)$$

где  $B_k$  – интеграл джоуля.

$C$  - коэффициент для алюминия 91

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{290,84}}{91} = 0,28 \quad (\text{см}^2)$$

Сечение проходит проверку по термической стойкости.

Проверка механической прочности:

$$l \leq \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \frac{\sqrt{J}}{q}} = \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \frac{\sqrt{56,66}}{8}} = 0,98 \quad (78)$$

где  $J$  – момент инерции шины (см<sup>3</sup>×см).

$q$  - сечение проводника, в данном случае 8 (см<sup>2</sup>)

Момент инерции:

$$J = b \cdot h^3 \frac{1}{12} = 0,8 \cdot 10^3 \frac{1}{12} = 56,66 \quad (\text{см}^2) \quad (79)$$

Наибольшее усилие в материале шин:

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{\text{кз}}^2}{a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{38540^2}{0,4} = 453,29 \quad (\text{Н/м}) \quad (80)$$



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

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

Момент сопротивления:

$$W = b \cdot h^2 \frac{1}{6} = 0,8 \cdot 10^2 \frac{1}{6} = 13,33 \text{ (см}^3\text{)} \quad (81)$$

Напряжение в шине:

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{y0}^2 \cdot l^2}{W \cdot a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{38540^2 \cdot 100^2}{13,33 \cdot 40} = 39,15 \text{ (МПа)} \quad (82)$$

При расчете напряжение все длины приведены в сантиметры.

Напряжение в материале шин (в данном случае сплав алюминия) менее предельного (60 МПа), следовательно замена шин не требуется

## 16 ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРОВ 110 КВ

Проводим расчет основной защиты трех обмоточного трансформатора ТДТН 40000/110/35/10 «Центральная»

### 16.1 Дифференциальная защита.

Защиту трансформатора выполняем на терминале РЕТ 521.

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

Выбираем коэффициенты трансформации [13]:

$$I_{1ТТ} \geq I_{ТТН} \quad (83)$$

где  $I_{ТТН}$  – номинальный ток I стороны трансформатора.

Находим вторичные токи ТТ в номинальном режиме, А:

$$I_{2ПТ} = \frac{I_{ТНОМ}}{K_{ТА}} \quad (84)$$

При внешних КЗ дифференциальный ток срабатывания должен удовлетворять условию:

$$I_{dsp} \geq K_{ОТС} \cdot I_{НБР} \quad (85)$$

$$I_{НБР} = K_{ПЕР} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РЕГ} + \Delta f_{ВЫР} \quad (86)$$

где  $K_{ОТС}$  – коэффициент отстройки;

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

$\varepsilon$  – полная относительная погрешность;

$\Delta U_{РЕГ}$  – относительная погрешность,

$\Delta f_{ВЫР}$  – относительная погрешность

Требования к ТТ дифференциальной защиты трансформаторов можно сформулировать следующим образом:

$$K_{10} = \frac{I_{1НОМТТ} \cdot K_{10}}{I_{ТНОМi}} \geq \frac{I_{КЗВНм}}{I_{ТНОМi}} \quad (87)$$

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

$K_{10}$  – наибольшая кратность первичного тока ТТ;

Далее вычисляют коэффициент торможения:

$$K_{Т1} = \frac{K_{ОТС} \cdot I_{НБР} \cdot I_{СКВ} - 0,7}{I_{СКВ} - I_{ТП}} \quad (88)$$

$$I_{ТАСЧ} = 1,25 + \frac{0,7 - I_{d\min}}{K_{Т1}} \quad (89)$$

Значения  $I_{d\min}^*$  и  $K_{Т1}$  при начальном приближении (принимается тормозная характеристика №3) выбираются из технического паспорта RET521.

Расчетный ток небаланса.

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

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

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

Принимаем:

$$I_{d\min} = 0,3 \text{ о.е.}$$

Параметры тормозных характеристик приведены в таблице 28:

Таблица 28 – Тормозные характеристики.

№ характеристики	1	2	3	4	5
$K_{Т1}$	0,15	0,2	0,3	0,4	0,49

$I_{T,расч}^*$	3,9	3,25	2,58	2,25	2,05
----------------	-----	------	------	------	------

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

$$K_{T1} = \frac{1,1 \cdot 0,29 \cdot 3 - 0,7}{3 - 2,25} = 0,61 \quad (90)$$

Принимаем тормозную характеристику №4.

### 16.2 Защита от перегрузки.

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

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

$$I_{C3} = \frac{k_{OTC}}{k_B} \cdot I_{ВНН} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 211,41 = 277,47 \text{ (А)} \quad (91)$$

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

$k_B$  – коэффициент возврата токового принимается равным 0,8;

Ток срабатывания защиты:

$$I_{CP} = \frac{277,47}{(250/5)} = 5,54 \text{ (А)} \quad (92)$$

Время срабатывания защиты принимаем равным 9 с.

### 16.3 Максимальная токовая защита.

Ток срабатывания защиты на стороне 110 кВ [13]:

$$I_{C3} = \frac{k_H \cdot k_{CAM}}{k_B} \cdot I_{ВНН} = \frac{1,2 \cdot 1,5}{0,8} \cdot 211,41 = 475,76 \text{ (А)} \quad (93)$$

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

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

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к.мин}}^{(2)}}{I_{\text{СЗ}}} = \frac{20,34 \cdot 10^3 \cdot (10,5/115)}{475,76} = 3,89 \quad (94)$$

Ток срабатывания защиты:

$$I_{\text{СР}} = \frac{475,76}{(250/5)} = 9,51(\text{А})$$

#### **16.4 Газовая защита.**

В данном разделе при реконструкции систем электроснабжения в частности источника питания подстанции «Центральная» предполагается установка на силовом трансформаторе газовой защиты которая работает на основе газового реле, расположенного между расширительным баком и основным баком силового трансформатора.

Работа реле основывается на прохождении через него газов которые образуются внутри основного бака трансформатора, при коротком замыкании происходит бурное газообразование и эти газы с большой скоростью проходит через газовое реле, в данном устройстве происходит замыкание контактов и происходит отключение силового трансформатора.

Данное устройство имеет абсолютную селективность и предназначено для отключения трансформатора только в случае повреждения внутри самого бака, также отключение трансформатора происходит при снижении уровня масла ниже уровня газового реле. Газовое реле типа «Бухгольца» предполагается устанавливать на силовые трансформаторы ПС «Центральная».

## 17 АВТОМАТИКА ПРИМЕНЯЕМАЯ НА ПОДСТАНЦИИ ЦЕНТРАЛЬНАЯ

### 17.1 Автоматика ввода резерва

В данной работе устройство АВР применяется как на стороне низкого напряжения 10 кВ ПС «Центральная» для увеличения параметров надежности электроснабжения потребителей. Рассмотрим подробно данное устройство.

Система АВР — это оборудование для автоматического ввода резерва. Такое устройство при нарушении параметров тока в основной сети самостоятельно производит переключение нагрузки на резервный ввод. При этом в качестве резервного источника выступает другая секция шин. В некоторых случаях наличие резервного питания и системы его ввода является обязательным.

#### *Назначение АВР и требования к нему.*

Главное назначение устройства АВР заключается в обеспечении бесперебойного питания электроэнергией потребителей. Для этого система АВР должна отслеживать состояние основного питания. И при выявлении нарушений переходить на подачу электроэнергии потребителю от резервного ввода. При этом процесс восстановления электропитания должен происходить максимально быстро. Обязательным условием является однократность выполняемого действия. То есть не должно быть повторных срабатываний в случае одной и той же неисправности (не устранённые токи короткого замыкания и т.п.). Ещё один важный момент - разрыв основной сети должен происходить до подключения резервной линии. обо всех изменениях устройство АВР должно информировать с помощью индикации параметров.

#### *Принцип работы АВР.*

При любых отклонениях от заданных параметров автоматика даёт команду на смену ввода. Таким отклонением от нормы может стать перенапряжение, падение напряжения, обрыв сети, перекос фаз или короткое замыкание. При этом устройство АВР проверяет выполнение целого ряда

дополнительных условий. Во-первых, на защищаемом участке не должно быть не устранённых неисправностей, иначе подключение резерва не имеет смысла и даже может представлять опасность. Во-вторых, основной ввод должен быть включен. Чтобы исключить ситуацию, когда не напряжение на основной линии пропало, а сам ввод был отключен намеренно. В третьих, проверяется наличие напряжения на резервной линии, ведь вторая секция может быть обесточена или требуется время для подачи напряжения.

Если все условия удовлетворяются, устройство АВР размыкает основной ввод. Только после этого подключается резервный (секционный). Далее принцип работы АВР может развиваться по двум сценариям. Если предполагается наличие двух равноценных вводов, то будет осуществляться питание от резерва. В противном случае произойдет возврат на основной ввод, когда параметры электрического тока на нем восстановятся.

#### *Компоненты АВР.*

С технической точки зрения устройство АВР состоит из логической и коммутационной части. Первая из них отвечает за принятие решений, а вторая выполняет механическую функцию, то есть осуществляет переключение на практике. Но задач у автоматики несколько, поэтому стоит рассмотреть компоненты АВР более детально. На каждом из вводов находятся измерительные органы. При этом измерительная часть имеет регулируемую уставку, чтобы можно было задавать верхнюю и нижнюю границу рабочего напряжения. В задачи измерительной части входит постоянный контроль того или иного ввода.

Что касается логического реле, то оно тоже имеет регулировку выдержки срабатывания. К логической части также относится цепь однократности, которая представляет собой двухпозиционное реле. Еще один немаловажный элемент АВР - индикаторная (сигнальная) часть. Она реализуется на основе указательных реле. По сути, это важная составляющая защитной функции АВР, поскольку информирует обо всех изменениях и неисправностях в работе.

В отношении силовой части стоит сказать, что она может быть собрана на контакторах или автоматических выключателях. В любом случае силовая часть должна полностью исключать возможность одновременного включения обоих вводов. Это возможно только при использовании сразу двух типов блокировки - электронной и механической.

#### *Типовые схемы АВР.*

Схема АВР на два ввода. Это самый простой вариант организации системы АВР. Реализуется на основе двух выключателей. В трехфазной сети схема строится с использованием реле контроля фаз. Принцип действия АВР на два ввода максимально простой. В нормальном режиме электрический ток подается через первый ввод. В случае нарушений контакт на первом вводе разомкнется, а на втором замкнется. Затем происходит обратный процесс, когда напряжение на основном вводе снова появляется. Особенность данной схемы заключается в том, что всегда существует приоритет первого ввода.

На ПС «Центральная» принимаем устройство АВР с приоритетом питания от рабочего ввода на стороне 10 кВ, а так же принимаем автоматику восстановления нормального режима ВНР, т.е. при появлении стабильного напряжения на рабочем вводе она переводит питание секции на основное питание.

#### **17.2 Автоматическая частотная разгрузка**

Автоматическая частотная разгрузка - элемент противоаварийной автоматики распределительных подстанций, который предназначен для предотвращения падения частоты энергосистемы в случае резкого уменьшения количества активной мощности в электрической сети.

Благодаря АЧР в случае возникновения дефицита вырабатываемой мощности на электростанциях энергетическая система остается работоспособной и обеспечивает электроснабжение наиболее ответственных потребителей, отключение которых недопустимо, так как может привести к различным негативным последствиям.



Прежде всего, это потребители первой категории, отключение которых несет опасность для жизни людей или может повлечь за собой большой материальный ущерб. Вторые по важности – это потребители второй категории надежности электроснабжения, отключение которых приводит к нарушению нормального цикла работы предприятий, различных систем и коммуникаций населенных пунктов.

Кроме того, резкое падение частоты в энергосистеме может привести к нарушению нормальной работы электрических станций. То есть если не принимать никаких мер, то снижение частоты будет продолжаться, что повлечет за собой полный развал энергосистемы.

Автоматическая частотная разгрузка в случае снижения частоты ниже установленного значения производит автоматическое отключение части потребителей от электрической сети, чем обеспечивает снижение дефицита вырабатываемой активной мощности в электрической сети. Уменьшение дефицита мощности в свою очередь способствует повышению частоты электрической сети до требуемого значения 50 Гц.

### **17.3 Автоматическое повторное включение**

Значительная часть коротких замыканий (КЗ) на воздушных ЛЭП, вызванных перекрытием изоляции, схлестыванием проводов и др. причинами, при достаточно быстром отключении повреждения релейной защитой самоустраняется. Такие самоустраняющиеся повреждения принято называть неустойчивыми.

Доля неустойчивых повреждений согласно статистическим исследованиям составляет 50-90%.

Обычно, при ликвидации аварии оперативный персонал производит опробование линии путём обратного включения под напряжение. Эта операция называется повторным включением.

Линия, на которой произошло неустойчивое повреждение, при повторном включении остаётся в работе. Поэтому повторные включения при неустойчивых повреждениях называют успешными.

При повторном включении линии, на которой произошло устойчивое повреждение, вновь возникает КЗ, и она вновь отключается защитой. Поэтому повторные включения линий на устойчивые повреждения называют неуспешными.

Для ускорения повторного включения линий и уменьшения времени перерыва электроснабжения потребителей используются специальные устройства автоматического повторного включения (АПВ).

Согласно Правилам устройств электроустановок (ПУЭ) обязательно применение АПВ на всех воздушных и смешанных ЛЭП напряжением выше 1 кВ. Успешность действия АПВ составляет 50-90%. АПВ восстанавливает нормальную схему и при ложном действии релейной защиты.

Неустойчивые КЗ часто бывают и на шинах подстанций. Поэтому на ПС оборудованных быстродействующей защитой, также применяется АПВ.

Устройствами АПВ оснащаются также все одиночно работающие трансформаторы мощностью 1000 кВА и более и трансформаторы меньшей мощности, питающие ответственную нагрузку. АПВ трансформаторов должно действовать только, если трансформатор был отключен максимальной токовой защитой. Повторное включение при повреждении самого трансформатора, когда он отключен защитами от внутренних повреждений, не производится. Успешность действия АПВ шин и трансформаторов составляет 70-90%.

АПВ используется и на кабельных линиях напряжением 6-10 кВ. Несмотря на то, что повреждения кабелей бывают, как правило, устойчивыми, успешность действия АПВ составляет 40-60%. Это объясняется тем, что АПВ восстанавливает питание потребителей при неустойчивых повреждениях на шинах, при отключении линий вследствие перегрузки, при ложных и неселективных действиях защиты.

## 18 БЛОК МИКРОПРОЦЕССОРНОЙ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ

На подстанции Центральная 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. Для создания модуля следует использовать программный комплекс "Конфигуратор - МТ". Модуль 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.

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

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 "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 время токовую 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 У1" или увеличение напряжения обратной последовательности выше уставки "МТЗ РН У2". При использовании комбинированного пуска МТЗ по напряжению применять уставки по времени менее 0,1 с не рекомендуется.

Контроль напряжения для комбинированного пуска МТЗ выводится при неисправности цепей напряжения в соответствии рисунком Б.2. 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.

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

Для блокировки работы УМТЗ предусмотрен сигнал "УМТЗ блок.". 4.1.4 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).

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.



## 19 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

В данной работе разработан проект современной системы электроснабжения напряжением 10 кВ центральной части города «Благовещенск» в Амурской области, в частности проведена замена устаревших трансформаторных подстанций и их оборудования на более современное, проведена замена кабельных линий электропередачи напряжением 10 кВ, принят современный тип проводников. Проведена частичная реконструкция источника питания ПС «Центральная» 110/35/10 кВ.

### 19.1 Безопасность

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

1. Инструкций по охране труда для каждой профессии и на отдельные виды работ.
2. Правил устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов /ПБ-10-382-00/.
3. Межотраслевых правил по охране труда при погрузочно-разгрузочных работах и размещении грузов /ПОТ РМ 007-98/.
4. СНиП 12-03-2001 «Безопасность труда в строительстве. Часть 1. Общие требования».
5. Инструкция по организации и производству работ повышенной опасности /СО 34.03.284-96/

#### *Безопасность при работах в распределительных устройствах:*

При выполнении работы на выкатной тележке выключателя шкафа комплектного распределительного устройства, необходимо выкатить ее в ремонтное положение, при этом шторки отсека в котором остались токоведущие части под напряжением, должны быть заперты на замок, вывешен соответствующий плакат «стой напряжение», на тележке где предстоит работать, вывешен плакат «работать здесь».

При выполнении работ вне комплектного распределительного устройства, то есть на подключённом к нему оборудовании тележку выключателя необходимо выкатить в ремонтное положение из шкафа, при этом разрешается при наличии блокировки между заземляющими ножами и тележкой устанавливать ее в испытательное положение, при отсутствии такой блокировки устанавливать тележку в испытательное положение можно при условии запираания шторок на замок.

Устанавливать в испытательное положение тележки выключателя для опробования допускается только в случае, когда работы вне комплектного распределительного устройства не проводится либо выполнено заземление в шкафу комплектного распределительного устройства.

Рассмотрим основные требования техники безопасности при работах в трансформаторных подстанциях:

При выполнении работ в комплектных трансформаторных подстанциях без отключения источника питания напряжением выше 1000 В допускается выполнять только осмотр и ремонт, которые возможно выполнить стоя на площадке при условии соблюдения определенных расстояний до токоведущих частей находящихся под напряжением. При условии, если это расстояния до токоведущих частей меньше допустимых значений, то данная работа должна выполняться с соответствующим отключением электрооборудования.

Допуск работников на комплектные трансформаторные подстанции независимо от того присутствует напряжение на них или нет должен выполняться только после их отключения коммутационными аппаратами, при этом если не исключена подача напряжения на рабочее место, то должны быть отключены коммутационные аппараты с противоположной стороны и приняты меры против самопроизвольного включения коммутационных аппаратов. На трансформаторных подстанциях и других устройствах не имеющих стационарных ограждений приводы разъединителей либо выключателей нагрузки должны быть заперты на замок, стационарные лестницы и площадки

обслуживания должны быть заблокированы с разъединителями из также заперты на замок.

#### *Безопасность при работах на силовых трансформаторах.*

Осмотр силового оборудования находящегося в работе такого как силовые трансформаторы, шунтирующие реакторы либо иное оборудование должен выполняться с земли с использованием стационарных сооружений с поручнями, при этом расстояние до токоведущих частей должно быть не менее допустимого, по условиям безопасного выполнения этой работы. При необходимости осмотра газового реле трансформатора в случае срабатывания его на сигнал, силовой трансформатор должен быть разгружен и отключен от сети для отбора газа для анализа.

Работы внутри силового трансформатора должны выполнять специальные рабочие подготовленные для данной работы и хорошо знающие пути перемещения во время выполнения данной работы.

Специальная одежда работающего должна быть чистой и удобной, защищать тело от перегрева в жаркое время года, а также от различных механических повреждений и от загрязнения маслом.

Работа внутри трансформатора должна производиться по наряду не менее чем тремя работниками, двое из которых являются страхующими. При этом они должны находиться у смотрового люка, а если его нет, то у специального отверстия для установки ввода.

Освещение внутри трансформатора в обязательном порядке должно быть переносным, напряжением не более 12 В и иметь защитную сетку только заводского исполнения, либо в данном случае можно пользоваться аккумуляторными фонарями, разделительный трансформатор в данном случае должен быть установлен снаружи бака трансформатора.

В случае если при работе в бак подается осушенный воздух с точкой росы не выше 40 градусов, то регламентированное время пребывания работника внутри трансформатора не должно превышать 4 часа в сутки.

#### *Охрана труда при выполнении работ на кабельных линиях*

При обнаружении не отмеченных на планах коммуникаций кабелей и трубопроводов в подземных сооружениях, а также боеприпасов все земляные работы прекращается для выяснения принадлежности и разрешения соответствующих организаций на продолжение работ.

Запрещается выполнение земельных работ машинами на расстоянии меньше 1 метра, механизмов ударного действия менее 5 метров от трассы электрического кабеля если эти работы связаны с раскопкой кабеля.

Перед разрезанием кабельной муфты обязательно необходимо удостовериться в том, что работа выполняется именно на том кабеле, который должен подлежать ремонту и что он отключен и выполнены в полном объеме все технические мероприятия.

Перед разрезанием кабеля и вскрытием его соединительной муфты необходимо проверить отсутствие напряжения с использованием специального приспособления, которое представляет из себя изолирующую штангу и стальную иглу или режущий наконечник. На кабельной линии, имеющей два источника питания отсутствие напряжения, проверяется проколом дистанционным способом со всех сторон откуда может быть подано напряжение.

Прокол электрического кабеля следует выполнять с использованием диэлектрических перчаток, а также средств защиты от термических рисков в частности электрической дуги, при этом на изолирующем основании поверх траншеи с наибольшего расстояния от ремонтируемого кабеля.

Прокол кабеля выполняется двумя работниками: допускающим и производителем работ, либо производителем работ и ответственным руководителем работ, одних из которых должен пройти специальное обучение и будет прокалывать кабель, а второй будет наблюдающим.

При заземлении прокалывающего приспособления могут быть использованы различные заземлители, погруженные в почву на глубину не менее 0,5 метра при этом присоединять заземляющий поводок следует с

использованием специальных хомутов, броня кабеля при этом должна быть защищена.

*Охрана труда при погрузо-разгрузочных работах.*

В Правилах предусмотрены единые требования безопасности при производстве погрузочно-разгрузочных работ и размещении грузов для предприятий, учреждений и организаций (далее - организаций) всех сфер хозяйственной деятельности, форм собственности и организационно-правовых форм, а также для физических лиц, занимающихся указанными видами работ в порядке предпринимательской деятельности.

Правила действуют на всей территории Российской Федерации и должны учитываться при строительстве новых, реконструкции и техническом перевооружении действующих организаций, цехов, производств, при разработке и эксплуатации оборудования, разработке и применении технологических процессов.

Выполнение отдельных требований Правил, связанных со значительными капитальными затратами, по срокам их реализации, а также для сферы малого бизнеса и предпринимательства могут быть решены в отдельном порядке по согласованию с органом исполнительной власти по труду субъекта Российской Федерации, органами государственного надзора и контроля по вопросам, входящим в их компетенцию.

Погрузочно-разгрузочные работы должны выполняться в соответствии с требованиями Правил устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов и других нормативных правовых актов и нормативных технических документов, принятых в установленном порядке, и соблюдение которых обеспечивает безопасность работ.

При использовании стационарно установленных грузоподъемных механизмов и другого производственного оборудования, при работах с опасными веществами, расплавленными металлами и сплавами, определенными Федеральным законом N 116-ФЗ от 21.07.97 как опасные

производственные объекты, должны выполняться, кроме того, требования промышленной безопасности.

Производственная деятельность должна осуществляться на основании соответствующих лицензий и быть оформлена договором страхования риска ответственности за причинение вреда.

Применяемые на опасном производственном объекте грузоподъемные машины и другое производственное оборудование по перечню, определяемому Правительством Российской Федерации, должны иметь сертификат на соответствие требованиям промышленной безопасности.

Работники, занятые на выполнении работ на опасном производственном объекте, должны обладать соответствующей квалификацией, быть аттестованными в области промышленной безопасности, не иметь медицинских противопоказаний к указанной работе и быть допущены к выполнению работ в установленном порядке.

Организация работ должна обеспечивать безопасное производство работ, надлежащий контроль за соблюдением требований промышленной безопасности, локализацию и ликвидацию последствий аварий и инцидентов на опасном производственном объекте в случае их возникновения и определять порядок технического расследования их причин, разработки и реализации мероприятий по их предупреждению и профилактике.

Организации, обращающиеся с опасными веществами в количествах, указанных в приложении 2 Федерального закона N 116-ФЗ от 21.07.97, должны оформить декларацию промышленной безопасности.

В Правилах содержатся основные требования по охране труда при погрузочно-разгрузочных работах и складирования грузов, на основе которых с учетом конкретных условий и в соответствии с перечнем в организации должны быть разработаны или приведены в соответствие с ними положения и инструкции по охране труда по профессиям и видам работ, при этом:

Перечень инструкций должен быть составлен службой охраны труда при участии руководителей подразделений, служб главных специалистов,

организации труда и заработной платы, утвержден руководителем организации и разослан структурным подразделениям.

Разработка инструкций должна осуществляться руководителями цехов, лабораторий, отделов и других структурных подразделений организации.

Разработка инструкций должна быть организована приказом, распоряжением руководителя организации.

Утверждение инструкций должно производиться руководителем организации после согласования с соответствующим профсоюзным органом или иными уполномоченными работниками представительными органами и службой охраны труда, а в необходимых случаях и с другими заинтересованными службами.

Инструкции по охране труда должны выдаваться работникам или находиться на рабочих местах или других известных и доступных местах их организованного хранения.

Пересмотр инструкций должен производиться не реже одного раза в пять лет и в случаях изменения технологии, оборудования, инструментов и др. Для работ с повышенной опасностью пересмотр инструкций должен производиться не реже одного раза в три года.

У руководителя структурного подразделения, начальника участка, мастера, прораба должен быть в наличии комплект инструкций для работников по всем профессиям и видам работ.

Требования и нормы, установленные в стандартах организации, в инструкциях по охране труда или другой нормативной документации (включая конструкторскую, технологическую и др.), должны соответствовать требованиям настоящих Правил, стандартов ССБТ, стандартов и технических условий на сырье, материалы, продукцию и т.д.

Ответственность за организацию погрузочно-разгрузочных работ в организации должна быть возложена приказом на специалиста, организующего эти работы.

На время отпуска, командировки и в других случаях отсутствия ответственного лица выполнение его обязанностей должно быть возложено приказом на работника, замещающего его по должности.

Крановщики и их помощники, стропальщики должны руководствоваться производственными инструкциями, разработанными на основе типовых инструкций по этим профессиям, утвержденных Госгортехнадзором России, а для кранов мостового типа, оснащенных радиоэлектронными средствами дистанционного управления, - на основе типовых инструкций специализированных организаций, согласованных Госгортехнадзором России.

Руководители и специалисты, обеспечивающие содержание грузоподъемных машин в исправном состоянии и их безопасную эксплуатацию, и работники, ответственные за безопасное производство работ кранами, должны руководствоваться инструкциями, разработанными на основе Правил устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов, подъемников (вышек) и других правил Госгортехнадзора России и типовых инструкций, утвержденных Госгортехнадзором России.

Работники, занятые на ремонте и обслуживании грузоподъемных машин, должны руководствоваться производственными инструкциями, разработанными в соответствии с требованиями Правил устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов, Правил эксплуатации электроустановок потребителей, Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей и настоящих Правил.

Лицо, руководящее производством погрузочно-разгрузочных работ, обязано:

перед началом работы обеспечить охранную зону в местах производства работ, проверить внешним осмотром исправность грузоподъемных механизмов, такелажного и другого погрузочно-разгрузочного инвентаря. Работа на неисправных механизмах и неисправным инвентарем запрещается;



проверить у работников, осуществляющих работы, наличие соответствующих удостоверений и других документов на право производства этих работ;

следить за тем, чтобы выбор способов погрузки, разгрузки, перемещения грузов соответствовал требованиям безопасного производства работ;

при возникновении аварийных ситуаций или опасности травмирования работников немедленно прекратить работы и принять меры для устранения опасности.

При пересмотре правил, стандартов и других нормативных актов, на которые в Правилах сделаны ссылки, следует руководствоваться уточненными редакциями этих документов.

Организация контроля за выполнением требований Правил возлагается на работодателя, контроль за их выполнением - непосредственно на руководителей структурных подразделений (служб) организации.

Выполнение требований инструкций следует проверять при осуществлении всех видов контроля.

Служба охраны труда организации должна осуществлять постоянный контроль за своевременной разработкой, проверкой и пересмотром инструкций по охране труда, оказывать разработчикам (подразделениям) методическую и организационную помощь и содействие.

В местах производства погрузочно-разгрузочных работ содержание вредных веществ (аэрозолей, паров) и пыли в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций по ГОСТ 12.1.005.

Общие требования безопасности при проведении погрузочно-разгрузочных работ и размещении грузов устанавливает ГОСТ 12.3.009, общие требования безопасности к процессам перемещения грузов (погрузке, разгрузке, транспортированию, промежуточному; складированию, устройству и содержанию транспортных путей) напольным колесным безрельсовым транспортом устанавливает ГОСТ 12.3.020, требования охраны труда при эксплуатации промышленного транспорта устанавливают ПОТ РМ-008-98.

Безопасность выполнения работ по перемещению грузов кранами должна обеспечиваться комплексом организационных и технических мер:

На места производства работ и к оборудованию не должны допускаться лица, не имеющие прямого отношения к этим работам. Не допускается нахождение людей, нахождение и передвижение транспортных средств в зоне возможного падения грузов с подвижного состава при погрузке и разгрузке, а также при перемещении грузов подъемно-транспортным оборудованием.

Работники, производящие работы по перемещению грузов кранами и обслуживающие это оборудование, должны быть обучены, аттестованы, допущены к самостоятельным работам в установленном порядке в соответствии с требованиями Правил устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов, Правил устройства и безопасной эксплуатации подъемников (вышек) и др. нормативной документации, и им должны быть созданы условия для безопасного и безаварийного производства работ (климат рабочей зоны и мест производства работ, техническое и организационное обеспечение этих работ, средства защиты от воздействия опасных и вредных производственных факторов, четкое распределение обязанностей и ответственности среди исполнителей работ и организация взаимодействия между ними, ответственность каждого за исполнение своих обязанностей и др.).

Доступ персонала на мостовые, передвижные консольные краны, крановые пути и проходные галереи должен определяться и регулироваться системой ключ-марка

Для передвижения стрелового крана его стрела должна быть приведена в транспортное положение (установкой ее вдоль продольной оси пути движения), крюк поднят и закреплен в верхнем положении.

Строительно-монтажные и др. работы с применением грузоподъемных машин должны выполняться по проекту производства работ, предусматривающему:

соответствие кранов производимой работе по грузоподъемности, высоте подъема груза, вылету стрелы;

безопасную установку крана для работы вблизи строений, мест складирования, откосов котлованов и в других условиях;

безопасные расстояния от сетей и воздушных линий электропередачи, включая городские контактные сети и т.д.

Погрузочно-разгрузочные работы и размещение грузов кранами должны выполняться по технологическим картам, разработанным с учетом требований ГОСТ 12.3.009 и утвержденным в установленном порядке.

При размещении грузов должны соблюдаться размеры отступов: от стен помещений - 0,7 м, от приборов отопления - 0,2 м (должны увеличиваться по условиям хранения груза), от источников освещения - 0,5 м, от пола - 0,15 м, между ящиками в штабеле - 0,02 м, между поддонами и контейнерами в штабеле - 0,05 - 1 м.

Разгрузка и загрузка полувагонов крюковыми кранами должны производиться по технологии, утвержденной владельцем крана, с указанием в ней необходимых мер для безопасного производства работ с учетом конкретного груза и объекта погрузки-разгрузки.

Транспортировать груз на крюке крана над рабочими местами или при нахождении людей в зоне перемещения груза запрещается.

Поднимать груз большой грузоподъемности крана запрещается.

Опускать груз разрешается только на предназначенное для этого место с исключением возможности его падения, опрокидывания, сползания. Грузы должны укладываться или устанавливаться в соответствии с требованиями при складировании конкретных грузов без загромождения проходов и с выполнением требований по удобству и безопасности их строповки и расстроповки.

Погрузочно-разгрузочные ramпы и платформы должны защищать грузы и погрузочно-разгрузочные механизмы от атмосферных осадков, иметь не менее двух рассредоточенных лестниц или пандусов и ширину, обеспечивающую

соблюдение требований технологии и безопасности при погрузочно-разгрузочных работах.

Не допускается нахождение людей и проведение каких-либо работ в зоне работы грейферных и магнитных кранов;

По окончании работы оставлять груз, грейфер, магнитную шайбу в подвешенном состоянии запрещается.

Для перевозки порошковых и сыпучих материалов должны использоваться специальные железнодорожные вагоны и автомашины типа цементовоза, обеспечивающие беспыльную загрузку, транспортировку и разгрузку этих материалов.

Тара для транспортирования порошковых материалов должна обеспечивать целостность упаковки на всех этапах обращения (вплоть до их применения в производстве) без промежуточных пересыпок.

Для транспортирования вредных и агрессивных жидких материалов должны применяться специальные цистерны.

Для легкозамерзающих веществ высокой вязкости должны предусматриваться системы быстрого разогрева без изменения их химических свойств и без выделения в атмосферу вредных паров и газов.

Для транспортирования сжиженных вредных газов (хлора, аммиака и др.) должны применяться специальные железнодорожные или автомобильные цистерны.

Загрузка опасных веществ, их слив или выдавливание из цистерн, а также промывка и пропарка цистерн должны осуществляться способами, исключающими контакт с ними работников или выделение в воздух вредных веществ. Перед сливом жидкостей необходимо проверить работоспособность клапана, соединяющего внутреннюю полость цистерны с атмосферой.

Для транспортирования сыпучих материалов следует применять непрерывный транспорт с минимальным числом пересыпок (транспортеры, элеваторы и др.); для порошковых материалов (цемента, извести и т.п.) - пневмотранспорт или транспортеры с минимальным количеством пересыпок и

с применением обеспыливающих устройств; для жидких опасных веществ с расходом более 400 кг в смену - трубопроводы из арматуры, исключая просачивание этих веществ, а при меньших расходах - в таре поставщика; для сжиженных и сжатых вредных газов с большим расходом - трубопроводы, при незначительных расходах (до 10 баллонов в смену) - в баллонах.

При выполнении погрузочно-разгрузочных работ кранами необходимо соблюдать следующие требования безопасности:

Работать грузоподъемными механизмами и механизмами передвижения крана по сигналу стропальщика.

Немедленно приостанавливать работу по сигналу "Стоп" независимо от того, кем он подан.

Подъем, опускание, перемещение груза, торможение при всех перемещениях выполнять плавно, без рывков.

Перед подъемом или опусканием груза необходимо убедиться в том, что вблизи груза, штабеля, железнодорожного сцепа, вагона, автомобиля и другого места подъема или опускания груза, а также между грузом и этими объектами не находится стропальщик или другие лица.

Застрапливать и отцеплять груз необходимо после полной остановки грузового каната, его ослабления и при опущенной крюковой подвеске или траверсе.

Для подводки стропов под груз необходимо применять специальные приспособления.

Строповку груза необходимо производить в соответствии со схемой строповки для данного груза.

Груз во время перемещения должен быть поднят не менее чем на 0,5 м выше встречающихся на пути предметов.

Опускать груз необходимо на предназначенное и подготовленное для него место на подкладки, обеспечивающие устойчивое положение груза и легкость извлечения из-под него стропов.

Погрузочно-разгрузочные работы следует выполнять механизированными способами с применением подъемно-транспортного оборудования и средств механизации. Механизированный способ является обязательным для грузов массой более 50 кг, а также для подъема грузов на высоту более 3 м.

Перемещение грузов массой более 20 кг в технологическом процессе должно производиться с помощью встроенных подъемно-транспортных устройств или средств механизации. Также должно быть механизировано перемещение грузов в технологическом процессе на расстояние более 25 м.

При выполнении погрузочно-разгрузочных работ и при транспортировании грузов вручную необходимо выполнять следующие требования:

Переносить острые, режущие, колющие изделия и инструменты только в чехлах, пеналах.

Переносить грузы в жесткой таре и лед без упаковки следует только в рукавицах.

Ставить стеклянную посуду на устойчивые подставки, порожнюю стеклянную тару следует хранить в ящиках с гнездами.

Не пользоваться битой посудой, имеющей сколы, трещины.

Не переносить грузы в неисправной таре, с торчащими гвоздями, окантовкой и т.п.

Для погрузки грузов на транспортные средства или их разгрузки запрещается применять доски толщиной менее 50 мм. Для исключения прогиба под доски следует устанавливать прочные подпорки.

При переноске тяжестей грузчиками на расстояние до 25 м для мужчин допускается максимальная нагрузка 50 кг, для юношей в возрасте от 16 до 18 лет - 16 кг следующие грузы: навалочные (гравий, глина, песок, зерно, овощи и т.п.), легковесные (пустая тара, фрукты в мелкой упаковке и т.п.), штучные (кирпич и т.п.), пиломатериалы (подтоварник, тес, доски, рейки и т.п.).

Переноска груза грузчиком допускается массой не более 50 кг. Если масса груза превышает 50 кг, но не более 80 кг, то переноска груза грузчиком допускается при условии, что подъем (снятие) груза производится с помощью других грузчиков.

Женщинам разрешается поднимать и переносить тяжести вручную: постоянно в течение рабочей смены - массой не более 7 кг, периодически (до 2 раз в час) при чередовании с другой работой - массой не более 10 кг.

Величина динамической работы, совершаемой в течение каждого часа рабочей смены, должна быть не более 1750 кгм при перемещении груза по рабочей поверхности и не более 875 кгм при перемещении груза с пола.

При перемещении груза на тележках или в контейнерах прилагаемое усилие для женщин не должно превышать 10 кг.

Максимальный уклон, при котором может производиться транспортирование грузов погрузчиками, не должен превышать 3 град.

Для перехода грузчиков с грузом с платформы транспортного средства в склад и обратно должны применяться мостики, сходни, трапы, прогиб настила которых при максимальной нагрузке не должен превышать 20 мм. При длине трапов, мостиков более 3 м под ними должны устанавливаться промежуточные опоры.

Мостики и сходни должны быть изготовлены из досок толщиной не менее 50 мм и снизу скреплены жесткими планками с интервалом не более 0,5 м.

Сходни должны иметь планки сечением 20 x 40 мм для упора ног через каждые 300 мм.

Металлические мостики должны изготавливаться из рифленого листового металла, толщиной не менее 5 мм.

Подмости высотой до 4 м допускаются к эксплуатации после их приемки непосредственным руководителем работ, более 4 м - комиссией, назначаемой руководителем организации.

Погрузочно-разгрузочные и транспортные работы, производимые с применением грузоподъемных кранов, должны выполняться под руководством лица, ответственного за безопасное производство работ кранами, назначаемого приказом по организации из числа мастеров, прорабов, начальников участков, бригадиров, в распоряжении которых находятся эти краны.

На складах материалов в качестве лиц, ответственных за безопасное производство работ грузоподъемными машинами, по согласованию с органом Госгортехнадзора могут назначаться заведующие складами.

Не допускается выполнение погрузочно-разгрузочных работ с опасными грузами при обнаружении несоответствия тары требованиям нормативно-технической документации, неисправной тары, а также в случае отсутствия маркировки и предупредительных надписей на ней.

Находящиеся в эксплуатации грузоподъемные машины должны иметь таблички с указанием регистрационного номера, грузоподъемности, даты следующего технического освидетельствования (частичного или полного).

Грузоподъемные машины, съемные грузозахватные приспособления и тара, не прошедшие технического освидетельствования, к работе допускать запрещается.

Неисправные съемные грузозахватные приспособления, а также приспособления, не имеющие бирок (клейм), не должны находиться в местах производства работ.

Не допускается нахождение в местах производства работ немаркированной и поврежденной тары.

Перед началом работ по перемещению грузов каждый груз должен быть тщательно осмотрен, проверены устройства для застропки (зацепки) груза в соответствии со схемой строповки.

## **19.2 Экологичность**

Процесс реализации намечаемой деятельности сопровождается воздействием на окружающую среду в виде выбросов и сбросов различных



загрязняющих веществ, размещения отходов производства и потребления, нарушения почвенно-растительного покрова и т.п.

Опыт строительства и эксплуатации аналогичных объектов, позволяет выделить следующие компоненты окружающей среды, которые могут подвергаться воздействию:

- земельные ресурсы и почвенно-растительный покров;
- водные объекты;
- приземный слой атмосферы;

При этом следует отметить, что воздействие на окружающую среду в период строительства будет носить кратковременный характер, воздействие в период эксплуатации - постоянный характер.

#### *Воздействие на атмосферный воздух*

Влияние на воздушный бассейн района работ при строительстве объекта и дальнейшей их эксплуатации различно, и зависит от вида источников выбросов загрязняющих веществ (ЗВ) на каждом этапе, их количества и времени воздействия.

Загрязнение атмосферного воздуха в период строительства проектируемого объекта происходит при выбросах загрязняющих веществ и осуществляется не организованно в месте проведения работ или стоянки (нахождения в данный конкретный промежуток времени) строительных машин и механизмов.

В состав работ по строительству, при производстве которых происходит загрязнение атмосферы, будут входить:

- подготовительные работы, в т. ч. доставка строительных материалов, машин и механизмов на временную базу, устройство временных зданий и сооружений, расчистка участка, планировочные работы на площадке строительства;
- основные работы, включая земляные работы, строительные-монтажные и специальные работы, рекультивацию нарушенных земель.

Основными источниками выделения вредных веществ в период строительства являются:

- строительное оборудование и строительная техника; автомобильная техника;
- сварочное оборудование;
- окраска;
- заправка топливных баков;
- пыление грунта при земляных работах.

Данные источники характеризуются выбросами следующих загрязняющих веществ:

- автотранспорт (неорганизованный источник выбросов), при разогреве двигателей автомобилей и их пробеге по территории, в атмосферу выбрасываются: оксид углерода, углеводороды (по керосину), азота оксид, сажа, серы диоксид, формальдегид, безопорен;

- сварочный пост (неорганизованный источник выбросов), при производстве электросварки и газовой резки, в атмосферу выбрасываются: железа оксид, марганец и его соединения, хрома оксид, пыль неорганическая, фториды плохо растворимые, фториды газообразные, азота оксид, углерода оксид;

- лакокрасочные работы (неорганизованный источник выбросов), при проведении окрасочных работ в атмосферу выделяются: ацетон, бутил ацетат, ксилол, толуол, Уайт-спирит;

- земляные работы (неорганизованный источник выбросов), работа по выемке грунта сопровождается выбросом в атмосферу неорганической пыли.

Воздействие на атмосферный воздух будет ограничено только периодом строительства объекта.

#### *Воздействие на земли и почвенный покров*

При проведении работ возможны механические и химические негативные воздействия на состояние почвенного покрова. Воздействие на почвенный покров связано:

-с работой строительной техники (выбросы окислов углерода, азота и углеводородов),

- загрязнение почв отработанными маслами и смазками автотранспорта,  
- проведением землеройных работ, сопровождающихся механическим нарушением структуры почвенного покрова (насыпь, выемка, перемешивание грунта, уплотнение).

Почвенный покров в пределах окрестных территорий будет также испытывать антропогенное-техногенное воздействие. Складирование бытового и строительного мусора может привести к загрязнению территории пластиком, стеклом, металлическим ломом.

После окончания работ и проведения своевременной рекультивации участков, территория должна вернуться к состоянию, максимально существовавшему до начала работ. При работах, связанных со строительством объекта основными природными средами воздействия будут являться: почвенный покров и атмосферный воздух.

#### *Мероприятия по минимизации воздействия на атмосферный воздух*

##### *Этап строительства*

В процессе выполнения строительных работ перечень мероприятий по минимизации загрязнения атмосферного воздуха включает в себя следующие:

- контроль за своевременным обслуживанием техники подрядной организацией и заправкой техники сертифицированным топливом;
- при длительных перерывах в работе (более 15 мин) запрещается оставлять механизмы с включенными двигателями;
- выполнение работ минимально необходимым количеством технических средств;
- выполнение регулярных проверок состава выхлопов автомобилей и строительной техники и недопущение к работе техники с повышенным содержанием вредных веществ в выхлопных газах;
- при выполнении строительно-монтажных работ предусмотреть максимально возможное применение механизмов с электроприводом;

- категорически запрещается сжигание строительного мусора на строительной площадке;

- предусмотреть производства работ поточным методом комплексного технологического потока.

#### *Этап эксплуатации*

Выполнение каких-либо специализированных мероприятий по минимизации негативного воздействия на атмосферный воздух при эксплуатации электрооборудования не требуется.

*Мероприятия по минимизации негативного воздействия на поверхностные и подземные воды*

#### *Этап строительства*

В строительный период предусмотреть следующие мероприятия:

- обязательное соблюдение границы территории работ.
- минимальное использование на площадке строительной техники.
- оснащение рабочих мест и строительной площадки инвентарными контейнерами для бытовых и строительных отходов в специально организованных местах, своевременная уборка и вывоз мусора;
- организация обслуживания, ремонта, отстоя автотранспорта и спецтехники на базе строительной-монтажной организации;
- заправка техники ГСМ на организованных АЗС общего пользования.

#### *Этап эксплуатации*

Выполнение каких-либо специализированных мероприятий по минимизации негативного воздействия на поверхностные и подземные воды при эксплуатации электрооборудования не требуется.

#### *Расчет маслоприемника трансформатора*

Основным источником загрязнения окружающей среды на подстанциях является масло. Загрязнение может произойти во время аварий, ремонтных работ. Рассмотрим защиту от загрязнений силовых трансформаторов.

В настоящее время на ПС «Центральная» установлены трехфазные трансформаторы типа ТДТН 25000/110/35/10 для которых требуется установка

нового маслоприемника т.к. существующий не отвечает требованиям правил устройств электроустановок

Размеры трансформаторов (Д×Ш×В) 6,05×4,6×5,1 м, масса масла 13,2 т.

Рассмотрим основные требования к маслоприемникам:

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

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

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

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

Рассмотрим подробно расчет маслоприемника. На рисунке 13 представлено схематичное изображение маслоприемника без отвода масла.

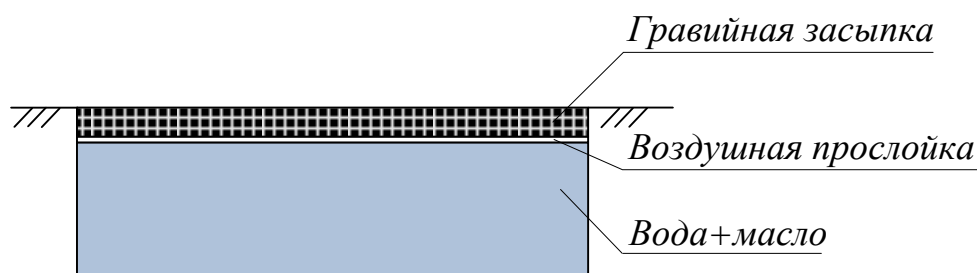


Рисунок 13 – Маслоприемник трансформатора

Определяем объем масла в трансформаторе по формуле:

$$V_{трм} = \frac{M}{\rho} \quad (95)$$

где  $M$  – масса масла в трансформаторе согласно паспортным данным 6,2 ТОННЫ.

$\rho$  – плотность масла 0,88 (т/м<sup>3</sup>)

$$V_{\text{трм}} = \frac{13,2}{0,88} = 15,0 \text{ (м}^3\text{)}$$

Определяем площадь маслоприемника по формуле:

$$S_{\text{mn}} = (A + 2 \cdot \Delta) \cdot (B + 2 \cdot \Delta) \quad (96)$$

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

$\Delta$  – расстояние между боковой стенкой трансформатора и стенкой маслоприемника

$$S_{\text{mn}} = (6,05 + 2 \cdot 1,5) \cdot (4,6 + 2 \cdot 1,5) = 68,78 \text{ (м}^2\text{)}$$

Площадь боковой поверхности трансформатора:

$$S_{\text{bn}} = (A + B) \cdot 2 \cdot H \quad (97)$$

где  $H$  – высота трансформатора (м)

$$S_{\text{bn}} = (6,05 + 4,6) \cdot 2 \cdot 5,1 = 108,63 \text{ (м}^2\text{)}$$

Нормативный коэффициент пожаротушения  $K_n$  и нормативное время тушения  $t$  соответственно равны:

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

$$t = 1800 \text{ (сек)}$$

Определяем объем воды необходимый для тушения пожара:

$$V_{\text{H}_2\text{O}} = K_n \cdot t \cdot (S_{\text{mn}} + S_{\text{bn}}) \cdot 10^{-3} \quad (98)$$

$$V_{\text{H}_2\text{O}} = 0,2 \cdot 1800 \cdot (68,78 + 108,63) \cdot 10^{-3} = 63,87 \text{ (м}^3\text{)}$$

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

$$V_{mmH_2O} = V_{mpm} + 0,8 \cdot V_{H_2O} \quad (99)$$

$$V_{mmH_2O} = 15,0 + 0,8 \cdot 63,87 = 66,1 \text{ (м}^3\text{)}$$

Определяем глубину маслоприемника для приема всей жидкости  $V_{mmH_2O}$  :

$$H_{mn} = \frac{V_{mmH_2O}}{S_{mn}} \quad (100)$$

$$H_{mn} = \frac{66,1}{68,78} = 0,96 \text{ (м)}$$

Высота гравийной подушки согласно [11]:

$$H_z = 0,25 \text{ (м)}$$

Высота воздушной прослойки согласно [11]:

$$H_{en} = 0,05 \text{ (м)}$$

Полная высота маслоприемника [11]:

$$H_{nmm} = H_{mn} + H_{en} + H_z \quad (101)$$

$$H_{nmm} = 0,96 + 0,05 + 0,25 = 1,26 \text{ (м)}$$

### 19.3 Чрезвычайные ситуации

Рассмотрим различные аварийные ситуации для данного объекта:

Чрезвычайная ситуация — это обстановка на объекте энергетики сложившаяся в результате возникновения какой-либо аварийной ситуации, либо опасного явления природы, катастрофы, стихийного бедствия которая может повлечь за собой человеческие жертвы либо ущерб здоровью окружающих или природной среде, привести к материальным потерям либо нарушением условий жизнедеятельности.

Чрезвычайные ситуации разделяются на несколько видов по характеру источника, а также по ее масштабам.

Электроэнергетическая система это часть энергосистемы включая подключенных потребителей электрической энергии, объединённых процессом выработки, передачи и потребления электрической энергии. Рассмотрим различные виды аварийных ситуаций на объектах электроэнергетики: аварии на объектах могут приводить к длительным перерывам электроснабжения потребителей значительных территорий, также к нарушению графиков движения транспорта, поражению людей электрическим током, транспортным авариям и так далее.

Рассмотрим подробно различные причины возникновения аварийных ситуаций: в первую очередь относим сюда погодные явления, обрывы проводов либо падение деревьев на них, разрушение опор воздушных линий электропередач из-за землетрясений либо наводнений, перегрузку оборудования из-за высокого потребления электрической энергии, износ оборудования в процессе его эксплуатации, человеческий фактор также являются причиной возникновения аварий, механические повреждения в результате выполнения каких-либо монтажных либо строительных работ,

Аварийные ситуации в электроэнергетике могут приводить к значительным перерывам электроснабжения, нарушению дорожного движения отсутствию освещения в городе в темное время суток, нарушению работы различных предприятий, таких потребителей как телекоммуникации, водопроводная сеть канализационная сеть, отопление и так далее, могут создавать угрозы работы медицинского оборудования в больницах, приводить к отсутствию связи, а также к различным бытовым неудобствам и так далее.

Рассмотрим предупредительные меры для предотвращения возникновения чрезвычайной ситуации: основной мерой по ликвидации ЧС на системах является своевременная и быстрая реакция специальных сил для борьбы с чрезвычайными ситуациями, необходимо вовремя выполнять ремонт



электрооборудования, а также проводить информирование и разъяснение со специалистами, работающими и обслуживающими данное оборудование.

Также для борьбы с чрезвычайными ситуациями необходимо выполнять комплекс превентивных мер для снижения возникновения аварийной ситуации и либо уменьшения последствий в результате их прохождения.

В настоящее время системы электроснабжения являются очень сложными объектами с различными связями и взаимодействиями, решение вопросов связанных с проектированием таких объектов должно выполняться при использовании вычислительной техники и математических систем, связи и коммуникаций, малейшие аварии на системах электроснабжения ведут значительному материальному и моральному ущербу при отключении и потребителей электрической энергии.

#### *Требования инструкции по ликвидации аварийной ситуации*

При возникновении аварийной ситуации дежурный диспетчер ОДУ (ЦДУ), энергосистемы независимо от присутствия на диспетчерском пункте лиц высшей технической администрации (главного диспетчера, начальника ЦДС или их заместителей), если только старший по должности не принял руководство ликвидацией аварии на себя, несет полную ответственность за ликвидацию аварийного положения, единолично принимая решение и осуществляя мероприятия по восстановлению нормального режима. При этом распоряжения указанных лиц, не соответствующие намеченному диспетчером плану ликвидации аварий, являются для диспетчера только рекомендациями, которые он имеет право не выполнять, если считает их неправильными.

Однако находящееся на диспетчерском пункте лицо высшей технической администрации имеет право взять руководство ликвидацией аварии на себя или поручить его другому лицу, если считает действия диспетчера неправильными и если последний не согласен с его указаниями. Передача руководства ликвидацией аварии оформляется в оперативном или другом журнале, заменяющем оперативный журнал.

С этого момента диспетчер безоговорочно выполняет все распоряжения и указания лица, принявшего на себя руководство ликвидацией аварии. Диспетчер, отстраненный от руководства ликвидацией аварии, может оставаться на своем рабочем месте, вести с подчиненным персоналом все оперативные переговоры и отдавать распоряжения, подтвержденные лицом, руководящим ликвидацией аварии.

О возникновении аварии диспетчер ОДУ (ЦДУ), энергосистемы, не задерживая ликвидации аварии, обязан сообщить в краткой форме по принадлежности руководству ОДУ (ЦДУ), энергосистемы и другим лицам по списку, утвержденному соответственно начальником ОДУ (ЦДУ), генеральным директором ПОЭЭ, а также в случае необходимости (в частности, при аварии на нескольких уровнях) информировать нижестоящий оперативный персонал.

Ликвидация аварии на электростанции производится под непосредственным руководством начальника смены станции. Начальники смен цехов (блоков) обязаны сообщать начальнику смены электростанции о всех нарушениях нормального режима работы и выполнять все его указания.

Весь персонал, находящийся во время аварии на электростанции, включая начальников цехов, подчиняется начальнику смены электростанции в вопросах, связанных с ликвидацией аварии.

Начальники цехов, находящиеся на электростанции во время ликвидации аварии, должны по мере необходимости информировать дежурных об особенностях эксплуатации оборудования в аварийных условиях.

Главный инженер электростанции или предприятия электрических сетей и начальник цеха, района электрических сетей, службы или группы подстанций имеют право отстранить от руководства ликвидацией аварии подчиненный им оперативный персонал, не справляющийся с ликвидацией аварии, приняв руководство на себя или поручив его другому лицу.

О замене дежурного ставятся в известность как вышестоящий, так и подчиненный оперативный персонал.

Лицо, принявшее руководство ликвидацией аварии, независимо от должности принимает на себя все обязанности отстраненного дежурного и оперативно подчиняется вышестоящему оперативному персоналу.

Во время аварии на щите управления блока, электростанции, подстанции, в помещении диспетчерского пункта предприятия (района) электрических сетей энергосистемы, ОДУ (ЦДУ) имеют право находиться лишь лица, непосредственно участвующие в ликвидации аварии, лица административно-технического персонала и специалисты технологических служб. Список таких лиц утверждается соответственно начальником ОДУ (ЦДУ), главным инженером энергосистемы, электростанции, предприятия электрических сетей.

После ликвидации аварии и восстановления работы энергосистемы, электростанции, подстанции ответственный за ремонт данного оборудования персонал должен срочно приступить к ремонту поврежденного оборудования, получив допуск от соответствующего дежурного персонала.

Отремонтированное после аварии оборудование должно включаться в работу только после приемки его начальником цеха, подстанции (группы подстанций) или лицом, его заменяющим, в соответствии с действующими положениями с разрешения оперативного персонала, в чьем оперативном ведении находится включаемое оборудование.

Организация расследования аварии должна осуществляться в соответствии с действующей Инструкцией по расследованию и учету технологических нарушений в работе электростанций, сетей и энергосистем.

Обязанности, взаимоотношения и ответственность оперативного персонала электростанций, предприятий электрических сетей, энергосистем, ОДУ (ЦДУ) при ликвидации аварий.

Руководство ликвидацией аварий, охватывающих несколько энергосистем, осуществляется диспетчером ОДУ (ЦДУ); ликвидация аварии, затрагивающей одну энергосистему, производится под руководством диспетчера этой энергосистемы.

Ликвидация аварий на электростанции производится под руководством начальника смены станции.

На электростанциях с крупными энергоблоками выполнение переключений и ответственность за правильность производства операций по ликвидации аварий возлагается:

в главной электрической схеме (генераторы, трансформаторы связи, повысительная подстанция) - на начальника смены электроцеха;

в части собственных нужд блоков - на начальника смены соответствующих энергоблоков;

в распределительных устройствах собственных нужд энергоблоков - на старшего дежурного электромонтера.

На подстанциях аварии ликвидируются дежурным подстанции, оперативно-выездной бригадой (ОВБ), мастером или начальником группы подстанций в зависимости от типа обслуживания подстанций.

Аварии в электрических сетях, имеющие местное значение и не отражающиеся на работе энергосистемы, ликвидируются под руководством диспетчера предприятия (района) электрических сетей или диспетчера (дежурного) опорной подстанции.

Все распоряжения дежурного диспетчера ОДУ (ЦДУ), энергосистемы по вопросам, входящим в его компетенцию, обязательны к исполнению подчиненным оперативным персоналом.

Если распоряжение диспетчера ОДУ (ЦДУ) или энергосистемы представляется подчиненному оперативному персоналу неверным, он обязан указать на это диспетчеру. При подтверждении диспетчером своего распоряжения дежурный обязан его выполнять.

Запрещается выполнять распоряжения вышестоящего оперативного персонала, которые могут угрожать жизни людей, сохранности оборудования или привести к потере питания собственных нужд электростанции, подстанции или обесточиванию особо ответственных потребителей.

О своем отказе выполнить заведомо неправильное распоряжение дежурный персонал обязан сообщить диспетчеру, отдавшему такое распоряжение, и главному инженеру предприятия.

Все оперативные переговоры и распоряжения на уровне ОДУ (ЦДУ) и ЦДС энергосистемы, а также предприятия электрических сетей и электростанции во время ликвидации аварии должны записываться на магнитофон.

По окончании ликвидации аварии дежурный, руководивший ликвидацией, составляет сообщение об аварии по установленной форме.

О возникновении аварии руководство электростанции (подстанции), персонал основных цехов (подстанции) должны быть уведомлены специальным сигналом или поставлены в известность по местной радиосети в соответствии с местной инструкцией.

По требованию диспетчера ОДУ (ЦДУ), энергосистемы, начальника смены электростанции, дежурного подстанции, диспетчера предприятия электрических сетей на ЦДП, электростанцию, подстанцию может быть вызван и обязан явиться немедленно любой работник.

Во время ликвидации аварии начальник смены электростанции обязан находиться в помещении главного щита управления, а при уходе должен сообщить свое новое местонахождение.

Во время ликвидации аварии начальники смен тепловых цехов и блоков должны находиться, как правило, на своих рабочих местах и принимать все меры, направленные на поддержание нормальной работы оборудования, не допуская развития аварии в этих цехах (на блоках).

Начальник смены цеха (блока) обязан докладывать начальнику смены электростанции о протекании аварии и о проведенных им операциях.

Начальник смены цеха (блока), оставляя рабочее место, обязан указать свое местонахождение.

Начальник смены электроцеха свои действия по ликвидации аварии осуществляет под руководством начальника смены электростанции. Местонахождение начальника смены электроцеха определяется начальником смены электростанции.

Местонахождение дежурного подстанции или приравненного к нему персонала при ликвидации аварии определяется конкретной обстановкой. О местонахождении сообщается вышестоящему оперативному персоналу.

На всех подстанциях, имеющих дежурный персонал, должна быть сигнализация вызова персонала из распределительных устройств на щит управления, работающая при телефонном вызове (звонке) диспетчера.

Диспетчер предприятия электрических сетей, если он не совмещает обязанности дежурного подстанции, при ликвидации аварии должен находиться в помещении диспетчерского пункта.

Во время ликвидации аварии местонахождение дежурного персонала, непосредственно обслуживающего оборудование, определяется местной инструкцией.

Дежурный персонал может оставить свое рабочее место только:

при явной опасности для жизни;

для принятия мер по оказанию первой помощи пострадавшему при несчастном случае;

для принятия мер по сохранению целостности оборудования;

по распоряжению руководителя ликвидации аварии.

Приемка и сдача смены во время ликвидации аварии запрещается; пришедший на смену оперативный персонал используется по усмотрению лица, руководящего ликвидацией аварии.

При затянувшейся ликвидации аварии в зависимости от ее характера допускается сдача смены с разрешения вышестоящего оперативного персонала.

Дежурный персонал всех уровней диспетчерского управления при ликвидации аварии обязан:

составить общее представление о том, что случилось по показаниям измерительных приборов (по уровню частоты, изменению перетоков мощности, уровню напряжения и т.д.), устройств сигнализации (телесигнализации), сработавшим устройствам релейной защиты и автоматики, по внешним признакам и поступившим сообщениям;

устранить опасность для персонала и оборудования, вплоть до отключения последнего, если в этом появляется необходимость;

не вмешиваться в работу автоматических устройств, если это не предусмотрено инструкцией;

обеспечить нормальную работу основного оборудования, оставшегося в работе, а также оборудования собственных нужд электростанций и подстанций;

выяснить по возможности место, характер и объем повреждения;

обеспечить нормальный режим останова отключившихся и не подлежащих включению агрегатов.

Отключившееся во время аварии оборудование должно включаться после анализа действия отключивших его защит и выяснения его исправности по распоряжению вышестоящего оперативного персонала или самостоятельно в соответствии с требованиями местных инструкций.

Вышестоящий дежурный должен быть информирован об обстоятельствах аварии немедленно по мере их выяснения.

Об авариях, ликвидируемых оперативным персоналом самостоятельно, кратко сообщается вышестоящему дежурному немедленно.

При ликвидации аварии необходимо действовать быстро и точно, следуя намеченной последовательности операций. Поспешные, необдуманные действия могут привести к развитию аварии.

Оперативный персонал низшего уровня, получив распоряжение от вышестоящего дежурного, обязан его повторить. Последующие указания даются вышестоящим оперативным персоналом только после подтверждения исполнения предыдущего распоряжения. Для предварительной информации об исполнении его распоряжения в ходе аварии должны служить показания

измерительных приборов, устройств сигнализации, телесигнализации, телеизмерения и ЭВМ.

На всех рабочих местах оперативного персонала ОДУ (ЦДУ), энергосистемы, предприятий (районов) электрических сетей, электростанций и подстанций должны быть инструкции по ликвидации аварий, которые определяют порядок действий дежурного персонала при авариях.

Инструкции должны соответствовать требованиям данной Типовой инструкции и инструкций вышестоящих оперативных органов.

При ликвидации аварии оперативный персонал обеспечивается связью в первую очередь, в случае необходимости прерываются остальные переговоры; другим лицам запрещается использовать оперативно-диспетчерские каналы связи.

Для ускорения ремонта оборудования, поврежденного при аварии, начальник смены электростанции, диспетчер предприятия электрических сетей, дежурный подстанции должны вызвать на электростанцию, подстанцию, линию электропередачи необходимый ремонтный персонал.

Диспетчер, руководящий ликвидацией аварии, несет личную ответственность за правильность действий при ликвидации аварии независимо от присутствия лиц из административно-технического персонала, участвующих в ликвидации аварии.

Порядок ликвидации аварий на связях Единой энергетической системы (ЕЭС) России с энергосистемами суверенных государств, а также распределение обязанностей определяются отдельными соглашениями (договорами).



## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе был разработан проект современной системы электроснабжения напряжением 10 кВ восточной части города Благовещенск Амурской области, в частности проведена замена устаревших трансформаторных подстанций и их оборудования на более современное.

Технико-экономическое обоснование реконструкции системы электроснабжения не производилось, в связи с тем, что схема электроснабжения 10 кВ не менялась, произведена только замена оборудования трансформаторных подстанций, кабельных линий, а также частичная замена оборудования центра питания подстанция Центральная.

В данной работе произведен выбор типа и номинальной мощности трансформаторов для ТП с высоким коэффициентом загрузки. В качестве типа трансформаторов приняты ТС – трехфазные с литой изоляцией как наиболее современные и имеющие значительно количество преимуществ по сравнению с устаревшими маслонаполненным.

Проведена замена кабельных линий электропередачи напряжением 10 кВ, принят современный тип проводников: принята марка кабеля с изоляцией из сшитого полиэтилена типа АПвПу различного сечения.

Проведена частичная реконструкция распределительного устройства низкого напряжения 10 кВ и силовых трансформаторов подстанции Центральная 110/35/10 кВ. На основании расчетных данных выбраны силовые трансформаторы типа ТДТН 40000/110/35/10, на стороне 10 кВ приняты вводные выключатели ВВ/TEL-10-31,5/3500, трансформаторы тока ТПЛК-10-I-1 4000/5.

В разделе безопасности и экологичности приведены основные аспекты безопасности при строительстве, наладке и эксплуатации электрооборудования.

Цели и задачи представленной работы достигнуты в полном объеме.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Блок В.М. Электрические системы и сети. // В.М. Блок– М.: Высш.шк.,2006. – 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.,2011. – 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, 2005. – 592 с.
- 5 Лыкин А.В. Электрические системы и сети: Учебное пособие. // А.В. Лыкин – Новосибирск: Изд – во НГТУ, 2012. – 248 с.
- 6 Неклепаев Б. Н., Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования// Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков – М.: Энергоатомиздат, 2006. – 608 с.
- 7 Поспелов Г.Е. Электрические системы и сети. Проектирование: Учебное пособие для вузов.- 2-е изд., испр. и до п.// Г.Е. Поспелов, В.Т. Федин – Мн.: Выш. Шк., 2008.-308с.: ил.
- 8 Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от 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, 2012. – 365 с.
- 10 Базуткин В.В., Ларионов В.П., Пинталь Ю.С. Изоляция и перенапряжения в электрических системах: Учебник для вузов – М.: Энергоатомиздат, 2006.
- 11 Правила устройства электроустановок. – 7-е изд., перераб и доп. – И.: Энергоатомиздат, 2016.
- 12 Андреев В. А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения – М: Высшая школа, 2008.

13 Железко Ю.С., Артемьев А.В., Савченко О.В., Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях. – М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2003

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 энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям Утверждено приказом Минпромэнерго России от 04 октября 2005г. №267.

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 2010.

22 <https://ru.wikipedia.org/wiki/Благовещенск>

23 <https://vik.by/instruments/glubina-promerzaniya>

24 Данные преддипломной практики

ПРИЛОЖЕНИЕ А  
Расчет нагрузок 0,4 кВ

КТП	Номинальная мощность тр-ра (кВА)	Кол-во силовых тр-ров	$P_{P0,4}$ (кВт)	$Q_{P0,4}$ (кВА)	$S_{P0,4}$ (кВА)
391	250	1	338,60	90,52	350,49
390	630	1	547,00	222,27	590,43
388	250	2	156,20	51,22	164,38
386Б	250	2	439,60	109,23	452,97
386	250	1	251,88	92,00	268,16
386А	400	1	423,60	181,63	460,90
384	400	1	306,00	83,52	317,19
352	400	2	346,30	109,79	363,29
27	400	1	273,00	154,80	313,83
351	400	2	634,50	174,69	658,11
027Б	250	1	159,60	52,06	167,88
027А	400	1	129,60	73,87	149,18
350	250	2	192,20	100,54	216,91
345А	400	1	312,80	87,24	324,74
РП459	630	2	664,60	230,48	703,43
395	400	2	254,00	57,19	260,36
396	400	2	653,84	183,80	679,18
394	630	2	1089,18	297,15	1128,99
374	630	1	502,18	333,73	602,96
402	400	1	219,00	124,98	252,15
370	250	1	272,70	90,50	287,33
374А	400	1	81,00	46,17	93,23
376	400	1	547,80	121,55	561,12
377	630	1	381,30	148,31	409,13
380	400	1	232,76	79,60	246,00
361	400	2	655,72	223,53	692,77
362А	400	1	455,90	97,78	466,27
357В	630	2	212,00	111,34	239,46
14	400	2	179,52	97,77	204,42

## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

### Расчет коэффициентов загрузки КТП

КТП	$S_{ном.тр}$ (кВА)	$N$ (шт.)	$S_{P0,4}$ (кВА)	$K_{зф}$	$K_{зф.нав}$	Реконструкция КТП
391	250	1	350,49	<u>1,40</u>	-	требуется
390	630	1	590,43	<u>0,94</u>	-	требуется
388	250	2	164,38	0,33	0,66	не требуется
386Б	250	2	452,97	<u>0,91</u>	<u>1,81</u>	требуется
386	250	1	268,16	<u>1,07</u>	-	требуется
386А	400	1	460,90	<u>1,15</u>	-	требуется
384	400	1	317,19	0,79	-	не требуется
352	400	2	363,29	0,45	0,91	не требуется
27	400	1	313,83	0,78	-	не требуется
351	400	2	658,11	<u>0,82</u>	<u>1,65</u>	требуется
027Б	250	1	167,88	0,67	-	не требуется
027А	400	1	149,18	0,37	-	не требуется
350	250	2	216,91	0,43	0,87	не требуется
345А	400	1	324,74	0,81	-	не требуется
РП459	630	2	703,43	0,56	1,12	не требуется
395	400	2	260,36	0,33	0,65	не требуется
396	400	2	679,18	<u>0,85</u>	<u>1,70</u>	требуется
394	630	2	1128,99	<u>0,90</u>	<u>1,79</u>	требуется
374	630	1	602,96	<u>0,96</u>	-	требуется
402	400	1	252,15	0,63	-	не требуется
370	250	1	287,33	<u>1,15</u>	-	требуется
374А	400	1	93,23	0,23	-	не требуется
376	400	1	561,12	<u>1,40</u>	-	требуется
377	630	1	409,13	0,65	-	не требуется
380	400	1	246,00	0,62	-	не требуется
361	400	2	692,77	<u>0,87</u>	<u>1,73</u>	требуется
362А	400	1	466,27	<u>1,17</u>	-	требуется
357В	630	2	239,46	0,19	0,38	не требуется
14	400	2	204,42	0,26	0,51	не требуется

ПРИЛОЖЕНИЕ В  
Выбор трансформаторов КТП

КТП	$S_{p0,4}$ (кВА)	$S_{pmp}$ (кВА)	$N$ (шт.)	$S_{ном.тр}$ (кВА)	$K_{зф}$	$K_{зф.пас}$
391	350,49	412,34	1	630	0,56	=
390	590,43	694,62	1	1000	0,59	
386Б	452,97	323,55	2	400	0,57	1,13
386	268,16	315,48	1	400	0,67	-
386А	460,90	542,24	1	630	0,73	-
351	658,11	470,08	2	630	0,52	1,04
396	679,18	485,13	2	630	0,54	1,08
394	1128,99	806,42	2	1000	0,56	1,13
374	602,96	709,36	1	1000	0,60	-
370	287,33	338,04	1	400	0,72	-
376	561,12	660,14	1	1000	0,56	-
361	692,77	494,83	2	630	0,55	1,10
362А	466,27	548,55	1	630	0,74	-

ПРИЛОЖЕНИЕ Г  
Расчет нагрузок ВН КТП

КТП	$dP_m$ (кВт)	$dQ_m$ (кВА)	$dS_m$ (кВА)	$P_{p10}$ (кВт)	$Q_{p10}$ (кВА)	$S_{p10}$ (кВА)
391	3,23	14,22	14,58	341,83	104,74	365,07
390	5,22	23,95	24,52	552,22	246,22	614,95
388	1,49	6,67	6,83	157,69	57,89	171,21
386Б	4,19	18,38	18,85	443,79	127,61	471,82
386	2,40	10,88	11,14	254,28	102,88	279,30
386А	4,04	18,70	19,13	427,64	200,33	480,03
384	2,92	12,87	13,20	308,92	96,39	330,39
352	3,30	14,74	15,11	349,60	124,53	378,40
27	2,60	12,73	13,00	275,60	167,53	326,83
351	6,05	26,70	27,38	640,55	201,39	685,49
027Б	1,52	6,81	6,98	161,12	58,87	174,86
027А	1,24	6,05	6,18	130,84	79,92	155,36
350	1,83	8,80	8,99	194,03	109,34	225,90
345А	2,98	13,18	13,51	315,78	100,42	338,25
РП459	6,34	28,54	29,24	670,94	259,02	732,67
395	2,42	10,56	10,84	256,42	67,75	271,20
396	6,24	27,56	28,25	660,08	211,36	707,43
394	10,39	45,81	46,97	1099,57	342,96	1175,96
374	4,79	24,46	24,93	506,97	358,19	627,89
402	2,09	10,23	10,44	221,09	135,21	262,59
370	2,60	11,66	11,94	275,30	102,16	299,27
374А	0,77	3,78	3,86	81,77	49,95	97,09
376	5,23	22,77	23,36	553,03	144,32	584,48
377	3,64	16,60	16,99	384,94	164,91	426,12
380	2,22	9,98	10,22	234,98	89,58	256,22
361	6,25	28,11	28,79	661,97	251,64	721,56
362А	4,35	18,92	19,41	460,25	116,70	485,68
357В	2,02	9,72	9,92	214,02	121,06	249,38
14	1,71	8,29	8,47	181,23	106,06	212,89

