

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

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2022 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

на тему: Проектирование системы внешнего электроснабжения комплекса  
промышленных зданий сухого порта Благовещенск в Ивановском районе  
Амурской области

Исполнитель

студент группы 842- узб

\_\_\_\_\_

подпись, дата

В.В. Калинин

Руководитель

профессор,  
доктор техн. наук

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Н. В. Савина

Консультант:

по безопасности и  
экологичности

доцент, канд. техн. наук

\_\_\_\_\_

подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

старший преподаватель

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Л.А. Мясоедова

Благовещенск 2022

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  
« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2022 г.

**ЗАДАНИЕ**

К выпускной квалификационной работе студента Калинин Владислав Викторович

1. Тема выпускной квалификационной работы: Проектирование системы внешнего электроснабжения комплекса промышленных зданий сухого порта Благовещенск в Ивановском районе Амурской области (утверждена приказом от 15.03.2022г. №501 Уч )

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 01.06.2022г.

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе План сухого порта Благовещенск, наименование электроприемников, схема электрических соединений СП «ЦЭС», нагрузка по ПС контрольным замерам.

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Характеристика сухого порта Благовещенск, расчёт электрических нагрузок, проектирование системы низковольтного электроснабжения ремонтно – механического цеха, разработка системы внешнего электроснабжения сухого порта Благовещенск, разработка вариантов схемы внешнего электроснабжения, расчет токов короткого замыкания на шинах ГПП и выбор оборудования на ГПП, молниезащита и заземление ГПП, релейная защита и автоматика на ГПП 110/10 кВ, безопасность и экологичность сухого порта Благовещенск.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) План ремонтно-механического цеха; однолинейная схема электроснабжения цеха; однолинейная схема ГПП 110/10 кВ план и разрез ГПП «Порт» 110/10 кВ; план молниезащиты ГПП «Порт» 110/10 кВ; защита трансформатора и линии на основе микропроцессорной защиты Сириус

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) Булгаков Андрей Борисович, доцент, канд. техн. наук

7. Дата выдачи задания 15.03.2022г.

Руководитель выпускной квалификационной работы: Савина Наталья Викторовна,  
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

профессор, доктор технических наук

Задание принял к исполнению (дата): Калинин В.В. 15.03.2022г.  
(подпись студента)

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 141 с., 14 рисунков, 35 таблиц, 30 использованный источник.

АВТОМАТИЧЕСКИЙ ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ПОРТ, ГЛАВНАЯ Понижительная ПОДСТАНЦИЯ, КАПИТАЛОВЛОЖЕНИЯ, НАПРЯЖЕНИЕ, КАБЕЛЬНАЯ ЛИНИЯ, НАГРУЗКА, ПУНКТ ПРИЕМА, ПРЕДОХРАНИТЕЛЬ, СЕЧЕНИЕ ПРОВОДА, СИСТЕМА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, ТРАНСФОРМАТОРНАЯ ПОДСТАНЦИЯ, ЭЛЕКТРОПРИЕМНИКИ, ШИНОПРОВОД.

В выпускной квалификационной работе рассмотрено электроснабжение сухого порта Благовещенск в Ивановском районе Амурской области, в связи, с чем необходимо рассмотреть характеристику сухого порта Благовещенск, расчёт электрических нагрузок, проектирование системы низковольтного электроснабжения ремонтно – механического цеха, разработка системы внешнего электроснабжения сухого порта Благовещенск, разработка вариантов схемы внешнего электроснабжения, расчет токов короткого замыкания на шинах ГПП «Порт» и выбор оборудования на ГПП «Порт», молниезащита и заземление ГПП «Порт», релейная защита и автоматика на ГПП «Порт» 110/10 кВ, безопасность и экологичность Сухого порта Благовещенск.

## ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

АВР – автоматическое включение резерва;  
АПВ – автоматическое повторное включение;  
АРМ – автоматизированное рабочее место;  
ВЛ – воздушная линия электропередачи;  
ВРУ – вводно-распределительные устройства;  
ГПП – главная понизительная подстанция;  
КЗ – короткое замыкание;  
КЛ – кабельная линия электропередачи;  
КРУ – комплектное распределительное устройство;  
ЛВС – локальная вычислительная сеть;  
МТЗ – максимальная токовая защита;  
ОРУ – открытое распределительное устройство;  
ПА – противоаварийная автоматика;  
РЗА – релейная защита и автоматика;  
РУ – распределительное устройство;  
СТМ – система телемеханики;  
ТИ – телеизмерения;  
ТН – трансформатор напряжения;  
ТО – токовая отсечка;  
ТП – трансформаторная подстанция;  
ТС – телесигнализация;  
ТТ – трансформатор тока;  
ТУ – телеуправление;  
УЗО– устройство защитного отключения;  
ЦС – центральная сигнализация;  
ЭП – электроприемник.

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение	8
1 Характеристика сухого порта Благовещенск	10
1.1 Климатическая характеристика и территориальные особенности	10
1.2 Краткое описание сухого порта Благовещенск и технология организации функционирования сухого порта Благовещенск	11
1.3 Характеристика электроприемников объекта сухого порта Благовещенск	16
2 Расчёт электрических нагрузок	17
2.1 Расчёт низковольтной нагрузки	17
2.2 Расчёт осветительной нагрузки	26
2.3 Расчёт электрической нагрузки сухого порта Благовещенск	28
3 Проектирование системы низковольтного электроснабжения ремонтно – механического цеха	31
3.1 Выбор числа и мощности трансформаторов КТП с учетом компенсации реактивной мощности	31
3.2 Выбор питающего кабеля	33
3.4 Разработка схемы электроснабжения ремонтно – механического цеха	35
4 Разработка системы электроснабжения сухого порта Благовещенск	37
4.1 Выбор пункта приема электроэнергии, разработка его однолинейной схемы и конструктивное исполнение	37
4.2 Выбор номинального напряжения сухого порта Благовещенск	38
4.3 Компенсация реактивной мощности	39
4.4 Выбор числа и мощности трансформаторов сухого порта Благовещенск	41
5 Разработка вариантов схемы внешнего электроснабжения	44
5.1 Технико-экономическое сравнение двух вариантов	47
6 Расчёт токов короткого замыкания	51

6.1	Расчёт токов КЗ в сети 0,4 кВ	51
6.2	Расчёт токов КЗ в сети 110, 10 кВ	56
7	Выбор и проверка оборудования ГПП «Порт»	61
7.1	Выбор и проверка выключателей	61
7.2	Выбор разъединителей	65
7.3	Выбор и проверка трансформаторов тока	66
7.4	Выбор и проверка трансформаторов напряжения	68
7.5	Выбор комплектных распределительных устройств	70
7.6	Выбор и проверка выключателей встроенных в КРУ 10 кВ	72
7.7	Выбор трансформатора тока в КРУ 10 кВ	74
7.8	Выбор трансформатора напряжения в КРУ 10 кВ	77
7.9	Выбор и проверка токоведущих частей	78
7.10	Выбор и проверка ТСН	81
7.11	Выбор и проверка опорных изоляторов	82
8	Расчет и выбор аппаратов защиты и линий электроснабжения	84
8.1	Выбор проводников сети	84
8.2	Выбор аппаратов защиты электрооборудования	88
8.3	Выбор плавких предохранителей	89
8.4	Выбор автоматических выключателей	91
9	Молниезащита и заземление ГПП «Порт»	94
9.1	Заземление ГПП «Порт»	94
9.2	Защита от прямых ударов молнии	98
9.3	Выбор и проверка ограничителей перенапряжения	100
10	Релейная защита, автоматика и сигнализация	105
10.1	Виды и типы релейной защиты	105
10.2	Защита трансформатора	107
10.3	Автоматика на ГПП «Порт»	117
10.4	Сигнализация на ГПП «Порт»	121
11	Безопасность и экологичность	124
11.1	Безопасность	124

11.2 Чрезвычайные ситуации	129
11.3 Чрезвычайные ситуации	132
Заключение	138
Библиографический список	139

## ВВЕДЕНИЕ

Проектирование системы электроснабжения промышленных предприятий, строится таким образом, чтобы система была надежна, удобна и безопасна в обслуживании, обеспечивала необходимое качество электроэнергии и бесперебойность электроснабжения в нормальном и послеаварийном режимах. Так же система электроснабжения должна быть экономичной по затратам, ежегодным расходам, потерям энергии и расходу дефицитных материалов и оборудования. Экономичность и надежность системы электроснабжения достигается путем применения взаимного резервирования сетей предприятий и объединения питания промышленных, коммунальных и сельских потребителей. При сооружении на предприятиях собственных электростанций, главных понизительных подстанций и других источников питания учитываются близлежащие внезаводские потребители электроэнергии.

Актуальность темы обусловлена тем, что в настоящее время Дальний Восток обладает большим потенциалом и на сегодняшний день является одним из наиболее инвестиционно привлекательных российских регионов. В стадии проектирования находится сухой порт Благовещенск. С недавним вступлением Российской Федерации во Всемирную Торговую Организацию. Изменение условий внешней торговли привело к резкому росту контейнерного грузопотока. Для своевременной их обработки и избежание заторов на железной дороге необходима интенсификация транспортно-логистических потоков. Рост объемов экспортных грузов требует создание сквозного транспортного сервиса с использованием современных логистических технологий. Основная цель транспортно-логистических потоков – обслуживание внешнеэкономической деятельности (экспортные грузопотоки, идущие из регионов РФ в КНР, а также импортные потоки, идущие с северо-востока КНР в РФ грузовым автотранспортом через мостовой автомобильный



переход через р. Амур), предоставление сервисных услуг пассажирам и водителям, обслуживание автотранспортных средств.

Основной целью выпускной квалификационной работы является проектирование системы внешнего электроснабжения сухого порта Благовещенск с нагрузкой 15 МВт, для надёжного и качественного электроснабжения порта Благовещенск.

Для выполнения поставленной цели в выпускной квалификационной работе решены следующие задачи:

- расчёт электрических нагрузок сухого порта Благовещенск;
- проектирование ГПП «Порт», разработка двух вариантов схем внешнего электроснабжения к существующей сети,
- технико-экономический анализ двух вариантов и выбор оптимального варианта электроснабжения;
- расчет токов короткого замыкания на шинах ГПП «Порт»;
- выбор и проверка высоковольтного и низковольтного электрооборудования на ГПП «Порт»;
- расчет надежности ГПП «Порт»;
- определение параметров заземляющих устройств, зоны защиты от прямых ударов молнии;
- расчет релейной и автоматики, а также диспетчерское управление, телемеханика и средства связи на ГПП «Порт».

Также необходимо учесть вопросы безопасности и экологичности.

Для выполнения данных задач используется следующее программное обеспечение: Microsoft Office Excel, Microsoft Office Visio, Mathcad, RastrWin3.

# 1 ХАРАКТЕРИСТИКА СУХОГО ПОРТА БЛАГОВЕЩЕНСК

## 1.1 Климатическая характеристика и территориальные особенности

Сухой порт планируется строить вблизи села Березовка Ивановского района, село Березовка стоит примерно в 10 км от левого берега реки Зея, в 27 км к северу от районного центра Ивановского района села Ивановка. Через село проходит автодорога областного значения Благовещенск – Белогорск и линия Забайкальское ЖД Благовещенск - Белогорск.

Село Березовка расположено во II климатическом районе. Расчетные климатические условия соответствуют I району по ветру и II по гололеду.

Климат относится к муссонному по характеру формирования и к континентальному - по температурным признакам. Зима в данном районе ясная, морозная, маловетренная с малым количеством осадков, небольшим снежным покровом, низкой абсолютной влажностью и большой относительной влажностью. Самый холодный месяц - январь. Абсолютный минимум температуры воздуха может понижаться до минус 45°C. Продолжительность холодного периода со средней суточной температурой ниже нуля градусов составляет 170 день, средняя температура этого периода минус 14,8°C, продолжительность периода ниже 8 градусов составляет 218 дней, средняя температура этого периода минус 10,6°C, продолжительность периода ниже 10 градусов составляет 232 дня, средняя температура этого периода минус 9,4 градуса. Ни один сезон не характеризуется такими большими колебаниями метеорологических элементов, особенно температуры воздуха, как зимний.

При составлении климатических характеристик в селе Березовка были использованы нормативные данные согласно ПУЭ, и статистические данные [1]. Исходные и расчетные значения сведены в таблицу 1.

Таблица 1 – Климатические характеристики села Березовка

№ п/п	Климатические условия	Расчетные величины
1	2	3
1	Район по гололеду	II
2	Район по ветру	I
3	Нормативная стенка гололеда, мм	15
4	Температура гололедообразования, °С	-5
5	Нормативное ветровое давление, м/сек	25 м/сек
6	Количество ветреных дней в зимнем периоде с силой ветра более 10 м/сек	от 10 до 30
7	Среднегодовая температура, °С	4
8	Абсолютный минимум, °С	-40
9	Абсолютный максимум, °С	35
10	Преобладающее направление ветра (в летний период)	Ю
11	Преобладающее направление ветра (в зимний период)	СЗ
12	Среднегодовая скорость ветра, м/с	2,6
13	Влажность воздуха	100%
14	Средняя из абсолютных максимумов температура воздуха в летний период, °С	33
15	Расчетная температура самых холодных суток, °С	-38
16	Годовое количество осадков, мм	575
17	Степень загрязнения атмосферы	II
18	Число грозových часов, в год	50
19	Глубина протаивания грунта на начало грозовой деятельности, м	0,4
20	Глубина промерзания грунта на начало грозовой деятельности, м	2,46
21	Сейсмичность района, баллы (группа В)	6

## 1.2 Краткая характеристика и технологии организации функционирования сухого порта Благовещенск

Планируется сухой порт Благовещенск сделать местом (внутренний логистический центр), соединенное с одним или более видами транспорта, предназначенное для обработки, временного хранения и предусматриваемого законом осмотра грузов, перевозимых в процессе международной торговли, и совершения применимых таможенных контрольных функций и формальностей.

Основными функциями Сухого порта будут являться:

- Обработка и хранение контейнеров;

- Упаковка и распаковка контейнеров;
- Обработка и хранение крупногабаритных грузов;
- Таможенный и другой пограничный контроль, досмотр и оформление;
- Мелкий ремонт контейнеров;
- Транспортно-экспедиторские услуги и консолидация грузов;
- Банковские/страховые/финансовые услуги;
- Заказ транспорта/брокерские услуги;
- Дополнительные услуги (например, упаковка, маркировка, долгосрочное складирование).

Перенаправление грузов с неэффективных на эффективные схемы перевозок (в основном, с исключительно автоперевозок на ж/д плюс автомобильные, а также с исключительно автомобильных на внутренние водные, где это применимо, плюс автомобильные).

Преимущества от модальной диверсификации проявляются в четырех показателях:

- снижении эксплуатационных расходов на транспорт, что приведет к увеличению торговли;
- снижении экологического ущерба;
- усилении общественной безопасности (снижение затрат на устранение последствий аварий);
- снижении затрат на содержание транспортной инфраструктуры.

Сухие порты, расположенные близко к источнику груза (или центру торговли) и вдали от морского порта, позволят оптимизировать транспортные расходы за счет использования:

- малых и средних грузовиков для перевозки навалочных грузов между источником груза и сухим портом;
- железнодорожным транспортом или ВВТ (при наличии) для перевозки контейнеров между сухим портом и морским портом.

Сухие порты делают возможным перевод грузов, перемещаемых между центрами торговли и морскими портами с автомобильного на более экологически устойчивые виды транспорта, например, ж/д или ВВТ.

Указанные действия приведут к суммарному сокращению:

- образования парниковых газов;
- выброса вредных газов;
- уровня шума.

Экологические преимущества ж/д транспорта, в частности, увеличиваются за счет использования электрической, а не дизельной тяги, но это увеличивает нагрузку на источники энергии.

Выброс парниковых газов (в основном углекислого газа) могут быть рассчитаны исходя 2,7 кг на литр потребляемого дизельного топлива и оценены примерно в 10 евро за тонну.

Расчет выбросов вредных газов и распространения шума зависит от измерения численности населения, подвергшегося воздействию – сложно дать материальную оценку.

По определению таможенного законодательства технология «сухой» порт - это порядок совершения таможенных операций, связанных с помещением товаров, ввозимых на таможенную территорию Таможенного союза водными судами, на временное хранение на удаленный склад временного хранения (далее СВХ).

Процедуры фактического перемещения грузов в зону таможенного контроля на терминале владельца СВХ:

1. За 48 часов до прибытия контейнерного судна на морской терминал, с которого в соответствии с заключенным договором между морским терминалом и владельцем СВХ, возможно перемещение товаров с постоянной зоны таможенного контроля на удаленный СВХ по технологии «сухой порт», грузовладелец направляет в контейнерную линию заявление с просьбой о перемещении груза на удаленный СВХ.

2. Контейнеры выгружаются на причал морского терминала.

3. Оформляется отчет о прибытии товара на постоянную зону таможенного контроля морского терминала.

4. После прибытия судна в морской порт, оператор склада временного хранения запрашивает в таможенных органах разрешение на перемещение груза с постоянной зоны таможенного контроля на морском причале на СВХ.

5. После получения разрешения, оператор «сухого» порта имеет право на перемещение товара на удаленный СВХ.

6. Контейнерный терминал снимает с учета груз, а владелец СВХ оформляет новый документ отчета о прибытии товара на склад временного хранения морского терминала.

7. Процесс перевозки контролируется на т/посту в режиме онлайн.

После фактического перемещения груза на СВХ, возможны следующие действия:

1. Помещение товаров под процедуры таможенного транзита или выпуска для внутреннего потребления с последующей организацией перевозки автомобильным транспортом с/без перетарки груза. После завершения таможенной процедуры выпуска товаров для внутреннего потребления вывоз с терминала осуществляется без ограничений, после помещения товара под процедуру таможенного транзита, таможенный перевозчик следует с грузом на внутренний таможенный пост.

Также, возможна перевозка железнодорожным транспортом с СВХ грузов в режиме ВТТ. Если железнодорожные пути не входят в зону таможенного контроля, при отправке контейнеров железнодорожным транспортом под процедурой ВТТ, требуется открытие временной зоны таможенного контроля.

В таком случае, оператор «сухого» порта уведомляет таможенные органы об организации перевозки. На таможенном посту создается приказ об открытии временной зоны таможенного контроля на время производственных работ. При грузовых работах обязательно должен присутствовать инспектор таможни.

Необходимая территория ограждается сигнальными лентами и местом обеспечения пропускного режима. Все действия в данном случае сопоставимы

с процедурами, которые осуществляются в морском порту в зоне постоянного таможенного контроля.

Преимущества в применении технологии «сухой порт» операторами удаленных складов:

1. Привлечение дополнительного грузооборота.
2. После выгрузки контейнеров на морской терминал в зависимости от схемы и технологии доставки груза могут потребоваться услуги по перетарки груза. В таком случае, технология «сухой порт» также является востребованной, так как есть возможность перетарки груза из контейнера на автотранспорт или в железнодорожные вагоны, не помещая груз под процедуру выпуска товара для внутреннего потребления. Если доставка груза осуществляется ж/д транспортом, требуется оформить ВТТ и во временной зоне таможенного контроля осуществить перетарку в железнодорожные вагоны.

Все цеха и отделения сухого порта Благовещенск приведены в таблице 2.

Таблица 2 –Цеха и отделения сухого порта Благовещенск

№ п/п	Наименование цехов и отделений	Установ. мощность
1	Бытовой корпус	350
2	Котельная	1360
3	Аварийные насосы	482
4	Ремонтно-механический цех	286
5	Компрессорный цех	1256
6	Сортировочный цех	1918
7	Цех технического обслуживание судов	2055
8	Транспортный цех	1838
9	Отделение погрузочно – разгрузочной техники	1643
10	Отделение холодильных складов	910
11	Отделение временного хранения	543
12	Отделение контейнерных терминалов	1163
13	Здание таможенного оформления товаров	700
14	Главный корпус	5112

### **1.3 Характеристика электроприёмников сухого порта Благовещенск**

Потребителями электрической энергии, называется, электроприемники или группа электроприемников, объединенных единым технологическим процессам и размещенные на определенной территории. Электроприемники данного порта относятся к группе электроприемников трехфазного тока напряжением до 1 кВ с частотой 50 Гц.

По режиму работы ЭП работают с продолжительным режимом работы, в этом режиме ЭП могут работать длительное время без превышение температуры отдельных частей механизма выше допустимой, с кратковременным режимом работы, где рабочий период не настолько длителен, что бы температура отдельных частей механизма достигала установившегося значения, а период остановки таков, что они успевают охлаждаться до температуры окружающей среды, и повторнократковременным режимом работы, в этом случае формируется с кратковременным периодом отключение, при этом нагрев не превосходит допустимого, а охлаждение не допускает температуры окружающей среды. ЭП являются низковольтными и маломощными потребителями.

По степени надежности электроснабжения в соответствии с Правилами устройства электроустановок электроприемники порта в основном относятся к категории II и III . Электрические нагрузки электроприемников категории I обычно незначительны. К ним относятся механизмы, перерыв в электроснабжении которых приводит к порче дорогостоящего оборудования.



## 2 РАСЧЁТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

### 2.1 Расчет низковольтной нагрузки сухого порта Благовещенск

Первым этапом проектирования системы электроснабжения является определение электрических нагрузок. По значению электрических нагрузок выбирают и проверяют электрооборудование системы электроснабжения, определяют потери мощности и электроэнергии. От правильной оценки ожидаемых нагрузок зависят капитальные затраты на систему электроснабжения, эксплуатационные расходы, надежность работы электрооборудования.

В качестве примера рассмотрим ремонтно - механический цех.

План ремонтно - механического цеха, представлен на рисунке 1.

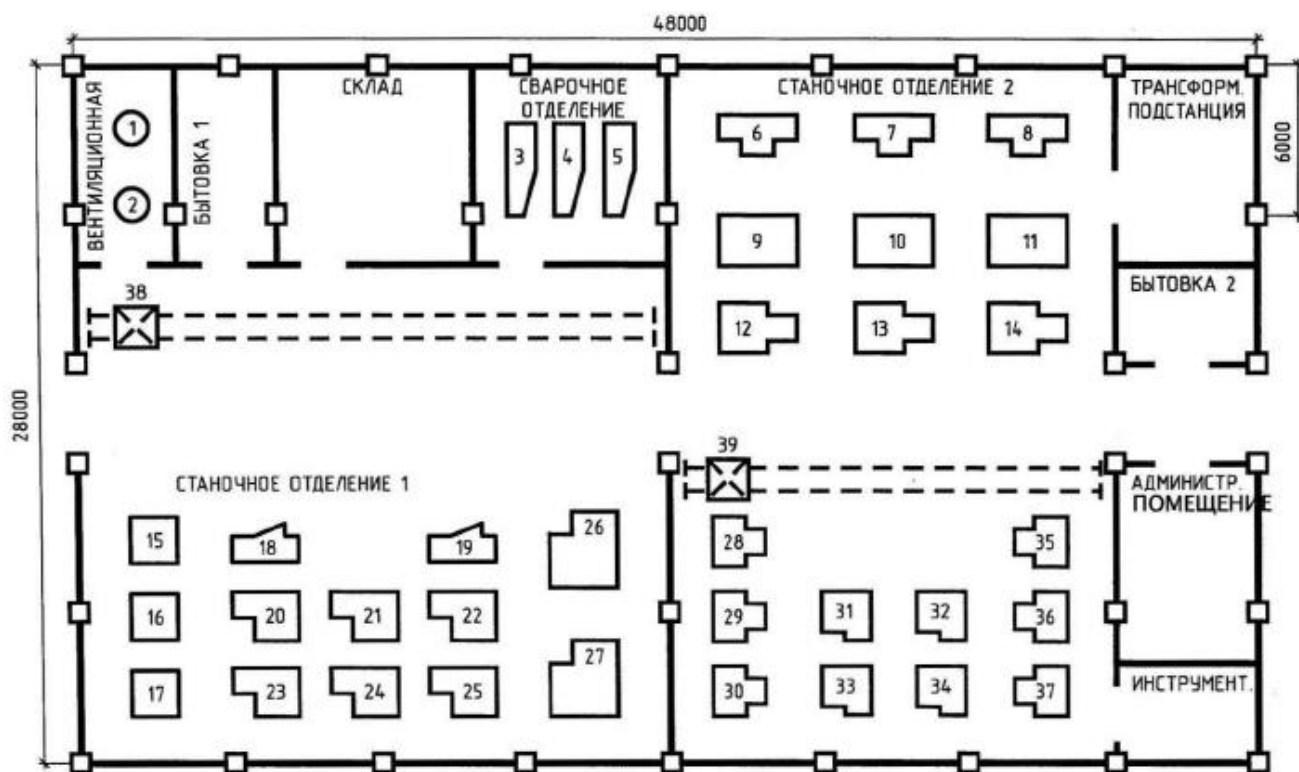


Рисунок 1 – План цеха

Наименование ЭП и его характеристики приведены в таблице 3.

Таблица 3-Наименование ЭП и их характеристики

№	Наименование электроприемников	№ на плане	Кол. ЭП	Рном, кВт
1	2	3	4	5
1	Вентиляторы	1, 2	2	55
2	Сварочные агрегаты	3 ... 5	3	14
3	Токарные автоматы	6 ... 8	3	10
4	Зубофрезерные станки	9 ... 11	3	20
5	Круглошлифовальные станки	12 ... 14	3	5
6	Заточные станки	15 ... 17	3	1,5
7	Сверлильные станки	18, 19	2	3,4
8	Токарные станки	20 ... 25	6	12
9	Плоскошлифовальные станки	26,27	2	17,2
10	Строгальные станки	28 ... 30	3	4,5
11	Фрезерные станки	31 ... 34	4	7,5
12	Расточные станки	35 ... 37	3	4,
13	Краны мостовые	38,39	2	30

Если расчет электрических нагрузок проводится для низковольтного электроснабжения, то расчет проводится по второму этапу, где коэффициент расчетной нагрузки больше 1.

Расчет электрических нагрузок производится в два этапа:

Порядок расчета по первому этапу следующий:

1. Для цеха электроприемники делятся на характерные категории, к одной характерной категории относят ЭП имеющие одинаковые технологические назначения и близкие значения коэффициента использования.

2. Для каждой характерной категории определяется номинальная суммарная мощность:

$$P_{ном\Sigma} = \sum_{i=1}^n P_{номi} ; \quad (1)$$

3. Определение средней активной и реактивной мощности для каждого ЭП:

$$P_{ср} = K_u \cdot P_{ном} ; \quad (2)$$

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

где  $P_{ном}$  - номинальная мощность ЭП;  $P_{ном\Sigma} = \sum_{i=1}^n P_{номi}$

$K_u$  - коэффициент использования для данного ЭП;

$P_{cp}$  - средняя активная мощность ЭП;

$\operatorname{tg} \varphi$  - коэффициент реактивной мощности;

$Q_{cp}$  - средняя реактивная мощность для данного ЭП;

4. Определяется суммарная средняя мощность по каждой характерной категории:

$$P_{cp\Sigma} = \sum_{i=1}^n P_{cpi}; \quad (4)$$

$$Q_{cp\Sigma} = \sum_{i=1}^n Q_{cpi}, \quad (5)$$

где  $P_{cp\Sigma}$ ,  $Q_{cp\Sigma}$  - суммарная активная и реактивная мощность каждой характерной категории.

5. Определение средневзвешенного коэффициента использования и средневзвешенного коэффициента мощности по характерной категории:

$$K_{иср} = \frac{P_{cp\Sigma}}{P_{ном\Sigma}}; \quad (6)$$

$$\operatorname{tg} \varphi = \frac{Q_{cp\Sigma}}{P_{cp\Sigma}}; \quad (7)$$

6. Определение эффективного числа ЭП. Эффективное число ЭП – это такое число ЭП одинаковой мощности с однородным режимом работы, которое обуславливает те же значения расчетной нагрузки, что и группа ЭП различной мощности.

$$n_э = \frac{2 \cdot \sum_{i=1}^n P_{номi}}{P_{номmax}} ; \quad (8)$$

Если полученное значение  $n_э$  больше фактического числа ЭП, то принимается  $n_э = n_{ф}$ .

7. Определение коэффициента расчетной нагрузки. Расчетный коэффициент характеризует отношение расчетной активной мощности к средней мощности для группы ЭП с эффективным числом больше 2.

Коэффициент расчетной нагрузки является функцией зависимости от средневзвешенного коэффициента использования и эффективного числа ЭП:

$$k_p = f(k_{u.cр}; n_{эф})$$

8. Определение расчетной нагрузки:

$$P_p = K_p \cdot P_{ср\Sigma} ; \quad (9)$$

$$Q_p = K_p \cdot Q_{ср\Sigma}, \text{ если } K_p \leq 1$$

$$Q_p = 1.1 \cdot Q_{ср\Sigma}, \text{ если } K_p > 1 \text{ и } n_{эф} \leq 10; \quad (10)$$

$$Q_p = Q_{ср\Sigma}, \text{ если } K_p > 1 \text{ и } n_{эф} > 10; \quad (11)$$

9. Определение суммарной расчетной нагрузки цеха, как сумма расчетной мощности силовой нагрузки и осветительной:

$$P_{p\Sigma} = P_p + P_{po} ; \quad (12)$$

$$Q_{p\Sigma} = Q_p + Q_{po} ; \quad (13)$$

Здесь расчетная мощность осветительной нагрузки определяется по формуле:

$$P_{po} = A \cdot B \cdot p_{yд} \cdot K_u, \quad (14)$$

где  $A, B$  - длина и ширина цеха соответственно;

$P_{уд}$  - показатель удельной мощности осветительной установки на единицу площади;

$K_u$  - коэффициент использования освещения;

10. Для определения суммарной нагрузки по цеху в целом учитывают коэффициент одновременности максимумов нагрузки:

$$P_{предн} = \sum_1^n K_o \cdot P_{p\Sigma}; \quad (15)$$

$$Q_{предн} = \sum_1^n K_o Q_{p\Sigma}; \quad (16)$$

Здесь коэффициент одновременности определяется, исходя из способа присоединения нагрузки к источнику питания на предприятии.

ЭП ремонтно-механического цеха разделены на 4 группы:

Рассмотрим пример для 1 группы:

Для характерной категории определяется номинальная суммарная мощность:

$$P_{ном\Sigma 1} = P_{ном1} \cdot n_1;$$

$$P_{ном\Sigma 1} = 55 \cdot 2 = 110 \text{ кВт.}$$

Определение средней активной и реактивной мощности:

$$P_{cp1} = 55 \cdot 0,6 = 33 \text{ кВт};$$

$$Q_{cp} = 33 \cdot 0,75 = 24,75 \text{ кВар.}$$

Определяется суммарная средняя мощность для первой характерной категории:

$$P_{cp1\Sigma} = 33 \cdot 2 = 66 \text{ кВт};$$

$$Q_{cp1\Sigma} = 24,75 \cdot 2 = 49,5 \text{ кВар.}$$

Определение средневзвешенного коэффициента использования и средневзвешенного коэффициента:

$$K_{\text{иср}} = \frac{66}{110} = 0,6;$$

$$\text{tg}\varphi = \frac{49,5}{66} = 0,75.$$

Определяем эффективного числа ЭП:

$$n_s = \frac{(2 \cdot 110)}{55} = 4;$$

Определяем коэффициент расчетной нагрузки:

$$K_p = 1,14;$$

Определяем расчетные нагрузки:

$$P_p = 1,14 \cdot 66 = 75,2 \text{ кВт};$$

$$Q_p = 1,14 \cdot 49,5 = 56,4 \text{ кВар}.$$

Для остальных групп электроприемников расчет аналогичный.

Находим осветительную нагрузку:

$$P_{\text{осв}} = 48 \cdot 28 \cdot 0,024 \cdot 0,85 = 27,418 \text{ кВт};$$

$$Q_{\text{осв}} = P_{\text{осв}} \cdot 0,88 = 27,418 \cdot 0,88 = 24,127 \text{ кВар}.$$

Находим суммарную нагрузку цеха:

$$P_{\Sigma} = 75,2 + 44,6 + 8,5 + 15,9 + 27,418 = 171,7 \text{ кВт};$$

$$Q_{\Sigma} = 56,4 + 65,4 + 22,7 + 27,5 + 24,127 = 196,1 \text{ кВар}.$$

Определяем полную нагрузку цеха и расчетный ток:

$$S = \sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2};$$

$$S = \sqrt{171,7^2 + 196,1^2} = 260,6 \text{ кВА};$$

$$I = \frac{\sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,4};$$

$$I = \frac{260,6}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 376,2 \text{ А.}$$

Результаты расчета остальных групп сведем в таблицу 4.

Таблица 4 - Расчет электрических нагрузок по ремонтно-механическому цеху

Группа	Электроприемники	$P_{уст}$ кВт	n шт.	$P_{\Sigma уст}$ кВт	$Kи$	$tg\phi$	$P_{ср}$ кВт	$Q_{ср}$ кВар	$n_{\Sigma}$ шт	$Kр$	$Pр$ кВт	$Qр$ кВар	$Sр$ кВА	$Iр$ , А
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1	Вентиляторы	55	2	110	0,6	0,75	66	49,5						
	итого			110			66	49,5	4	1,14	75,2	56,4		
2	Токарные автоматы	10	3	30	0,17	1,17	5,1	5,97						
	Зубофрезерные станки	20	3	60	0,17	1,17	10,2	11,93						
	Круглошлифовальные станки	5	3	15	0,17	1,17	2,55	2,984						
	Токарные станки	12	6	72	0,14	1,73	10,08	17,44						
	Плоскошлифовальные станки	17,2	2	34,4	0,14	1,73	4,82	8,33						
	Строгальные станки	4,5	3	13,5	0,17	1,17	2,295	2,69						
	Фрезерные станки	7,5	4	30	0,14	1,73	4,2	7,27						
	Расточные станки	4	3	12	0,14	1,73	1,68	2,91						
	Заточные станки	1,5	3	4,5	0,14	1,73	0,63	1,09						
	Сверлильные станки	3,4	2	6,8	0,14	1,73	0,952	1,647						
	итого			376,9			42,503	62,249	28	1,05	44,6	65,4		
3	Сварочные агрегаты	8.85	3	26,56	0,25	2,67	6,64	17,73						
	итого			26.56			6,64	17,73	6	1,28	8,5	22,7		
4	Краны мостовые	23,24	2	46,476	0,1	1,73	4,648	8,04						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
4	итого			46,476			4,648	8,04	4	3,42	15,9	27,5		
	Итого по цеху										171,7	196,1	260,6	376,2



Для остальных цехов и отделений сухого порта расчёт низковольтной нагрузки произведем аналогично. Результаты полученных расчётов представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Расчёт низковольтной нагрузки сухого порта Благовещенск

Потребитель	$P_{\Sigma_{уст}}$ кВт	$P_{ср.}$ кВт	$Q_{ср.}$ кВар	$P_{расч}$ кВт	$Q_{расч.}$ кВар
Бытовой корпус	350	146.52	110.43	210	157.5
Котельная	1360	569.35	486.33	816	693.6
Аварийные насосы	482	201.64	135.77	289	193.63
Ремонтно-механический цех	286	119.80	137.50	171.7	196.1
Компрессорный цех	1256	526.09	344.28	754	491
Сортировочный цех	1918	803.09	484.51	1151	691
Цех технического обслуживания судов	2055	860.30	518.73	1233	739.8
Транспортный цех	1838	769.59	464.04	1103	661.8
Отделение погрузочно – разгрузочной техники	1643	687.96	414.81	986	591.6
Отделение холодильных складов	910	380.96	229.70	546	327.6
Отделение временного хранения	543	227.46	137.15	326	195.6
Отделение контейнерных терминалов	1163	487.01	293.65	698	418.8
Здание таможенного оформления товаров	700	293.05	176.70	420	252
Главный корпус	5112	2140.63	1290.7	3068	1840.8
Итого				14432	6031

## 2.2 Расчёт осветительной нагрузки

В сухом порту в качестве электрических источников света используются люминесцентные лампы.

Активная расчётная нагрузка осветительных приёмников определяется по удельной нагрузке:

$$P_{расч.л.} = P_{уд.л.} \cdot F_{ц}, \quad (17)$$

где  $P_{уд.л.}$  - удельная нагрузка осветительных приёмников (ламп);

$F_{ц}$  - площадь пола цеха, определяемая по генплану.

Энергосберегающие лампы на предприятиях в основном используются в качестве аварийного освещения, которое служит для временного продолжения работы или для эвакуации людей из помещения при внезапном отключении рабочего освещения. Энергосберегающие лампы на предприятии используются как основной источник света (составляют примерно 75% от общего освещения), обеспечивающий нормальную работу производства. Для них реактивная мощность вычисляется по формуле:

$$Q_{расч.Л} = 0,75 \cdot P_{расч.Л} \cdot tg\phi_{рл}, \quad (18)$$

где  $tg\phi_{расч.Л} = 0,5$  [13].

Пример расчёта приведем для ремонтно – механического цеха, для остальных цехов результаты представлены в таблице 6.

Площадь пола ремонтно – механического цеха определим по плану:

$$F_{ц} = 28 \cdot 48 = 1344 \text{ м}^2 \quad (19)$$

$$P_{расч.Л.} = P_{уд.Л.} \cdot F_{ц} = 25 \cdot 10^{-3} \cdot 1344 = 33,6 \text{ кВт} \quad (20)$$

$$Q_{расч.Л.} = 0,75 \cdot P_{расч.Л.} \cdot tg\phi_{рл} = 0,75 \cdot 33,6 \cdot 0,5 = 12,6 \text{ квар} \quad (21)$$

Результаты расчёта осветительной нагрузки для каждого цеха и отделения сухого порта Благовещенск показаны в таблице 6.

Таблица 6 – Результаты расчёта осветительной нагрузки

Потребитель	$F_{ц}$ , $м^2$	$P_{уд.Л.}$ $Вт/м^2$	$P_{расч.Л}$ $кВт$	$Q_{расч.Л}$ $квар$
1	2	3	4	5
Аварийное освещение цеха	4024	15	80.48	19.92
Бытовой корпус	450	20	9.00	3.38
Котельная	320	25	6.40	2.40
Аварийные насосы	288	20	5.76	2.16
Ремонтно-механический цех	1344	25	33.60	12.60
Компрессорный цех	960	25	19.20	7.20

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4	5
Сортировочный цех	1260	25	25.20	9.45
Цех технического обслуживания судов	420	25	8.40	3.15
Транспортный цех	1150	25	23.00	8.63
Отделение погрузочно – разгрузочной техники	1411	25	28.22	10.58
Отделение холодильных складов	750	20	15.00	5.63
Отделение временного хранения	1200	20	24.00	9.00
Отделение контейнерных терминалов	1500	20	30.00	11.25
Здание таможенного оформления товаров	230	25	4.60	1.73
Главный корпус	780	25	15.60	5.85
Итого			328.46	112.9

### 2.3 Расчёт электрической нагрузки сухого порта Благовещенск

Расчетные полную активную и реактивную мощности, отнесенные к шинам пункта приема, находят по расчетным активным и реактивным нагрузкам цехов (как силовым – до 1 кВ и выше так и осветительным) с учетом потерь мощности в трансформаторах цеховых подстанций и коэффициента разновременности максимумов силовой нагрузки  $K_{O..m}$ .

Суммарные расчетные активные и реактивные нагрузки:

– силовые приемники до 1 кВ [таблица 5]:

$$\Sigma P_{расч.НН.} = 14432 \text{ кВт},$$

$$\Sigma Q_{расч.НН.} = 6031 \text{ квар},$$

– осветительные приемники [таблица 6]:

$$\Sigma P_{расч.Л.} = 328.5 \text{ кВт},$$

$$\Sigma Q_{расч.Л.} = 112.9 \text{ квар}$$

Суммарные потери активной и реактивной мощности в цеховых трансформаторах приближённо принимаются равными соответственно 2 и 10 % полной трансформируемой мощности  $S_{расч.ΣH}$  :

$$\Delta P_{ТЦ} = 0,02 \cdot S_{расч.ΣH} ; \quad (22)$$

$$\Delta Q_{ТЦ} = 0,1 \cdot S_{расч.ΣH} ; \quad (23)$$

$$S_{расч.ΣH} = \sqrt{(P_{расч.ΣH})^2 + (Q_{расч.ΣH})^2} \quad (24)$$

$$P_{расч.ΣH} = \sum P_{расч.ΣH} + \sum P_{расч.Л.} = 14432 + 328,5 = 14761 \text{ кВт} \quad (25)$$

$$Q_{расч.ΣH} = \sum Q_{расч.ΣH} + \sum Q_{расч.Л.} = 6031 + 112,9 = 6144 \text{ квар} \quad (26)$$

$$S_{расч.ΣH} = \sqrt{(14761)^2 + (6144)^2} = 15990 \text{ кВА} \quad (27)$$

$$\Delta P_{ТЦ} = 0,02 \cdot S_{расч.ΣH} = 0,02 \cdot 15990 = 319,8 \text{ кВт} \quad (28)$$

$$\Delta Q_{ТЦ} = 0,1 \cdot S_{расч.ΣH} = 0,1 \cdot 15990 = 1599 \text{ квар} \quad (29)$$

Полная, активная и реактивная мощность сухого порта Благовещенск определяется по следующим формулам:

$$P_{расч} = \sum P_{расч.НН} \cdot K_{О.м.} + \sum P_{расч.Л.} + \Delta P_{ТЦ} \quad (30)$$

где  $K_{О.м.}$  – коэффициент одновременности максимумов силовой нагрузки, равный  $K_{О.м.} = 0,9$

$$P_{расч.} = 14432 \cdot 0,9 + 328,5 + 319,8 = 14960 \text{ кВт}$$

$$Q_{расч.} = \sum Q_{расч.НН} + \sum Q_{расч.Л.} + \Delta Q_{ТЦ} \quad (31)$$

$$Q_{расч.} = 6031 + 112,9 + 1599 = 6713 \text{ квар}$$

$$S_{расч.} = \sqrt{(P_{расч.})^2 + (Q_{расч.})^2} = \sqrt{(14960)^2 + (6713)^2} = 16400 \text{ кВА} \quad (32)$$

Значение реактивной мощности  $Q_{сист}$ , поступающей от питающей энергосистемы к шинам низшего напряжения определяют по формуле:

$$Q_{сист} = P_{расч.} \cdot tg\varphi = 16400 \cdot 0,4 = 6244 \text{ квар} \quad (33)$$

Расчётная нагрузка:

$$S_{расч.порт} = \sqrt{(P_{расч.})^2 + (Q_{сист.})^2} = \sqrt{(14960)^2 + (6244)^2} = 16210 \text{ кВА} \quad (34)$$

## 3 ПРОЕКТИРОВАНИЕ СИСТЕМЫ НИЗКОВОЛЬТНОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ РЕМОНТНО – МЕХАНИЧЕСКОГО ЦЕХА

### 3.1 Выбор числа и мощности трансформаторов КТП с учетом компенсации реактивной мощности

Критериями при выборе трансформаторов являются надежность электроснабжение, расход цветного металла и потребленная трансформаторная мощность. Для удобства эксплуатации систем электроснабжение следует выбирать не более двух стандартных мощностей трансформаторов. Это ведет к сокращению складского резерва и облегчает замену поврежденных трансформаторов.

Количество цеховых ТП непосредственно влияет на распределительные устройства напряжением 6 – 20 кВ, на затраты, на внутризаводские и цеховые электрические сети. Так, при уменьшении числа ТП (т. е. при увеличении их единичной номинальной мощности) уменьшается число ячеек РУ, суммарная длина линий и потери электроэнергии и напряжения в сетях 6 – 20 кВ, но возрастает стоимость сетей напряжением 0,4 кВ и потери в них. Увеличение числа ТП, наоборот, снижает затраты на цеховые сети, но увеличивает число ячеек РУ 6 – 20 кВ и затраты на сети напряжением 6 – 20 кВ.

Двухтрансформаторные подстанции рекомендуется применять при наличии потребителей I категории; для сосредоточенной цеховой нагрузки и отдельно стоящих объектов общезаводского назначения (компрессорная станция); для цехов с высокой удельной плотностью нагрузок (выше 0,5-0,7 кВА/м<sup>2</sup>).

Так как число трансформаторов меньше 3, то определяется номинальная мощность трансформатора:

$$S_{\text{ном}} \geq \frac{P_p}{K_{\text{з.онт}} \cdot N_m}, \quad (35)$$

где  $P_p$  - суммарная активная расчетная нагрузка цеха с освещением;

$K_{з.опт}$  - оптимальный коэффициент загрузки трансформатора (при наличии 3-ой категории равен 0,9);

$N_m$  - число силовых трансформаторов.

Наибольшая реактивная мощность, которую целесообразно передать из сети ВН в сеть НН через силовой трансформатор КТП определяется по формуле:

$$Q_T = \sqrt{(N_T \cdot K_{з.опт} \cdot S_{т.ном})^2 - P_p^2}; \quad (36)$$

Определяется суммарная мощность НКУ:

$$Q_{НКУ1} = Q_p - Q_T;$$

Определяется дополнительная мощность низковольтных компенсирующих устройств, обеспечивающая снижение потерь мощности в сети 6-10 кВ:

$$Q_{НКУ2} = Q_p - Q_{НКУ1} - \gamma \cdot S_{т.ном} \cdot N_T, \quad (37)$$

где  $\gamma$  - расчетный коэффициент, определяемый в зависимости от схемы питания и дополнительных показателей  $K_1$  и  $K_2$ ;

$K_1$  - зависит от стоимости потерь электроэнергии, количества рабочих смен на предприятии и электрической системы.

$K_2$  - расчетный коэффициент, определяемый сечением линий и их длиной.

Определяется суммарная мощность НКУ:

$$Q_{НКУ\Sigma} = Q_{НКУ1} + Q_{НКУ2} \quad (38)$$

Найденная мощность определяется пропорционально нескомпенсированной нагрузке каждого силового трансформатора и округляется до ближайшего целого значения.

Рассмотрим выбор числа и мощности цеховых трансформаторов для главного корпуса:

Определяется номинальная мощность трансформатора:

$$S_{ном.тр} = \frac{171,7}{0,9} = 190,8 \text{ кВА};$$

К установке принимаем трансформатор ТМ-250/10 [14].

Наибольшая реактивная мощность:

$$Q_T = \sqrt{(1 \cdot 0,9 \cdot 250)^2 - 171,7^2} = 145,4 \text{ кВар};$$

Определяется суммарная мощность НКУ:

$$Q_{НКУ1} = 196,1 - 145,4 = 50,7 \text{ кВар};$$

Определяется дополнительная мощность низковольтных компенсирующих устройств.

Для данного случая  $K_1 = 9$ ,  $K_2 = 4$  и  $\gamma = 0,29$ , следовательно:

$$Q_{НКУ2} = 196,1 - 50,7 - 0,29 \cdot 250 \cdot 1 = 99 \text{ кВар};$$

Определим суммарную мощность НКУ:

$$Q_{НКУ\Sigma} = 99 + 50,7 = 149,7 \text{ кВар}.$$

Определяем стандартную мощность НКУ  $Q_{НКУ\Sigma\text{станд}} = 150$

Выбираем марку: УКН-0,38-150У3 - 1шт [14].

### 3.2 Выбор питающего кабеля

Передачу электроэнергии от источника питания до приемного пункта промышленного предприятия осуществляют воздушными или кабельными линиями. Сечения проводов и жил кабелей выбирают по техническим и экономическим условиям.

К техническим условиям относят выбор сечений по нагреву расчетным током, условиям коронирования, механической прочности, нагреву от



кратковременного выделения тепла током КЗ, потерям напряжения в нормальном и послеаварийном режимах.

Экономические условия выбора заключаются в определении сечения линии, приведенные затраты на сооружение которой будут минимальными.

Выбор сечений по нагреву осуществляют по расчетному току. Для параллельно работающих линий в качестве расчетного тока принимают ток послеаварийного режима, когда одна питающая линия вышла из строя. По справочным данным в зависимости от расчетного тока определяют ближайшее большее стандартное сечение. Это сечение приводится для конкретных условий среды и способа прокладки проводов и кабелей.

Максимальный ток в кабельных линиях рассчитывается по формуле:

$$I_{\max} = \frac{\sqrt{P_{\max}^2 + Q_{\max}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n_{\text{ц}}}, \quad (39)$$

где  $I_{\max}$  - максимальный ток, кА;

$P_{\max}$ ,  $Q_{\max}$  - потоки активной и реактивной мощности, передаваемой по линии, МВт, Мвар.

$n_{\text{ц}}$  - количество цепей;

$U_{\text{ном}}$  - номинальное напряжение, кВ

Расчетный ток найдём по формуле:

$$I_p = I_{\max} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_T, \quad (40)$$

где  $I_{\max}$  - максимальный ток, А;

$\alpha_i$  - коэффициент, учитывающий изменение тока по годам эксплуатации;

$\alpha_T$  - коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки ( $T_m$ ) [30].

По условиям задания коэффициента прироста нагрузки равен 1.

Рассмотрим выбор питающей линии от ТП:

$$I_{\text{норм}} = \frac{S_{\text{нагр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n_{\text{ц}}};$$

$$I_{\text{норм}} = \frac{260,6}{\sqrt{3} \cdot 10} = 15 \text{ А.}$$

Выбираем тип кабеля АПвБПг –3х 16 мм<sup>2</sup>.

### **3.3 Разработка схемы низковольтного электроснабжения ремонтно – механического цеха**

Для питания цеховых потребителей электроэнергии, в основном, применяют систему трёхфазного переменного тока напряжением 380 В с глухозаземлённой нейтралью цехового трансформатора. В цеховых сетях различают питающую и распределительную сеть. Линии, отходящие от цеховой трансформаторной подстанции или вводного устройства, образуют питающую сеть. Схемы могут быть: радиальные, магистральные и смешенными, с односторонним и двусторонним питанием. Магистральные схемы питания находят широкое применение не только для питания многих электроприемников одного технологического агрегата, но также большого количества сравнительно мелких приемников, не связанных единым технологическим процессом. Магистральные сети выполняются шинопроводами или кабелями. Радиальные схемы обеспечивают высокую надежность питания отдельных потребителей, так как аварии локализуются отключением автоматического выключателя поврежденной линии и не затрагивают другие линии. Радиальные схемы применяют для питания сосредоточенных нагрузок, выполняют одноступенчатыми, когда питание осуществляется непосредственно от ТП и двухступенчатыми, когда питание осуществляется от промежуточных РП.

Для выбора ШРА и кабелей нам необходимо посчитать нагрузки методом коэффициента расчётной нагрузки по второму этапу. Для этого составим схему

низковольтного внутреннего электроснабжения, выполненную шинопроводами. Данная схема представлена на рисунке 2.

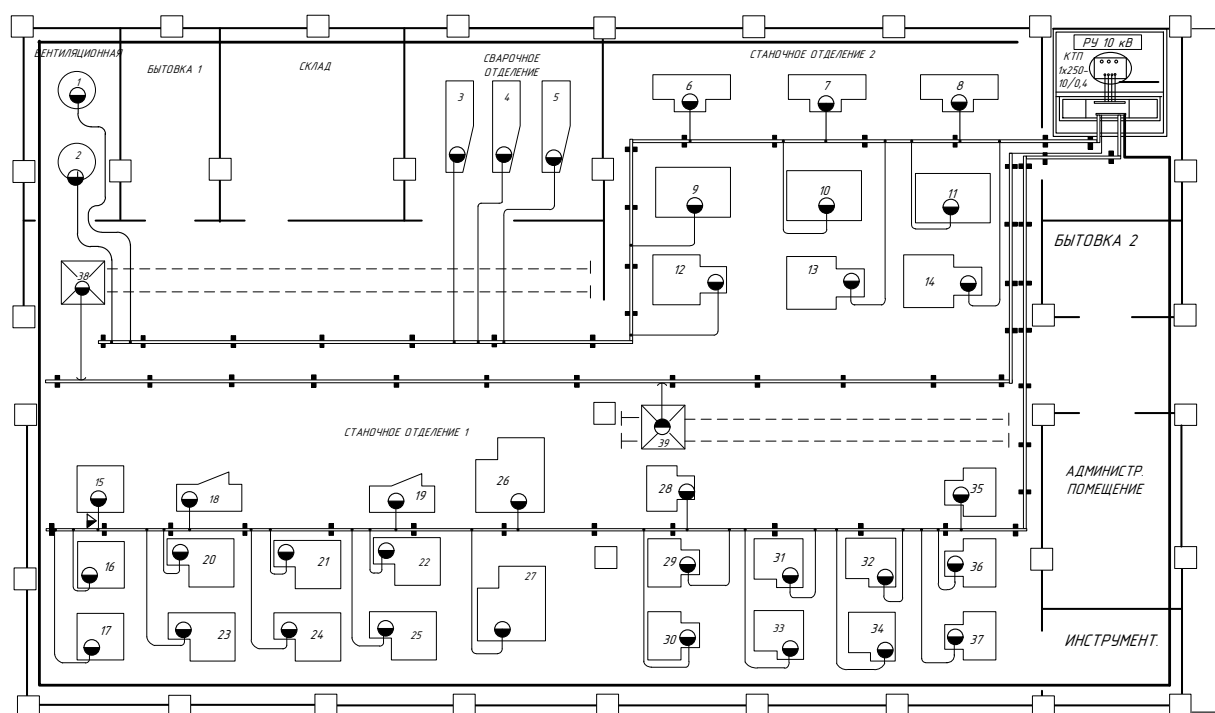


Рисунок 2 – Схема электроснабжения цеха выполненная с помощью шинопроводов

Крепление распределительных шинопроводов выполнено на стойках на высоте 3 м над полом, что обеспечивает свободный проход под ними, быструю перестановку оборудования, удобный ремонт и обслуживание.

Провода, присоединённые к станкам, проложенные по элементам строительных конструкций, открыто, в месте подключения станка, провод проложен в гибких гофрированных металл рукавах. Кабель, питающий силовые пункты проложен в вертикальной плоскости по элементам строительных конструкций, а далее проложен в полу, сверху канал накрыт рифлеными листами. Кабель выполнен бронированным, для защиты от механических повреждений.

## 4 РАЗРАБОТКА СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ СУХОГО ПОРТА БЛАГОВЕЩЕНСК

### **4.1 Выбор пункта приема электроэнергии, разработка его однолинейной схемы и конструктивное исполнение**

Под системой внешнего электроснабжения понимают комплекс технических устройств, обеспечивающих передачу электроэнергии от источника питания до приёмных подстанций. Ввод сухого порта Благовещенск может осуществляться напряжением от 6 до 220 кВ.

Пункт приема сухого порта Благовещенск рассмотрим ГПП. ГПП – это главная понизительная подстанция, которая получает питание от энергосистемы преобразует и распределяет электроэнергию на более низком напряжении. Особенность расположения - ГПП располагаются в центре электрических нагрузок.

Все элементы распределительного устройства (РУ) электрической станции или ГПП должны надежно работать в условиях длительно нормального режима, а также обладать достаточной термической и динамической стойкостью при возникновении самых тяжелых коротких замыканий. Поэтому при выборе аппаратов, шин, кабелей и других элементов РУ очень важна проверка соответствия их параметров длительно рабочим и кратковременно аварийным режимам, которые могут возникать при эксплуатации.

Кроме этого, следует учитывать внешние условия работы РУ (влажность, загрязненность воздуха, окружающую температуру, высоту над уровнем моря и другое), так как эти условия могут потребовать оборудования специального исполнения, обладающего повышенной надежностью.

Основными параметрами оборудования, которые должны соответствовать условиям рабочего (длительного) режима, являются номинальные ток и напряжение.

Выбор местоположения, типа, мощности и других параметров ГПП обуславливается величиной и характером электрических нагрузок, и

размещением их на плане. Намеченное место расположения уточняется по условиям розы ветров, планировки предприятия, габаритов и типа ГПП, возможности подвода высоковольтных линий от энергосистемы.

Распределительное устройство по высокой стороне выполним по схеме: «мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов». Распределительное устройство по низкой стороне выполнено по схеме «одна секционированная система шин» [30].

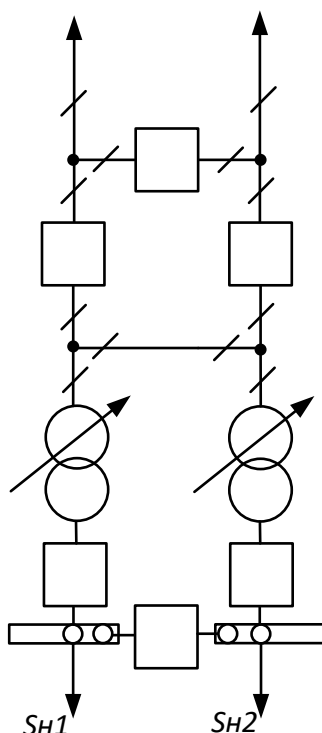


Рисунок 3 – ГПП «Порт»

#### 4.2 Выбор номинального напряжения на ГПП «Порт»

Номинальное напряжение сети зависит от многих факторов: мощности нагрузок, удалённости их от источника питания, конфигурации сети и т. д. Существенные из этих факторов являются: мощность, передаваемая по сети  $P_{P\Sigma}$  и длина линии сети  $l$ . При повышении номинального напряжения снижаются потери активной мощности, сечение линии, но растёт пропускная способность линии. Рациональное напряжение определяем по формуле Стилла:

$$U_{РАЦ} = 4,34 \cdot \sqrt{l + 16 \cdot P_{P\Sigma}} \quad (41)$$

где  $l$  – наибольшая длина линии;

$P_{P\Sigma}$  – суммарная активная расчётная нагрузка.

$$U_{РАЦ} = 4,34 \cdot \sqrt{6 + 16 \cdot 14960} = 78,5 \text{ кВ} \quad (42)$$

Принимаем номинальное напряжение по высокой стороне ГПП «Порт» 110 кВ.

Напряжение 10 и 6 кВ широко используется на промышленных предприятиях средней мощности – для питающих и распределительных сетей, на крупных предприятиях – на второй и последующих ступенях.

Напряжение 10 кВ является наиболее экономичным по сравнению с напряжением 6 кВ. Напряжение 6 кВ допускается только в тех случаях, если на предприятии преобладает нагрузка с напряжением 6 кВ или когда значительная часть нагрузки питается от заводской ТЭЦ, где стоят генераторы напряжением 6 кВ.

а) Если процент высоковольтной нагрузки напряжением 6 кВ до 30%, то напряжение распределительных линий 10 кВ, принимаем понизительные трансформаторы 10/6.

б) Если процент высоковольтной нагрузки больше 30 % то напряжение распределения должно соответствовать напряжению высоковольтной нагрузки.

При рассмотренных условиях напряжение распределительных линий для проектируемого варианта принимаем 10 кВ.

### **4.3 Компенсация реактивной мощности**

В настоящее время прирост потребления реактивной мощности существенно превосходит прирост потребления активной мощности. При этом передача реактивной мощности на значительные расстояния от мест генерации до мест потребления существенно ухудшает технико-экономические показатели систем электроснабжения. Приходится увеличивать сечение проводов и кабелей, повышать мощность силовых трансформаторов, ну и конечно всё это сопровождается потерями активной и реактивной мощностей.

На промышленном предприятии уменьшение потребляемой реактивной мощности может быть достигнуто естественным путём, например улучшением режима работы приёмников, применением двигателей более совершенных конструкций, устранением их недогрузки, а также за счёт установки специальных компенсирующих устройств. Одним из средств искусственной компенсации наиболее часто применяют батареи силовых конденсаторов, подключаемые параллельно к электросети. Их преимуществом являются простота, невысокая стоимость, недефицитность материалов, малые удельные собственные потери активной мощности. К недостаткам относятся невозможность плавного регулирования реактивной мощности, пожароопасность, наличие остаточного заряда.

Рассмотрим выбор КУ на ГПП «Порт».

Требуемая мощность компенсирующих устройств:

$$Q_{КУ\text{требуемая}} = Q_{MAX} - P_{max} \cdot tg \varphi_{пред} \quad (43)$$

где  $P_{max}$  – максимальная активная мощность, МВт.

$tg \varphi_{пред}$  – предельное значение коэффициента реактивной мощности

для 10 кВ составляет 0,4 согласно приказу №380 [22].

По заданным коэффициентам мощности определяем заданную максимальную реактивную мощность:

$$Q_3 = P_{max} \cdot tg \varphi_{зад} = 14,96 \cdot 0,4 = 5,98 \text{ МВар};$$

Мощность необходимых КУ на одну секцию шин.

$$Q_{КУ} = \frac{5,98 - 4,463}{2} = 0,76 \text{ МВар} \quad (44)$$

Фактическая мощность компенсирующего устройства:

$$Q_{КУ.i}^{\Phi} = S \cdot n \quad (45)$$

где  $n$  – количество устанавливаемых батарей конденсаторов;

$S$  – мощность батарей конденсаторов.

$$Q_{KV}^{\Phi} = n \cdot S = 2 \cdot 0,45 = 0,9 \text{ МВар.} \quad (46)$$

Устанавливаем компенсирующие устройства БК-10-450 на каждую секцию шин.

Определяем некомпенсированную реактивную мощность для двух секций шин:

$$Q_{HECK.i} = Q_i - 2 \cdot Q_{KV.i}^{\Phi}; \quad (47)$$

$$Q_{HECK.3} = Q_3 - 2 \cdot Q_{KV.3}^{\Phi} = 5,98 - 2 \cdot 0,450 = 5,08 \text{ Мвар} \quad (48)$$

#### **4.4 Выбор числа и мощности трансформаторов на ГПП «Порт»**

Мощность трансформатора в нормальных условиях эксплуатации должна обеспечивать питание электрической энергией всех потребителей, подключенных к сухому порту Благовещенск. Кроме того, нужно учитывать необходимость обеспечения ответственных потребителей (I и II категорий) электрической энергией и в случае аварии на одном из трансформаторов, установленных на ГПП. Повреждения трансформаторов на понижающих подстанциях, сопровождающиеся их отключением, довольно редки, однако с их возможностью следует считаться, особенно если к ГПП подключены потребители I и II категорий, не терпящие перерывов в электроснабжении. Поэтому, если подстанция питает потребителей указанных категорий, на ней должно быть установлено не менее двух трансформаторов. В случае аварии на одном из трансформаторов второй должен обеспечить полной мощностью названных потребителей. Практически это может быть достигнуто путем установки на ГПП двух трансформаторов, номинальная мощность каждого из которых будет рассчитана на 60...70 % максимальной нагрузки ГПП.

При оценке мощности, которая будет приходиться в послеаварийном режиме на оставшийся в работе трансформатор, следует учитывать его перегрузочную способность. В противном случае можно без достаточных



оснований завязать установленную мощность трансформаторов и тем самым увеличить стоимость ГПП. В послеаварийных режимах допускается перегрузка трансформаторов до 140 % на время максимума (не более 6 ч в сутки на протяжении не более 5 суток), при этом коэффициент заполнения суточного графика нагрузки не должен быть больше 0.75 (коэффициент заполнения графика нагрузки – отношение среднесуточного тока нагрузки к наибольшему току за сутки). Такая перегрузка может быть допущена при условии, что система обладает передвижным резервом трансформаторов. Следует учитывать, что при аварии на одном из параллельно работающих трансформаторов допускается отключение потребителей III категории. Практически это осуществимо в том случае, если потребители III категории питаются по отдельным линиям.

Расчётная мощность для выбора трансформатора определяется по формуле:

$$S_{\text{тр расч}} = \frac{\sqrt{P_{\text{ср}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{n_{\text{т}} \cdot k_{\text{зопт}}} \quad (49)$$

где  $S_{\text{тр}}$  – расчётная мощность трансформатора, МВА;

$P_{\text{ср}}$  – средняя зимняя активная мощность, МВт;

$Q_{\text{неск}}$  – значение максимальной не скомпенсированной реактивной мощности, Мвар;

$n_{\text{т}}$  – число трансформаторов;

$k_{\text{зопт}}$  – оптимальный коэффициент загрузки.

Рассчитаем мощность трансформатора на ГПП «Порт»:

$$S_{\text{тр расч}} = \frac{\sqrt{14,96^2 + 5,08^2}}{2 \cdot 0,7} = 11,3 \text{ МВА} \quad (50)$$

Принимаем трансформаторы ТДН 16000 [14]

Проверяем трансформатор на загрузку в нормальном режиме, при работе двух трансформаторов:

$$k_{3 \text{ норм}} = \frac{\sqrt{P_{\text{расч}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{(n_T) \cdot S_{\text{тр}}} \quad (51)$$

$$k_{3 \text{ п/а}} = \frac{\sqrt{14,96^2 + 5,08^2}}{16 \cdot 2} = 0,5 \quad (52)$$

Условие выполняется.

Проверяем трансформатор на загрузку в послеаварийном режиме, т.е. при отключении одного трансформатора.

$$k_{3 \text{ п/а}} = \frac{\sqrt{P_{\text{расч}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{(n_T - 1) \cdot S_{\text{тр}}} \quad (53)$$

При этом должно выполняться условие:

$$k_{3 \text{ п/а}} \leq 1,4 \quad (54)$$

$$k_{3 \text{ п/а}} = \frac{\sqrt{14,96^2 + 5,08^2}}{16} = 0,987 \quad (55)$$

Условие выполняется, следовательно, трансформатор выбран верно.

## 5 РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ СХЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Схемы 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.

Для построения рациональной конфигурации сети применяют повариантный метод, согласно которому для заданного расположения потребителей намечается несколько вариантов, и из них на основе технико-экономического сравнения выбирается лучший.

Первый вариант предусматривает разработку внешнего электроснабжения с подключением ГПП «Порт» заход – выход в расщепку ВЛ 110 кВ Силикатная – Среднебелая.

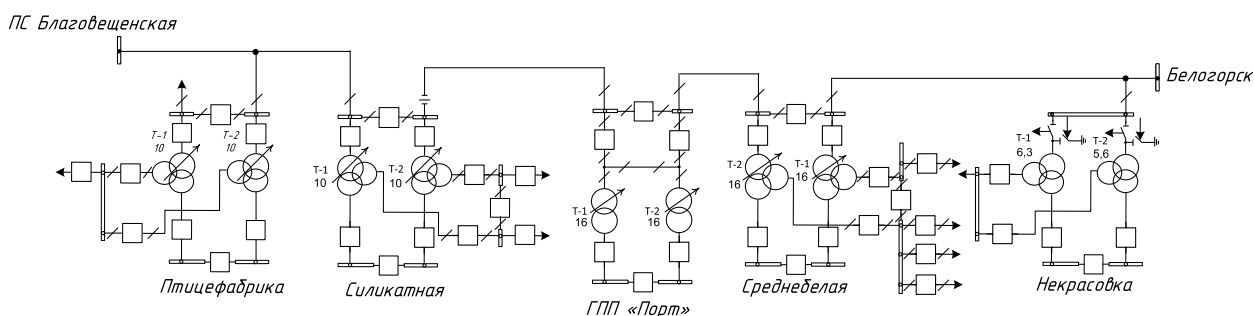


Рисунок 4 – 1 Вариант развития электрической сети

Второй вариант, предусматривает подключение двухцепной линии 110 кВ от ПС Среднебелая до ГПП «Порт», в этом случае необходимо на ПС Среднебелая ОРУ 110 кВ подключить две ячейки для дальнейшего ввода линий.

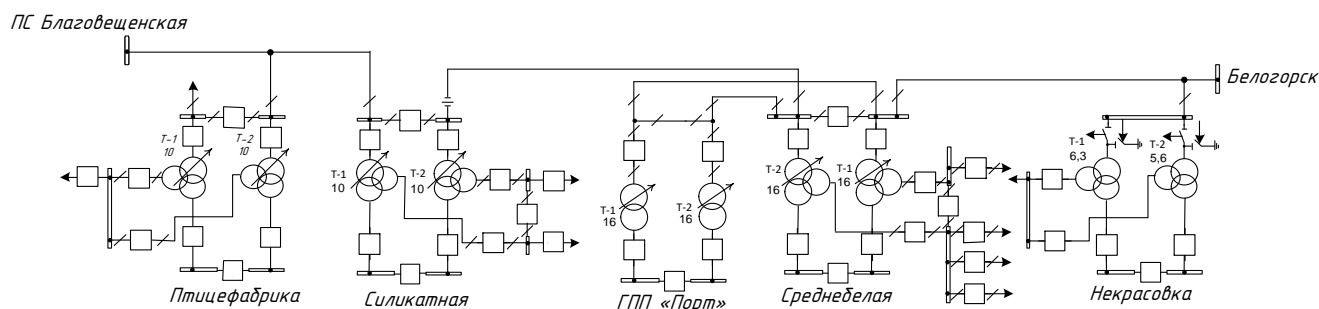


Рисунок 5 – 2 Вариант развития электрической сети

Отличие в разработанных вариантах заключается в длине линии, количестве выключателей.

Количество выключателей и суммарная длина линии в первом варианте значительно меньше.

Таблица 7- Технический анализ вариантов

U <sub>ном</sub>	Линия	l, км	n <sub>цеп</sub>	Кол. Выключат.
1 Вариант				
110 кВ	ВЛ 110 кВ Среднебелая – ГПП «Порт, ВЛ 110 кВ Силикатная – ГПП «Порт»	0,6	2	3
2 Вариант				
110 кВ	ВЛ 110 кВ Среднебелая – ГПП «Порт»	4,5	2	4

Рассмотрим выбор сечений воздушных линий для разработанных вариантов по методу экономических интервалов.

Выбор сечения проводников ВЛ 110 кВ принимается в зависимости от расчетного тока I<sub>р</sub>. Значение расчетного тока определяется по выражению:

$$I_p = \alpha_i \cdot \alpha_T \cdot \frac{\sqrt{P_{\max}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n} \quad (56)$$

где  $\alpha_i$  – коэффициент, учитывающий изменение нагрузки по годам эксплуатации;

$a_T$  – коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки линии и коэффициента попадания нагрузки в максимум энергосистемы.

Для ВЛ 110 кВ принимается  $a_i = 1,05$ , что соответствует математическому ожиданию указанного значения в зоне наиболее часто встречающихся темпов роста нагрузки. Значение  $a_T$  определяется исходя из числа часов использования максимальной нагрузки линии  $T_m$ , который для рассматриваемого района равен 5000 ч,  $a_T = 1,1$  [30]

Для первого варианта схемы внешнего электроснабжения необходимо проверить сечение существующей линии. Согласно данным контрольного замера 15.12.2021 загрузка трансформаторов на ПС Белогорск при отключении одного автотрансформатора составляет 52%, на ПС Благовещенская составляет 61%. При подключении ГПП «Порт» определим расчетный ток на ВЛ 110 кВ Среднебелая – ГПП «Порт при питании со стороны ПС Белогорск:

$$I_p = 1,05 \cdot 0,9 \cdot \frac{\sqrt{34,5^2 + 15,1^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,187 \text{ кА}$$

Выбираем провод АС-240/32 [30].

ВЛ 110 кВ Силикатная – ГПП «Порт» при питании со стороны ПС Благовещенская:

$$I_p = 1,05 \cdot 0,9 \cdot \frac{\sqrt{37,2^2 + 14,6^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,198 \text{ кА}$$

Выбираем провод АС-240/32 [30].

Длительно допустимый ток для выбранного провода АС-240/32 составляет 605 А, следовательно, сечение существующего провода проходит по всем параметрам.

Для двухцепной линии 110 кВ от ПС Среднебелая по второму варианту, выберем провод:

$$I_p = 1,05 \cdot 1,1 \cdot \frac{\sqrt{14,96^2 + 5,08^2}}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 2} = 0,048 \text{ кА}$$

Выбираем провод АС-120/19 [30].

В аварийном режиме при отключении одной линии:

$$I_{AP} = 1,05 \cdot 1,1 \cdot \frac{\sqrt{14,96^2 + 5,08^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,096 \text{ кА}$$

Длительно допустимый ток для выбранного провода АС-120/19 составляет 380 А, следовательно, провод выбран верно.

### **5.1 Техничко-экономическое сравнение двух вариантов**

Обоснование решений при проектировании электрических сетей осуществляется на основе технико-экономического сопоставления вариантов схем и параметров сети, путем оценки их сравнительной эффективности. Обоснование решений производится по минимуму затрат при условии, что сравниваемые варианты обеспечивают одинаковый энергетический эффект.

Определение капитальных вложений в сеть.

Большое распространение в технико-экономическом анализе получили укрупненные технико-экономические показатели, которые рассчитываются на основе проектно-сметных данных, опыта строительства и эксплуатации. Укрупненные технико-экономические показатели используются при сравнении вариантов энергетических сооружений, схем энергоснабжения и т.п. Они дают возможность достаточно просто определять капитальные затраты. Укрупненные стоимостные показатели приведены в базовых сметных ценах 2000г.

Капитальные вложения определяются по формуле:

$$K = K_{ВЛ} + K_{П/С} \tag{57}$$

где  $K_{ВЛ}$  – капиталовложения в воздушные линии;

$K_{П/С}$  – капиталовложения в ГПП «Порт».

При определении фактических цен электросетевого строительства принимают индекс перехода от базовых цен 2000г. к текущим ценам.

Капиталовложения в воздушные линии определяются по формуле:

$$K_{ВЛ} = k_0 \cdot l \cdot k_{пер} \quad (58)$$

где  $k_0$  – стоимость одного километра строительства линии в ценах 2000г.;  
 $k_{пер}$  – коэффициент переоценки (индекс цен).

Согласно письму Федерального агентства по строительству и жилищно коммунальному хозяйству №1951-ВТ/10 от 01.01.2021 индекс изменения сметной стоимости технологического оборудования относительно 2000г. составляет 3,86. С учетом повышающего зонального коэффициента Дальнего Востока он составляет по воздушным линиям: 7,15; по подстанциям: 6,41.

Таблица 8 – Капиталовложения в ВЛ:

U <sub>ном</sub>	Линия	Марка провода	n <sub>цеп</sub>	l, км	k <sub>0</sub> , тыс. руб./км	КвЛ тыс. руб.
1 Вариант						
110 кВ	ВЛ 110 кВ Среднебелая – ГПП «Порт», ВЛ 110 кВ Силикатная – ГПП «Порт»	АС-240	2	0,6	1836	856000
2 Вариант						
110 кВ	ВЛ 110 кВ Среднебелая – ГПП «Порт»	АС-120	2	4,5	2156	1020500

Капитальные вложения на ГПП определяются по формуле:

$$K_{П/С} = (K_{ОРУ} + K_{тр} + K_{ку} + K_{пост}) k_{пер} , \quad (59)$$

где  $K_{ОРУ}$  – укрупненные показатели стоимости открытых распределительных устройств (ОРУ);

$K_{тр}$  – укрупненные показатели стоимости трансформаторов, тыс.руб.;

$K_{ку}$  – укрупненные показатели стоимости компенсирующих устройств, тыс.руб.;

$K_{пост}$  – постоянные затраты на строительство подстанций.

Произведем сравнение капиталовложений в оба варианта.

Для первого и второго варианта:

$$K_{П/С} = (11200 + 11500 + 0 + 32000) \cdot 6.41 = 323162 \text{ тыс. руб.}$$

Определение эксплуатационных издержек

Суммарные эксплуатационные издержки определяются по формуле:

$$И = И_a + И_э \quad (60)$$

где  $И_a$  – среднегодовое отчисление на амортизацию;

$И_э$  – суммарные затраты на ремонтно-эксплуатационное обслуживание сети;

Среднегодовые отчисления вычисляются по формуле:

$$И_a = \frac{K}{T_{сл}} \quad (61)$$

где  $T_{сл}$  – срок службы, для подстанций  $T_{сл} = 15$ , для линий  $T_{сл} = 20$ .

Суммарные затраты на ремонтно-эксплуатационное обслуживание сети:

$$И_э = \alpha_э \cdot K \quad (62)$$

где  $\alpha_э$  – норма отчисления на обслуживание электрических сетей,

$$\alpha_{П/С} = 0,037, \alpha_{эВЛ} = 0,008.$$

Результаты расчётов сводятся в таблицу 9.

Таблица 9 – Издержки

Издержки	1 Вариант	2 Вариант
$И_a$ , тыс. руб.	11632.4	11632.4
$И_э$ , тыс. руб.	10003.1	10003.1
Суммарные издержки	21635.1	21635.1

Оценку экономичности вариантов произведем по эквивалентным годовым расходам с учётом ущерба, по формуле:



$$Z = p \cdot K + I \quad (63)$$

где  $p$  – норматив дисконтирования, меняющийся в зависимости от ставки рефинансирования ЦБ; принимается равным 0,1;

$K$  – капитальные вложения;

$I$  – суммарные эксплуатационные издержки.

Таблица 10 – Сравнение вариантов

Эквивалентные годовые расходы	1 Вариант	2 Вариант
З, тыс.руб	1149801,81	1160120,1

Суммарные эквивалентные годовые расходы у первого варианта меньше, чем у второго. По результатам технико-экономических расчётов оптимальным считается вариант 1. Сравнение вариантов приведены на 2 листе графической части выпускной квалификационной работы.

## 6 РАСЧЁТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Расчеты токов КЗ на ГПП «Порт» производятся для выбора или проверки параметров электрооборудования, а также для выбора или проверки уставок релейной защиты и автоматики.

### 6.1 Расчёт токов КЗ в сети 0,4 кВ

Проверку параметров электрооборудования обычно выполняют для режима трехфазного КЗ. Начальное действующее значение переменного трехфазного тока КЗ при питании электроустановки от энергосистемы через понижающий трансформатор и без учета подпитки от электродвигателей определяют по формуле:

$$I_{u.0}^{(3)} \leq \frac{U_{cp.ном}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{r_1^2 + x_1^2}}, \quad (64)$$

где  $U_{cp.ном}$  -среднее номинальное напряжение сети, в которой рассматривается КЗ, В;

$r_1$  ,  $x_1$  -соответственно суммарное активное и индуктивное сопротивление прямой последовательности цепи КЗ, мОм.

Активное и индуктивное сопротивление определяется как сумма  $i$ -х элементов от источника питания до т. КЗ:

$$r_1 = \sum_{i=1}^n r_i; \quad (65)$$

$$x_1 = \sum_{i=1}^n x_i. \quad (66)$$

Индуктивное сопротивление системы, активное и индуктивное сопротивления прямой последовательности трансформаторов определяют по формуле:

$$x_c \leq \frac{U_{\text{ср.ном}}^2}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{к.вн}} \cdot U_{\text{ср.вн}}}; \quad (67)$$

$$r_T = \frac{\Delta P_K \cdot U_{\text{HH.ном}}^2}{S_{\text{T.ном}}^2} \cdot 10^6; \quad (68)$$

$$x_T = \sqrt{\left(\frac{u_k}{100}\right)^2 \cdot \left(\frac{\Delta P_K}{S_{\text{T.ном}}}\right)^2} \frac{U_{\text{HH.ном}}^2}{S_{\text{T.ном}}} \cdot 10^6; \quad (69)$$

Активные и индуктивные сопротивления прямой последовательности шинопроводов, кабелей:

$$r_{ш} = r_{ш0} \cdot l; \quad (70)$$

$$x_{ш} = x_{ш0} \cdot l, \quad (71)$$

где  $r_{ш0}$ ,  $x_{ш0}$  -удельные активные и индуктивные сопротивления прямой последовательности, мОм/м;

$l$  -длина шинопровода.

### 6.1.1 Расчёт токов несимметричного короткого замыкания

Действующее значение периодической составляющей тока однофазного КЗ  $I_{\varepsilon,0}^{(1)}$ , кА:

$$I_{u,0}^{(1)} \leq \frac{U_{\text{ср.ном}} / \sqrt{3}}{Z_{\varepsilon}^{(1)} \cdot /3 + Z_{\Pi}}, \quad (72)$$

где  $Z^{(1)}$  -полное сопротивление питающей системы, трансформатора, а также переходных контактов току однофазного КЗ;

$Z_{\Pi}$  -полное сопротивление петли фаза-нуль от трансформатора до точки КЗ.

Сопротивление  $Z^{(1)}$  определяем по формуле:

$$Z^{(1)} = \sqrt{(x_{1T} + x_{2T} + x_{0T} + 2 \cdot x_{\text{сис}})^2 + (r_{1T} + r_{2T} + r_{0T} + 3 \cdot r_{\text{пер}})^2}, \quad (73)$$

ГДЕ  $x_{1T}$ ,  $x_{2T}$ ,  $x_{0T}$ ,  $r_{1T}$ ,  $r_{2T}$ ,  $r_{0T}$  - ИНДУКТИВНЫЕ И АКТИВНЫЕ СОПРОТИВЛЕНИЯ ПРЯМОЙ, ОБРАТНОЙ И НУЛЕВОЙ ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТЕЙ СИЛОВОГО ТРАНСФОРМАТОРА.

Общую схему замещения покажу на рисунке 6.

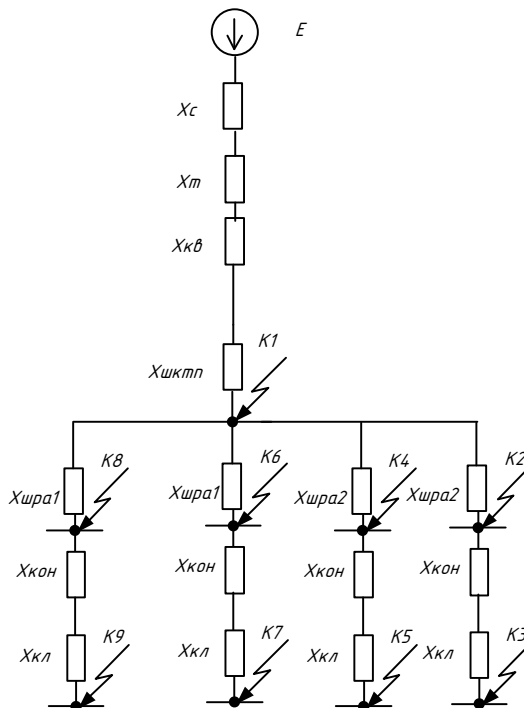


Рисунок 6 – Схема замещения

Сопротивление системы определяется по следующей формуле, мОм:

$$x_c = \frac{U_{HH}}{\sqrt{3} \cdot I_{Kc}^{(3)}} = \frac{380}{\sqrt{3} \cdot 20} = 11;$$

где  $U_{HH}$  - среднее напряжение низкой стороны трансформатора, в данном случае равно 380 В;

$I_{Kc}^{(3)}$  - трехфазный ток короткого замыкания системы, равный 20 кА.

Для трансформатора ТМ-250/10 [12] находим  $r_{mp} = 3,4 мОм$ ,  $x_{mp} = 13,6 мОм$ .

Сопротивления проводов определяются по формуле:

$$r = r_0 \cdot l;$$

$$x = x_0 \cdot l;$$

где  $r_0$  и  $x_0$  - удельные сопротивления линий, мОм/м;

$l$  - длина линии, м.

Сопротивление автоматических выключателей  $Z_{ABT1}$ ,  $Z_{ABT2}$ , мОм:

$$R_{КОHT1} = 0.15, X_{РАСЦ1} = 0.13, R_{РАСЦ1} = 0.41.$$

$$R_{КОHT2} = 0.15, X_{РАСЦ2} = 0.13, R_{РАСЦ2} = 0.41.$$

Активные и индуктивные сопротивления участков шинопроводов:

$$R_{шра1} = 0,095 \cdot 78 = 7,41 \text{ мОм}, X_{шра1} = 0,13 \cdot 78 = 10,14 \text{ мОм}.$$

$$R_{IP на 31} = 25 \cdot 3,12 = 78 \text{ мОм}, X_{IP на 31} = 25 \cdot 0,07 = 1,75 \text{ мОм}.$$

Необходимо учитывать переходное сопротивление 5 мОм на каждой ступени по мере удаления от шин КТП.

Расчёт для точки К1:

$$X_{\Sigma} = x_c + x_T + X_{РАСЦ1};$$

$$X_{\Sigma} = 11 + 5,4 + 0,13 = 16,5 \text{ мОм};$$

$$R_{\Sigma} = r_T + R_{КОHT1} + R_{РАСЦ1} + r_{перех};$$

$$R_{\Sigma} = 1 + 0,15 + 0,41 + 15 = 16,6 \text{ мОм};$$

$$Z_{\Sigma} = \sqrt{X_{\Sigma}^2 + R_{\Sigma}^2};$$

$$Z_{\Sigma} = \sqrt{16,5^2 + 16,6^2} = 23,4 \text{ мОм}.$$

Ток трехфазного короткого замыкания:

$$I_{K1} = \frac{U_{HH} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma}};$$

$$I_{K1} = \frac{0,4 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 23,4} = 9,9 \text{ кА}.$$

Постоянная затухания аperiodической составляющей:

$$T_a = \frac{X_{\Sigma}}{\omega \cdot R_{\Sigma}} ;$$

$$T_a = \frac{16,5}{314 \cdot 16,6} = 0,003 \text{ с.}$$

Ударный коэффициент:

$$K_{y\partial} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,003}} = 1,04 .$$

Ударный ток трехфазного КЗ:

$$i_{y\partial} = K_{y\partial} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{K1} ;$$

$$i_{y\partial} = 1,04 \cdot \sqrt{2} \cdot 9,9 = 14,5 \text{ кА.}$$

Ток однофазного короткого замыкания:

$$I_{K1}^1 = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{HH} \cdot 10^3}{\sqrt{(2 \cdot X_{1\Sigma} + X_{0\Sigma})^2 + (2 \cdot R_{1\Sigma} + R_{0\Sigma})^2}} =$$

$$= \frac{\sqrt{3} \cdot U_{HH} \cdot 10^3}{\sqrt{(2 \cdot (x_c + X_T + X_{PACЦ1}) + (x_c + X_{T0} + X_{PACЦ1}))^2 + (2 \cdot (r_T + R_{КОHT1} + R_{PACЦ1} + r_{перех}) + (r_{T0} + R_{КОHT1} + R_{PACЦ1} + r_{перех}))^2}} ;$$

$$I_{K1}^1 = \frac{\sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 10^3}{\sqrt{(3 \cdot 16,5)^2 + (3 \cdot 16,6)^2}} = 7,4 \text{ кА.}$$

Результаты расчетов приведен в таблице 11.

Таблица 11 – Результаты расчетов токов КЗ

Точка КЗ	X <sub>сум</sub> , Ом	R <sub>сум</sub> , Ом	Z <sub>сум</sub> , Ом	I <sup>(3)</sup> , кА	I <sup>(1)</sup> , кА	T <sub>а</sub> , с	K <sub>уд</sub>	I <sub>уд</sub> , кА
К1	23,8	16,6	29,0	8,0	6,0	0,005	1,113	12,5
К2	24,0	22,1	32,6	7,1	5,3	0,003	1,055	10,5
К3	34,1	34,9	48,8	4,7	3,5	0,003	1,040	6,9
К4	35,9	117,9	123,2	1,9	1,4	0,001	1,000	2,6

## 6.2 Расчёт токов КЗ в сети 110, 10 кВ

В качестве расчетных точек КЗ выбираем:

- шины 110 кВ ГПП «Порт»;
- шины 10 кВ ГПП «Порт»;

При определении токов КЗ используют, как правило, один из двух методов:

– метод именованных единиц - в этом случае параметры схемы выражают в именованных единицах (омах, амперах, вольтах и т. д.);

– метод относительных единиц - в этом случае параметры схемы выражают в долях или процентах от величины, принятой в качестве основной (базисной).

В бакалаврской работе расчет токов КЗ произведен с использованием метода относительных единиц. При расчете данным методом все величины сравнивают с базисными, в качестве которых принимают базисную мощность одного трансформатора или условную единицу мощности, например 100 МВА.

Составляем расчетную схему электроустановки с указанием расчетных точек, в которых необходимо определить токи КЗ.

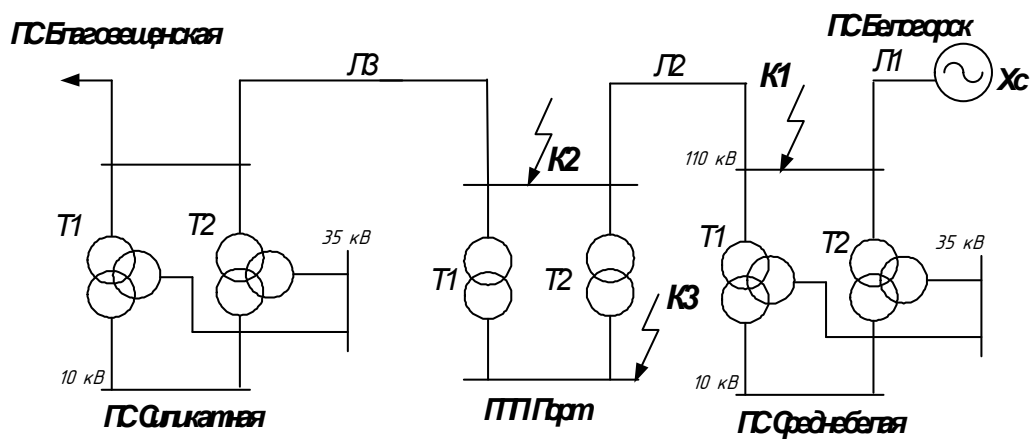


Рисунок 7 – Расчетная схема сети для расчета токов КЗ

По расчетной схеме составляем схему замещения рассматриваемой сети.

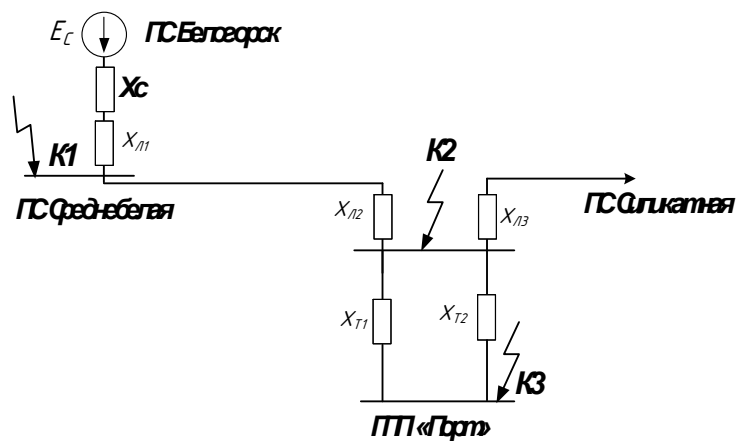


Рисунок 8 – Схема замещения сети для расчета токов КЗ

Расчет токов КЗ будем производить в базисных величинах.

В качестве базисного напряжения принимают среднее напряжение той ступени, на которой производится расчет токов КЗ:  $U_1=115$  кВ,  $U_2=10,5$ кВ

Базисная мощность принимается:  $S_{баз}=100$  МВА.

Определяем базисные токи:

$$I_б = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_б} \tag{74}$$

$$I_{б1} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,502 \text{ кА}$$

$$I_{б2} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,5 \text{ А}$$

Сопротивление системы определяется выражением:

$$X_c = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot I_{П0}^{(3)} \cdot U_{ср. ном}} \tag{75}$$

где  $I_{П0}^{(3)}$  – периодическая составляющая тока трехфазного КЗ для момента начала КЗ.

$$X_c = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot I_{П0}^{(3)} \cdot U_{ср. ном}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 16,2 \cdot 115} = 0,031 \text{ о.е.},$$



где  $I_{\Pi 0}^{(3)}$  – периодическая составляющая тока трехфазного КЗ на шинах 110 кВ.

Параметры питающих линий:

ВЛ 110 кВ Белогорск – Среднебелая с отпайкой на ПС Некрасовка:

$L_{л1}=6,2$  км, марка провода АС-240,  $x_0=0,403$  Ом/км;

ВЛ 110 кВ Среднебелая – ГПП «Порт»:

$L_{л2}=0,6$  км, марка провода АС-240,  $x_0=0,403$  Ом/км.

ВЛ 110 кВ Силикатная – ГПП «Порт»:

$L_{л3}=13,7$  км, марка провода АС-240,  $x_0=0,403$  Ом/км.

Сопротивление линий находится по формуле:

$$X_{л} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_1^2} \quad (76)$$

$$X_{л1} = 0,403 \cdot 6,21 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,019 \text{ о.е.}$$

$$X_{л2} = 0,403 \cdot 0,6 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,03 \text{ о.е.}$$

$$X_{л3} = 0,403 \cdot 13,74 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,043 \text{ о.е.}$$

$$X_1 = X_{л1} + X_c; \quad (77)$$

Сопротивление трансформатора на ГПП «Порт»:

$$X_{тр} = \frac{1}{2} \cdot \frac{U_k}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{тр}} = \frac{1}{2} \cdot \frac{10,5}{100} \cdot \frac{100}{16} = 0,525 \text{ о.е.} \quad (78)$$

Эквивалентуем схему замещения:

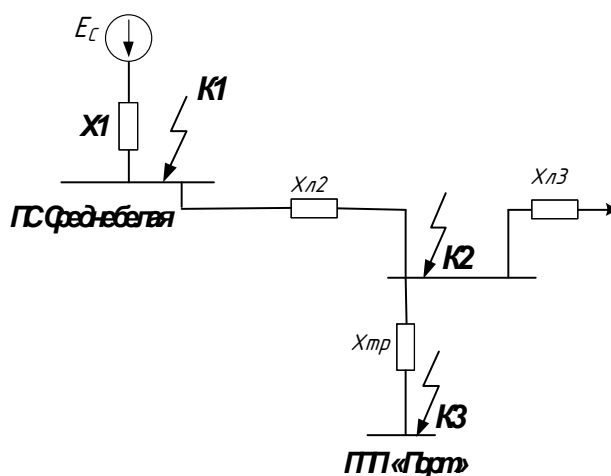


Рисунок 9 – Преобразование схемы замещения

Суммарное сопротивление до точки К1:

$$X_{\Sigma K1} = X_1 = 0,031 \text{ о.е.} \quad (79)$$

Суммарное сопротивление до точки К2:

$$X_{\Sigma K2} = \frac{X_{\text{л}2} \cdot X_{\text{л}3}}{X_{\text{л}2} + X_{\text{л}3}} + X_{\Sigma K1} = \frac{0,43 \cdot 0,03}{0,43 + 0,03} + 0,019 = 0,448 \text{ о.е.} \quad (80)$$

Суммарное сопротивление до точки К3:

$$X_{\Sigma K3} = X_{\Sigma K2} + X_{\text{тр}} = 0,448 + 0,525 = 0,973 \text{ о.е.} \quad (81)$$

Ток трехфазного короткого замыкания в точке К1:

$$I_{\text{п0К1}}^{(3)} = \frac{E}{X_{\Sigma K1}} \cdot I_{\text{б1}} = \frac{1}{0,031} \cdot 0,502 = 1,29 \text{ кА} \quad (82)$$

Ток трехфазного короткого замыкания в точке К2:

$$I_{\text{п0К2}}^{(3)} = \frac{E}{X_{\Sigma K2}} \cdot I_{\text{б1}} = \frac{1}{0,448} \cdot 0,502 = 1,12 \text{ кА}$$

Ток трехфазного короткого замыкания в точке К3:

$$I_{\text{п0К3}}^{(3)} = \frac{E}{X_{\Sigma K3}} \cdot I_{\text{б2}} = \frac{1}{0,973} \cdot 5,5 = 9,49 \text{ кА}$$

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

$$I_{\text{КЗ}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{П0}}^{(3)}, \text{ кА} \quad (83)$$

$$I_{\text{КЗ1}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 1,29 = 1,12 \text{ кА}$$

$$I_{\text{КЗ2}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 1,12 = 0,97 \text{ кА}$$

$$I_{\text{КЗ3}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 9,49 = 8,22 \text{ кА}$$

Определим ударные токи по следующей формуле:

$$i_{\text{КЗ}}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot k_{\text{уд}} \cdot I_{\text{П0}}^{(3)}, \quad (84)$$

где  $k_{\text{уд}}$  – ударный коэффициент, зависящий от постоянной времени затухания апериодической составляющей тока КЗ  $T_a$ , которая определяется в зависимости от соотношения результирующих индуктивного и активного сопротивлений цепи КЗ, с.

Согласно [3, с. 110] принимаем средние значение  $k_{\text{уд}}=1,935$  для точки К1, К2, К3, для точки К3  $k_{\text{уд}}=1,369$ .

$$i_{\text{уд1}} = \sqrt{2} \cdot 1,935 \cdot 1,29 = 3,49 \text{ кА}$$

$$i_{\text{уд2}} = \sqrt{2} \cdot 1,935 \cdot 1,12 = 3,06 \text{ кА}$$

$$i_{\text{уд3}} = \sqrt{2} \cdot 1,369 \cdot 8,22 = 15,9 \text{ кА}$$

## 7 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ОБОРУДОВАНИЯ НА ГПП «ПОРТ»

### 7.1 Выбор и проверка выключателей

Выключатель – это коммутационный аппарат, предназначенный для включения и отключения тока.

Выбор выключателя производится по следующим параметрам:

– напряжению:  $U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сет.ном}}$ ;

– длительному току:  $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{норм.расч}}$ ;  $k_{\text{пг}} I_{\text{ном}} \geq I_{\text{прод.расч}}$ .

Проверку выключателей следует производить на симметричный ток отключения по условию:  $I_{\text{откл.ном}} \geq I_{\text{пт}}$ .

Затем проверяется возможность отключения апериодической составляющей тока КЗ:

$$i_{\text{а.ном}} = \sqrt{2} \cdot \beta_{\text{норм}} \cdot I_{\text{откл.ном}} / 100 \geq i_{\text{ат}}, \quad (85)$$

где  $i_{\text{а.ном}}$  – номинальное допустимое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени  $\tau$ ;

$\beta_{\text{норм}}$  – нормированное значение содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, %;

$i_{\text{ат}}$  – апериодическая составляющая тока КЗ в момент расхождения контактов  $\tau$ ;

$\tau$  – наименьшее время от начала КЗ до момента расхождения дугогасительных контактов:

$$\tau = t_{\text{з min}} + t_{\text{с.в}}, \quad (86)$$

где  $t_{\text{з min}}$  – минимальное время действия релейной защиты;

$t_{\text{с.в}}$  – собственное время отключения выключателя.

По включающей способности проверка производится по условию:

$$i_{\text{вкл}} \geq i_{\text{уд}}, \quad I_{\text{вкл}} \geq I_{\text{п0}},$$

где  $i_{\text{вкл}}$  – наибольший пик тока включения (по каталогу);

$i_{уд}$  – ударный ток КЗ в цепи выключателя;

$I_{вкл}$  – номинальный ток включения (действующее значение периодической составляющей);

$I_{п0}$  – начальное значение периодической составляющей тока КЗ в цепи выключателя (таблица 13).

На электродинамическую стойкость выключатель проверяется по предельным сквозным токам КЗ:

$$i_{пр.скв} \geq i_{уд}; I_{пр.скв} \geq I_{п0}, \quad (87)$$

где  $i_{пр.скв}$  – наибольший пик (ток электродинамической стойкости) по каталогу;

$I_{пр.скв}$  – действующее значение периодической составляющей предельного сквозного тока КЗ [30].

На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу тока КЗ:

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k, \quad (88)$$

где  $I_{тер}$  – ток термической стойкости по каталогу;

$t_{тер}$  – длительность протекания тока термической стойкости по каталогу, с;

$B_k$  – тепловой импульс тока КЗ (интеграл Джоуля) по расчету:

$$B_k = I_{п0}^2 (t_{откл} + T_a), \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \quad (89)$$

где  $t_{откл}$  – расчетная продолжительность КЗ.

$T_a$  – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ.

Тепловой импульс тока КЗ равен:

$$B_k = I_{п0}^2 (t_{откл} + T_a) = 1.12^2 \cdot (0,16 + 0,03) = 2.38 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Предварительно выбираем колонковый элегазовый выключатель ВГТ-110П-40/630 с пружинным приводом типа ППрК.

Для проверки отключающей способности определим значения аperiodической и периодической составляющей тока КЗ для момента времени  $\tau$ .

Наименьшее время от начала КЗ до момента расхождения дугогасительных контактов равно:

$$\tau = 0,01 + t_{c.в} = 0,01 + 0,035 = 0,045 \text{ с.}$$

Аperiodическая составляющая тока КЗ равна:

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{п0} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 1,12 \cdot e^{\frac{-0,045}{0,03}} = 2,5 \text{ кА.} \quad (90)$$

Для определения действующего значения периодической составляющей  $I_{\tau t}$  в любой момент КЗ  $t$  используется метод типовых кривых. Он основан на использовании кривых изменения во времени отношения действующих значений периодической составляющей тока КЗ от генератора в произвольный и начальный моменты времени, т. е.  $\gamma_t = I_{\tau t} / I_{п0} = f(t)$ , построенных для разных удаленностей точки КЗ. Метод типовых кривых целесообразно применять в тех случаях, когда точка КЗ находится у выводов генераторов или на небольшой электрической удаленности от них. Если же энергосистема связана с точкой КЗ непосредственно как в нашем случае, то действующее значение аperiodической составляющей тока КЗ от системы при трехфазном КЗ для любого момента времени можно считать равным  $I_{\tau t} = I_{п0} = \text{const}$ .

Определим номинальное допускаемое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе выключателя:

$$i_{a.ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_{ном} \cdot I_{откл.ном}}{100} = \frac{\sqrt{2} \cdot 40 \cdot 40}{100} = 22,63 \text{ кА.}$$

Термическая стойкость:

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Максимальный рабочий ток выключателя на стороне ВН:

$$I_{\text{max } p} = \frac{S_{\text{ВН}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{\sqrt{14,96^2 + 5,08^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,083 \text{ кА}. \quad (91)$$

Результаты выбора выключателя на ГПП «Порт» сведены в таблице 12.

Таблица 12 – Каталожные и расчетные данные по выбору выключателя 110 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}}=110 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.ном}}=110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сет.ном}}$
$I_{\text{ном}}=630 \text{ А}$	$I_{\text{max}}=83 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{max}}$
$I_{\text{откл.ном}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{пт}}=1,12 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.ном}} \geq I_{\text{пт}}$
$i_{\text{а.ном}}=22,63 \text{ кА}$	$i_{\text{ат}}=2.5 \text{ кА}$	$i_{\text{а.ном}} \geq i_{\text{ат}}$
$I_{\text{пр.скв}}=40 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}}=1,12 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.скв}} \geq I_{\text{п0}}$
$i_{\text{дин}}=102 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}}=3.06 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}=1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}}=2.38 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$

Как видно из результатов выключатель соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

Рассмотрим выбор выключателя 110 кВ по перетокам мощности.

Максимальный рабочий ток выключателя на стороне ВН:

$$I_{\text{max } p} = \frac{S_{\text{ВН}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{\sqrt{37.2^2 + 14.6^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,21 \text{ кА}. \quad (92)$$

Для выключателя поперечной связи выбираем марку ВГТ-110П-40/630.

Результаты выбора выключателя на ГПП «Порт» сведены в таблице 13.

Таблица 13 – Каталожные и расчетные данные по выбору выключателя 110 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}}=110 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.ном}}=110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сет.ном}}$
$I_{\text{ном}}=630 \text{ А}$	$I_{\text{max}}=210 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{max}}$
$I_{\text{откл.ном}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{пт}}=1,12 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.ном}} \geq I_{\text{пт}}$
$i_{\text{а.ном}}=22,63 \text{ кА}$	$i_{\text{ат}}=2.5 \text{ кА}$	$i_{\text{а.ном}} \geq i_{\text{ат}}$
$I_{\text{пр.скв}}=40 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}}=1,12 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.скв}} \geq I_{\text{п0}}$

$i_{\text{дин}}=102 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}}=3.06 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}=1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k=2.38 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_k$

## 7.2 Выбор и проверка разъединителей

Высоковольтные разъединители применяются для электрического разделения высоковольтных сетей. В отключенном положении они образуют видимый изоляционный промежуток. Высоковольтные разъединители производят переключение без нагрузки.

Выбор разъединителей аналогичен выбору выключателей, но в нем отсутствует проверка отключающей способности, т.к. они не предназначены для отключения цепей находящихся под током.

На высокой стороне выбираем разъединители РГ-110/630 УХЛ1 с двигательным электроприводом типа ПД-14УХЛ1.

Таблица 14 – Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}}=110 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.ном}}=110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сет.ном}}$
$I_{\text{ном}}=630 \text{ А}$	$I_{\text{max}}=83 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{max}}$
$i_{\text{дин}}=80 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}}=3,06 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.ном}} \geq I_{\text{пт}}$
для главных ножей: $I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}=2976,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k=2.38 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$i_{\text{а.ном}} \geq i_{\text{ат}}$
для заземляющих ножей: $I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}=992,25 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k=2.38 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{пр.скв}} \geq I_{\text{п0}}$

Как видно из результатов разъединитель соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

Для разъединителей поперечной связи на стороне 110 кВ выбираем РГ-110/630 УХЛ1 с двигательным электроприводом типа ПД-14УХЛ1.

Таблица 15 – Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}}=110 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.ном}}=110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сет.ном}}$
$I_{\text{ном}}=630 \text{ А}$	$I_{\text{max}}=210 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{max}}$
$i_{\text{дин}}=80 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}}=3,06 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.ном}} \geq I_{\text{пт}}$
для главных ножей: $I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}=2976,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k=2.38 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$i_{\text{а.ном}} \geq i_{\text{ат}}$



для заземляющих ножей: $I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 992,25 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 2.38 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{пр.скв}} \geq I_{\text{п0}}$
--	--	--

### 7.3 Выбор и проверка трансформаторов тока

Трансформатор тока - это электрическое устройство, предназначенное для уменьшения первичного тока до значений, которые были бы наиболее удобны для измерительных приборов и релейной защиты, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Трансформаторы тока (ТТ) могут подключаться в одну, две и три фазы в зависимости от напряжения и назначения цепи. На вводных ячейках устанавливаем ТТ на каждой фазе, на отходящих линиях и на секционном выключателе достаточно двух ТТ.

Номинальный ток трансформатора тока должен быть как можно ближе к рабочему току установки, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей.

Для выбора трансформатора тока необходимо определить нагрузку вторичной обмотки:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}},$$

где  $Z_2$  - вторичная нагрузка трансформатора тока;

$Z_{2\text{ном}}$  - номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности.

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому  $Z_2 \approx R_2$ .

Вторичная нагрузка  $R_2$  состоит из сопротивления приборов  $R_{\text{приб}}$ , сопротивления соединительных проводов  $R_{\text{пр}}$  и переходного сопротивления контактов  $R_k$ :

$$R_2 = R_{\text{приб}} + R_{\text{пр}} + R_k; \quad (93)$$

Прежде чем приступить к выбору трансформаторов тока, необходимо определить число и тип измерительных приборов, включенных во вторичную цепь и иметь данные о длине  $l$  соединенных проводов. Их минимальные сечения должны быть  $2,5 \text{ мм}^2$  по меди и  $4 \text{ мм}^2$  по алюминиевым. Максимальные сечения, соответственно -  $6$  и  $10 \text{ мм}^2$ . Затем определяется сопротивление наиболее нагруженной фазы, в соответствии со схемой соединения приборов контроля и учета, считая что  $Z_{\text{пров}} = R_{\text{пров}}$ .

На стороне ВН выберем трансформатор тока TG145 -110У1. Состав вторичной нагрузки трансформатора тока приведен в таблице 16.

Таблица 16 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
		А	В	С
Амперметр	СА3020	0,6	-	-
Ваттметр	СВ3020	0,07	-	0,07
Варметр	СР3020	0,07	-	0,07
Счетчик АЭ и РЭ	Энергомера СЕ 301	7,5	7,5	7,5
ИТОГО		8,24	7,5	7,64

$Z_{2\text{ном}} = 15 \text{ Ом}$  - допустимое сопротивление нагрузки на трансформатор тока

$\sum r_{\text{приб}}$  - суммарное сопротивление приборов подключенных к трансформаторам тока:

$$\sum r_{\text{приб}} = \frac{\sum S_{\text{приб}}}{I_{2н}^2} = \frac{8,24}{5^2} = 0,329 \text{ Ом}, \quad (94)$$

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

$I_2$  - вторичный номинальный ток прибора.

Переходное сопротивление контактов принимается равным  $R_K = 0,1 \text{ Ом}$ .

Сечение провода определяется по формуле:

$$S = \frac{\rho \cdot l}{r_{np}}, \quad (95)$$

где  $l$  - длина соединительного кабеля, которая зависит от напряжения;  
 $\rho = 0,028$  - удельное сопротивление материала (алюминий).

Принимаем кабель АКРНГ с сечением 4 мм<sup>2</sup>, тогда сопротивление провода будет равно:

$$r_{np} = \frac{\rho \cdot l_{расч}}{q} = \frac{0,028 \cdot 85}{4} = 0,595 \text{ Ом} \quad (96)$$

Тогда сопротивление нагрузки будет равно:

$$Z_2 = r_{приб} + r_{np} + r_k = 0,329 + 0,595 + 0,1 = 1,024 \text{ Ом}.$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора тока представлено в таблице 17.

Таблица 17 - Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 630 \text{ А}$	$I_p = 44 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$Z_{2ном} = 15 \text{ Ом}$	$Z_2 = 1,024 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2ном}$
$I_{дин} = 100 \text{ кА}$	$i_{уд} = 3,06 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq I_{дин}$
$I^2_T \cdot t_T = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 2,38 \text{ кА}^2\text{с}$	$I^2_T \cdot t_T \geq B_k$

Как видно из результатов трансформатор тока соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

#### 7.4 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим условиям:

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

$$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{ном}},$$

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

$S_{2\Sigma}$  - нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения.

Трансформаторы напряжения также как и трансформаторы тока выбираются цифровые.

По аналогии с выбором трансформаторов тока, для проверки на соответствие класса точности, необходимо составить схему включения обмоток напряжения измерительных приборов, составить таблицу нагрузок и определить расчетную нагрузку во вторичной цепи  $S_{2 \text{ расч.}}$

Измерительные трансформаторы напряжения своей первичной обмоткой включаются параллельно в цепь высокого напряжения. Во вторичную цепь включаются тоже параллельно. Вводы в аппарат и изоляция первичной обмотки выбираются по напряжению первичной цепи. Номинальное напряжение вторичной обмотки обычно 100 В. Сечения проводов первичной и вторичной цепей трансформаторов напряжения невелики, они зависят от мощности трансформатора, но чаще всего выбираются наименьшими допустимыми по механической прочности. Они связываются контрольными кабелями с приборами вторичных устройств, которые размещаются на панелях щитов и пультов. Измерительные трансформаторы напряжения должны быть малогабаритными, легкими и совершенными аппаратами, надежно работающими в электроустановках. В применяемых схемах и конструкциях должны снижаться до минимума все виды погрешностей для получения высокой точности измерений. Условия выбора трансформаторов напряжения приведены в таблице 18.

Таблица 18 - Условия выбора и проверки трансформаторов напряжения

Параметр	Условия выбора
Напряжение	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{раб}}$
Класс точности	$\Delta U_{\text{дон}} \leq \Delta U$
Ном. мощ. вторичной цепи, ВА	$S_{2Н} \geq S_{2 \text{ расч}}$

Трансформаторы напряжения устанавливаются на каждую секцию шин. Выберем и проверим необходимые трансформаторы напряжения.

На сторону ВН ГПП «Порт» выбираем трансформатор напряжения НАМИ- 110 УХЛ1. Вторичная нагрузка трансформаторов представлена в таблице 19.

Таблица 19 - Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Наименование прибора	Прибор	$S_{Обм},$ ВА	sin	cos	Число приборов	P, Вт	Q, Вар
Вольтметр	СВ3020	4	0	1	1	4	0
Ваттметр	СР3020	5	0,91	0,42	2	10	5,5
Варметр	СР3020	5	0,91	0,42	2	10	5,5
Счетчик АЭ	Энергомера СЕ 208-308	7,5	0.38	0,92 5	9	67,5	27
Счетчик АЭ	Энергомера СЕ 208-308	7,5	0.38	0.92 5	9	67,5	27
Сумма						159	65

$$S_p = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{159^2 + 65^2} = 172 \text{ ВА};$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора напряжения представлено в таблице 20.

Таблица 20 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{HT} = 110 \text{ кВ}$	$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$
$S_H = 400 \text{ ВА}$	$S_p = 172 \text{ ВА}$	$S_H \geq S_p$

Как видно из результатов выбранный трансформатор напряжения соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

## 7.5 Выбор комплектного распределительного устройство на ГПП «Порт»

Комплектное распределительное устройство (КРУ) – это распределительное устройство, состоящее из закрытых шкафов с встроенными

в них аппаратами, измерительными и защитными приборами и вспомогательными устройствами.

Шкафы с полностью собранными и готовыми к работе оборудованием поступают на место монтажа, где их устанавливают, соединяют сборные шины на стыках шкафов, подводят силовые и контрольные кабели. Применение КРУ позволяет ускорить монтаж распределительного устройства. КРУ безопасно в обслуживании, так как все части, находящиеся под напряжением, закрыты металлическим кожухом.

Максимальный рабочий ток на стороне НН ГПП «Порт»:

$$I_{\max p} = \frac{1.4 \cdot S_{\text{ТНОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{1.4 \cdot 16}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1295 \text{ А.}$$

К установке принимаем КРУ серии К-63.

КРУ предназначено для приема и распределения электрической энергии переменного трехфазного тока промышленной частоты 50 Гц на номинальное напряжение 10 кВ и комплектования распределительных устройств напряжением 10 кВ подстанций, включая комплектные трансформаторные подстанции 35/6-10 кВ, 110/6-10 кВ и 110/35/6-10 кВ. КРУ серии К-63 могут поставляться для расширения уже действующих распределительных устройств других производителей через переходные шкафы, входящие в состав КРУ.

В шкафах КРУ К-63 в зависимости от схемы главных цепей и конкретного заказа могут быть установлены следующие аппараты:

- выключатели вакуумные;
- разъединители и заземлители высоковольтные на 630, 1000 А, 10 кВ с приводами;
- трансформаторы тока опорные и шинные (по заказу) на ток до 2500 А;
- трансформаторы напряжения;
- предохранители типа ПКТ; ПКН;
- ограничители перенапряжений;
- силовые трансформаторы.

Применяются вакуумные выключатели с дополнительными расцепителями работающими в режиме дешунтирования.

### 7.6 Выбор и проверка выключателей встроенных в КРУ 10 кВ

На ГПП «Порт» предлагается выбор секционных и вводных выключателей.

Предварительно выбираем вакуумный выключатель ВВ/TEL-10-20/630 с выкатным элементом ВВ/TEL.

Тепловой импульс тока КЗ равен:

$$W_k = I_{п0}^2 (t_{откл} + T_a) = 9.49^2 \cdot (1 + 0,01) = 82.3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \quad (97)$$

где  $t_{откл}$  – расчетная продолжительность КЗ, которая для отходящих линий 10 кВ согласно принимается равной 1с [26];

$T_a$  – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ [26].

$I_{i0}$  – начальное значение периодической составляющей тока КЗ в цепи выключателя.

Для проверки отключающей способности определим значения аperiodической и периодической составляющей тока КЗ для момента времени.

Наименьшее время от начала КЗ до момента расхождения дугогасительных контактов равно:

$$\tau = 0,01 + t_{c.в} = 1 + 0,015 = 1,015 \text{ с.}$$

Аperiodическая составляющая тока КЗ равна:

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{п0} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 9.49 \cdot e^{\frac{-1,015}{0,01}} = 0,91 \text{ кА} \quad (98)$$

Действующее значение периодической составляющей тока КЗ от системы при трехфазном КЗ для любого момента времени можно считать равным  $I_{пт} = I_{п0}$ .

Определим номинальное допускаемое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе выключателя [26]:

$$i_{a.ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_{норм} \cdot I_{откл.ном}}{100} = \frac{\sqrt{2} \cdot 57 \cdot 12,5}{100} = 10,08 \text{ кА.}$$

Термическая стойкость:

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 12,5^2 \cdot 1 = 156 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Максимальный рабочий ток выключателя на стороне НН:

$$I_{max p} = \frac{S_{НН}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{\sqrt{14,96^2 + 5,08^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 912 \text{ А.}$$

Выбираем секционный выключатель на ГПП «Порт» марки ВВ/TEL-10-20/1000.

Таблица 21 – Данные по выбору секционного выключателя

Выключатель	Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
ВВ/TEL-10-20/1000	$U_{ном}=10 \text{ кВ}$	$U_{сет.ном}=10 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{сет.ном}$
	$I_{ном}=1000 \text{ А}$	$I_{max}=456 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{max}$
	$I_{откл.ном} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{пт} = 9,49 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} \geq I_{пт}$
	$i_{a.ном} = 10,08 \text{ кА}$	$i_{ат} = 8,22 \text{ кА}$	$i_{a.ном} \geq i_{ат}$
	$I_{пр.скв} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{п0} = 9,49 \text{ кА}$	$I_{пр.скв} \geq I_{п0}$
	$i_{дин} = 32 \text{ кА}$	$i_{уд} = 15,9 \text{ кА}$	$i_{дин} \geq i_{уд}$
	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 156 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 82,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$

Выбираем вводной выключатель на ГПП «Порт» марки ВВ/TEL-10-20/1000.

Таблица 22 – Данные по выбору вводного выключателя

Выключатель	Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
ВВ/TEL-10-20/1000	$U_{ном}=10 \text{ кВ}$	$U_{сет.ном}=10 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{сет.ном}$
	$I_{ном}=1000 \text{ А}$	$I_{max}=912 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{max}$
	$I_{откл.ном} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{пт} = 9,49 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} \geq I_{пт}$
	$i_{a.ном} = 10,08 \text{ кА}$	$i_{ат} = 8,22 \text{ кА}$	$i_{a.ном} \geq i_{ат}$
	$I_{пр.скв} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{п0} = 9,49 \text{ кА}$	$I_{пр.скв} \geq I_{п0}$
	$i_{дин} = 32 \text{ кА}$	$i_{уд} = 15,9 \text{ кА}$	$i_{дин} \geq i_{уд}$
	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 156 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 82,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$



Расчет выбора выключателей по фидерам на ГПП «Порт» аналогичный.

Результаты выбора выключателей на ГПП «Порт» по фидеру №1 10 кВ сведены в таблицу 23.

Таблица 23 – Данные по выбору выключателя фидера Ф-1 ГПП «Порт»

Выключатель	Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
Ф-1			
ВВ/TEL-10-20/630	$U_{НОМ}=10$ кВ	$U_{сст.НОМ}=10$ кВ	$U_{НОМ} \geq U_{сст.НОМ}$
	$I_{НОМ}=630$ А	$I_{max}=192,3$ А	$I_{НОМ} \geq I_{max}$
	$I_{откл.НОМ} = 12,5$ кА	$I_{пт} = 9,49$ кА	$I_{откл.НОМ} \geq I_{пт}$
	$i_{а.НОМ} = 10,08$ кА	$i_{ат} = 8,22$ кА	$i_{а.НОМ} \geq i_{ат}$
	$I_{пр.скв} = 12,5$ кА	$I_{п0} = 9,49$ кА	$I_{пр.скв} \geq I_{п0}$
	$i_{дин} = 32$ кА	$i_{уд} = 15,9$ кА	$i_{дин} \geq i_{уд}$
	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 156$ кА <sup>2</sup> · с	$B_k = 82,3$ кА <sup>2</sup> · с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$

### 7.7 Выбор трансформатора тока в КРУ 10 кВ

На стороне НН выбираем трансформатор тока ТОЛ-10-І-1-0,5.

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

На вводе устанавливаем трансформатор тока марки ТОЛ-10-І-1-0,5. В этом трансформаторе роль первичной обмотки выполняют шины распределительного устройства.

Нагрузка приборов, подключенных к трансформаторам тока, приведена в таблице 24.

Таблица 24 – Нагрузка приборов ТТ на низкой стороне подстанции [21]

Цепь	Наименование прибора	Тип Прибора	Нагрузка, В·А, фазы		
			А	В	С
Ввод 10 кВ	Амперметр	СА3020	4	–	4
	Счетчик АЭ Счетчик РЭ	Меркурий 236 ART	4,5	–	4,5
	Итого:		8,5	–	8,5
Секционный выключатель 10 кВ	Амперметр	СА3020	4	–	4
	Итого:		4	–	4
На отходящих линиях	Амперметр	СА3020	4	–	4
	Счетчик АЭ Счетчик РЭ	Меркурий 236 ART	4,5	–	4,5
	Итого:		8,5	–	8,5

Проверяем трансформатор тока на электродинамическую и термическую стойкость:

$$i_{\text{дин}} = 52 \text{ кА} \geq i_{\text{уд}} = 15,9 \text{ кА}, \quad (99)$$

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 12,5^2 \cdot 1 = 156,25 \geq B_{\text{к}} = 150,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \quad (100)$$

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

$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}} \quad (101)$$

Сопротивление приборов определяется по выражению:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} \quad (102)$$

где  $S_{\text{приб}}$  – мощность, потребляемая приборами;

$I_2$  – вторичный номинальный ток прибора.

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{8,5}{5^2} = 0,34 \text{ Ом}.$$

Принимаем во вторичных цепях трансформаторов тока провода с медными жилами ( $\rho = 0,0175$ ). Сопротивление контактов принимается 0,05 Ом, тогда сопротивление проводов:

$$r_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} = \frac{S_{2\text{ном}}}{I_2^2} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} = \frac{20}{5^2} - 0,34 - 0,05 = 0,41 \text{ Ом} \quad (103)$$

Сечение проводов:

$$S = \frac{\rho \cdot l}{r_{\text{пр}}} = \frac{0,0175 \cdot 40}{0,41} = 1,7 \text{ мм}^2 \quad (104)$$

Принимаем стандартное сечение 2,5 мм<sup>2</sup>, тогда сопротивление провода равно:

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l}{S} = \frac{0,0175 \cdot 40}{2,5} = 0,28 \text{ Ом} \quad (105)$$

Далее находим сопротивление нагрузки:

$$r_2 = 0,34 + 0,28 + 0,05 = 0,67 \text{ Ом} \quad (106)$$

Сопоставление расчетных и каталожных данных выбранного трансформатора тока марки ТОЛ-10-1-1-0,5 (трансформатор тока, опорный, с литой изоляцией, 10-номинальное напряжения, 0,5- класс точности) сводим в таблицу 25.

Таблица 25 – Проверка трансформатора тока на вводе 10 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}}=10 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.ном}}=10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сет.ном}}$
$I_{\text{ном}}=1000 \text{ А}$	$I_{\text{расч}}=912 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{расч}}$
$i_{\text{дин}}=102 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}}=15,9 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}=1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}}=82,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$
$Z_{2\text{ном}}=0,8$	$Z_2=0,67$	$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}$

На секционном выключателе выбираем трансформатор тока марки ТОЛ-10-1-У2. Сопоставление расчетных и каталожных данных сводим в таблицу 26.

Таблица 26 – Проверка ТТ на секционном выключателе

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}}=10 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.ном}}=10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сет.ном}}$
$I_{\text{ном}}=630 \text{ А}$	$I_{\text{расч}}=456 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{расч}}$
$i_{\text{дин}}=102 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}}=15,9 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}=1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}}=82,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$
$Z_{2\text{ном}}=0,8$	$Z_2=0,67$	$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}$

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

Сопоставление расчетных и каталожных данных сводим в таблицу 27.

Таблица 27 – Проверка ТТ на отходящем присоединении Ф-10

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном}=10$ кВ	$U_{сет.ном}=10$ кВ	$U_{ном} \geq U_{сет.ном}$
$I_{ном}=200$ А	$I_{расч}=192,3$ А	$I_{ном} \geq I_{расч}$
$i_{дин}=81$ кА	$i_{уд}=15,9$ кА	$i_{дин} \geq i_{уд}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер}=992$ кА <sup>2</sup> ·с	$B_k=82.3$ кА <sup>2</sup> ·с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$
$Z_{2ном}=0,8$	$Z_2=0,67$	$Z_2 \leq Z_{2ном}$

Как видно из результатов трансформатор тока соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

### 7.8 Выбор трансформатора напряжения в КРУ 10 кВ

Трансформатор напряжения предназначен для понижения высокого напряжения до стандартного значения 100 или  $100/\sqrt{3}$  В и для отделения цепей измерения и релейной защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Трансформаторы напряжения выбираются:

- по напряжению установки  $U_{ном} \geq U_{сет.ном}$ ;
- конструкции и схеме соединения обмоток;
- классу точности;
- вторичной нагрузке :

$$S_{i\ddot{i}} \geq S_{2\Sigma},$$

где  $S_{i\ddot{i}}$  – номинальная мощность в выбранном классе точности,

$S_{2\Sigma}$  – нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения, рассчитываемая по формуле:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{\left(\sum S_{приб} \cdot \cos \varphi_{приб}\right)^2 + \left(\sum S_{приб} \cdot \sin \varphi_{приб}\right)^2} \quad (107)$$

Параметры вторичной нагрузки трансформатора напряжения приведены в таблице 28.

Таблица 28 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения на 10 кВ

Прибор	Тип	Мощность прибора, В·А	Количество приборов	cosφ	sinφ	Суммарная мощность, В·А
Вольтметр	СВ 3020	4	2	1	0	8
Счетчик АЭ	Меркурий	9	9	0,38	0,925	72

Счетчик РЭ	Меркурий 236 ART	9	9	0,38	0,925	72
Итого						80

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(4 \cdot 2 + 9 \cdot 8 \cdot 0,38)^2 + (9 \cdot 8 \cdot 0,925)^2} = 75,4 \text{ ВА};$$

Выбираем трансформатор напряжения НАМИ-10-95-У2 (трансформатор напряжения, антирезонансный, с литой изоляцией, для измерений) с номинальной мощностью 200 В·А.

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора напряжения представлено в таблице 29.

Таблица 29 – Каталожные и расчетные данные выбора ТН

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}}=10 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.ном}}=10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сет.ном}}$
$S_{\text{ном}}=200 \text{ В}\cdot\text{А}$	$S_{2\Sigma}=75,4 \text{ ВА}$	$S_{\text{ном}} \geq S_{2\Sigma}$

Как видно из результатов, ТН соответствует данным условиям выбора и может быть принят к установке.

### 7.9 Выбор и проверка токоведущих частей 10 кВ

В закрытых РУ 10 кВ ошиновка и сборные шины выполняются жесткими алюминиевыми шинами. Медные шины из-за высокой их стоимости не применяются даже при больших токовых нагрузках. При токах до 3000 А применяются одно - и двухполосные шины. При больших токах рекомендуются шины коробчатого сечения, так как они обеспечивают меньшие потери от эффекта близости и поверхностного эффекта, а также лучшие условия охлаждения.

Наибольший рабочий ток на шинах 10 кВ равен 430 А. Принимаем алюминиевую шину прямоугольного сечения 40x5мм,  $S=200 \text{ мм}^2$ , с номинальным допустимым током  $I_{\text{доп}}=540 \text{ А}$ .

Проверка шины на термическую стойкость производится исходя из условий:

$$q_{\text{min}} \leq q \tag{108}$$

где  $q_{\min}$  – минимальное сечение по термической стойкости  
 $q$  – выбранное сечение.

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C_T} = \frac{\sqrt{104,13 \cdot 10^6}}{91} = 58,6 \text{ мм}^2, \quad (109)$$

где  $C_T = 91 \text{ А} \cdot \text{с}^{1/2}/\text{мм}^2$  – для алюминиевых шин, [26].

$B_k$  – тепловой импульс тока КЗ, принимается равным  $104.13 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$  рассчитанного для вводного выключателя.

Так как  $q_{\min} < q$ , следовательно, шины термически устойчивы.

Электродинамические силы, возникающие при КЗ, имеют составляющие, которые изменяются с частотой 50 и 100 Гц. Если собственные частоты колебательной системы шины – изоляторы совпадут с этими значениями, то нагрузки на шины и изоляторы возрастут. Если собственные частоты меньше 30 и больше 200 Гц, то механического резонанса не возникает.

Длину пролета между опорными изоляторами примем равной  $l = 1,5 \text{ м}$  [26].

Собственная частота колебаний шины:

$$f_0 = \frac{173,2}{l^2} \sqrt{\frac{J}{q}}, \quad (110)$$

где  $q$  – поперечное сечение выбранной шины,  $\text{см}^2$ ;

$J$  – момент инерции шины, который согласно [26] равен:

$$J = \frac{bh^3}{12} = \frac{0,5 \cdot 4^3}{12} = 2,67 \text{ см}^4. \quad (111)$$

$$f_0 = \frac{173,2}{1,5^2} \sqrt{\frac{2,67}{2}} = 133,3$$

Определяем максимальное усилие, приходящееся на один метр длины шины:

$$f^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{уд}^{(3)2}}{a}, \quad (112)$$

где  $i_{уд}^{(3)2}$  – ударный ток на шине, А;

$a$  – расстояние между фазами, м [26].

$$f^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{1117^2}{0,13} = 95,8 \text{ Н/м} \quad (113)$$

Равномерно распределенная сила  $f$  создает изгибающий момент:

$$M_{\max} = \frac{f \cdot l^2}{10} = \frac{95,8 \cdot 1,5^2}{10} = 21,56 \text{ Н/м} \quad (114)$$

где  $l$  – длина пролета между опорными изоляторами, м.

Напряжение в материале шины, возникающее при воздействии изгибающего момента:

$$s_{\max} = \frac{M}{W}, \quad (115)$$

где  $W$  – момент сопротивления шины, который равен:

$$W = \frac{bh^2}{6} = \frac{0,5 \cdot 4^2}{6} = 1,33 \text{ см}^3. \quad (116)$$

$$\sigma_{\max} = \frac{21,56}{1,33} = 16,17 \text{ МПа}$$

Для выбранной шины  $s_{\text{доп}} = 85 \text{ МПа}$ , [26], следовательно, напряжение в материале шины не превышает допустимого значения.

## 7.10 Выбор и проверка ТСН

Состав потребителей собственных нужд зависит от типа ГПП, мощности трансформатора, наличия синхронных компенсаторов, типа электрооборудования. Наименьшее количество потребителей на подстанциях, выполненных по упрощенным схемам, без СК, без постоянного дежурства.

Определяем нагрузку собственных нужд и сводим в таблицу 30.

Таблица 30– нагрузка собственных нужд [16]

Вид потребителя	Нагрузка
	P, кВт
Подогрев выключателей	8,5
Подогрев шкафов КРУ	1
Подогрев приводов разъединителей	0,6
Подогрев релейного шкафа	1
Отопление, освещение, вентиляция ОПУ	40
Отопление, освещение, вентиляция ЗРУ	5
Освещение ОРУ	5
Отопление, освещение компрессорной	10
Зарядно-подзарядный агрегат ВЗП	25

Суммарная активная мощность определяется по формуле:

$$P_{\Sigma} = \sum_{i=0}^n P_i ; \quad (117)$$

$$P_{\Sigma} = 8,5 + 1 + 0,6 + 1 + 40 + 5 + 5 + 10 + 25 = 96,1 \text{ кВт.}$$

Суммарная мощность электроприемников определяется по выражению:

$$S_{\Sigma} = \frac{P_{\Sigma}}{\cos \varphi}, \quad (118)$$

где  $\cos \varphi$  – коэффициент мощности, равный 1 [19].

Найдем суммарную мощность для второй категории:

$$S_{\Sigma} = \frac{0,96}{1} = 0,96 \text{ МВА.}$$

Определяем мощность трансформатора по формуле:

$$S_{TCH} = \frac{S_{\Sigma}}{k_3 \cdot N_T}. \quad (119)$$

Определяем мощность трансформатора для первой категории:



$$S_{TCH} = \frac{96}{2 \cdot 0,7} = 68 \text{ кВА.}$$

Выбираем ТМ-100/10 кВА.

### 7.11 Выбор и проверка опорных изоляторов 10 кВ на жестких шинах

Жесткие шины крепятся на опорных изоляторах.

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

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

$$U_{уст} \leq U_{ном},$$

$$F_{расч} = 0,6F_{разр} = F_{доп}. \quad (120)$$

Выбираем опорные изоляторы ИОР-10-3.75 УХЛ с допустимой силой на изгиб (Н):

$$F_{доп} = 0,6 \cdot 3750 = 2250 \text{ Н};$$

Высота изолятора равна  $H_{из} = 120$  мм.

Изолятор необходимо проверить на механическую прочность:

Максимальная сила, действующая на изгиб (Н):

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{уд}^2}{a} \cdot l \cdot K_h \cdot 10^{-7} = \sqrt{3} \frac{9434^2}{1} \cdot 1 \cdot 1,446 \cdot 10^{-7} = 22,29 \text{ Н}; \quad (121)$$

Поправка на высоту прямоугольных шин:

$$K_h = \frac{H}{H_{из}} = \frac{H_{из} + b + h/2}{H_{из}} = \frac{130 + 8 + 100/2}{130} = 1,446; \quad (122)$$

Проверка:  $F_{расч.} = 22,29 \text{ Н} \leq F_{дон} = 2250 \text{ Н}$ .

Таким образом, опорный изолятор ИОР-10-3.75 УХЛ проходит по механической прочности и может быть принят к установке.

Выбор и результаты оборудования приведены на 4 листе графической части выпускной квалификационной работы.

## 8 РАСЧЕТ И ВЫБОР АППАРАТОВ ЗАЩИТЫ И ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

### 8.1 Выбор проводников сети

На выбор схемы распределения электроэнергии и её конструктивное исполнение оказывают влияние следующие факторы: требования к бесперебойности питания, размещения технологического оборудования по площади цеха, условия среды в цехе, размещение трансформаторных подстанций. Схема должна быть надёжна и безопасна, т.е. соответствовать минимум расчётных затрат на её сооружение. В цеховых сетях различают питающую и распределительную сеть. Линии, отходящие от цеховой трансформаторной подстанции или вводного устройства, образуют питающую сеть.

Схемы цеховых сетей бывают магистральные и радиальные. Магистральные сети выполняются шинопроводами или кабелями. Главной магистральной линией называется линия, отходящая от РУ НН цеховой ТП и предназначенная для питания отдельных наиболее мощных ЭП и распределительной сети цеха. Главные магистрали рассчитывают на большие рабочие токи (до 6300 А), они имеют небольшое количество присоединений. Широко применяют магистральные схемы типа блока трансформатор - магистраль (БТМ). При двухтрансформаторной подстанции и схеме БТМ между магистралями для взаимного резервирования устанавливают перемычку с автоматическим выключателем.

Радиальная схема электроснабжения представляет собой совокупность линий цеховой электрической сети, отходящих от РУ низшего напряжения ТП и предназначенных для питания небольших групп приемников электроэнергии, расположенных в различных местах цеха, а также когда питание осуществляется непосредственно от ТП и двухступенчатыми, или питание осуществляется от промежуточных РП. Радиальные схемы электроснабжения применяют в тех случаях, когда невозможно применить магистральные схемы.

Распределение электроэнергии к отдельным потребителям при радиальных схемах осуществляют самостоятельными линиями от силовых пунктов, располагаемых в центре электрических нагрузок данной группы потребителей. Радиальные схемы обеспечивают высокую надежность электроснабжения. Однако они требуют больших затрат на электрооборудование и монтаж, чем магистральные схемы.

В работе рассмотрен вариант, основанный на применении магистральной схемы при помощи установки распределительных шинпроводов типа ШРА. Данный вариант целесообразен, так как цеховая трансформаторная подстанция имеет РУ НН, приемники электроэнергии расположены упорядоченно вдоль цеха. Питание станков осуществляется по помощи кабеля, присоединенного к шинпроводу через предохранитель. В месте присоединения шинпровода к распределительному устройству установлен автоматический выключатель. Даная схема показана на рисунке 10.

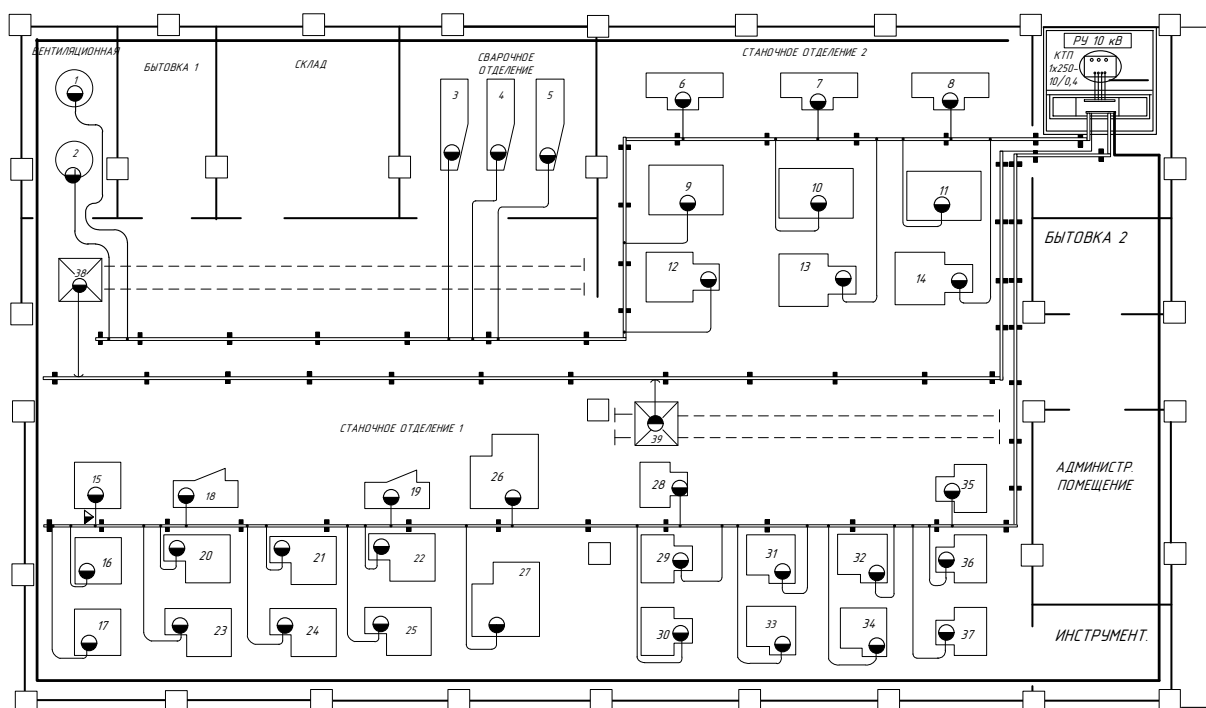


Рисунок 10 – Схема внутреннего низковольтного электроснабжения  
выполненные шинпроводами

Для выбора ШРА нам необходимо посчитать нагрузки методом коэффициента расчётной нагрузки по второму этапу, где расчетный

коэффициент  $K_d \geq 1$ . Это характерно для распределительных шкафов, щитов, пунктов, сборок и распределительных шинопроводов.

Расчёт электрических нагрузок по второму этапу для рисунка 2.

Алгоритм расчёта:

1) При разбиении ЭП на характерные категории учитывается схема низковольтной сети. В данном случае разобьем ЭП на три категории, подключённые к ШРА-1, ШРА-2, ШТМ которые питаются от ТП.

Далее алгоритм расчета повторяется до определения коэффициента расчетной нагрузки, такой же, как и по первому этапу.

Определяем расчетный ток каждой категории:

$$I_{ШРА1} = \frac{\sqrt{P_{P1}^2 + Q_{P1}^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,4};$$

$$I_{ШРА1} = \frac{\sqrt{99,5 + 96,93^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 200,5 \text{ А};$$

$$I_{ШРА2} = \frac{\sqrt{P_{P2}^2 + Q_{P2}^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,4};$$

$$I_{ШРА2} = \frac{\sqrt{33,03^2 + 55,43^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 93,1 \text{ А}.$$

$$I_{ШТМ} = \frac{\sqrt{15,9^2 + 27,5^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 45,84 \text{ А}.$$

Согласно расчету, выбираем ШРА73-250 и ШРА73-250, ШТМ 76-100

Выбранный тип провода или кабеля должен соответствовать его назначению, характеру среды, способу прокладки.

Сечения проводов и жил кабелей цеховой сети на напряжение до 1 кВ выбирают по нагреву расчетным током по формуле:

$$I_p \leq k_{cp} \cdot k_{np} \cdot I_{дон}, \quad (123)$$

где  $I_p$  - расчетный ток линии, питающей группу приемников (для линии, питающей единичный приемник, вместо  $I_\delta$  принимают номинальный ток приемника  $I_{\delta_{он}}$ );

$k_{cp}$  - поправочный коэффициент, учитывающий отличие температуры в цехе от температуры, при которой заданы  $I_{\delta_{и}}$  в ПУЭ, равный 0,95;

$k_{np}$  - поправочный коэффициент, учитывающий снижение допустимой токовой нагрузки для проводов и кабелей при их многослойной прокладке в коробах, равный 0,9.

Номинальный ток ЭП определяется по формуле:

$$I_{ном} = \frac{P_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos \varphi}; \quad (124)$$

Для примера расчёта произведен расчёт для 1-го ЭП.

$$I_{расч} = \frac{55}{\sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 0,8} = 99,232 \text{ кА.}$$

По полученным данным выберем кабель АВВГ сечением 50 мм<sup>2</sup>.

Выбранные сечения проводов и кабелей, проверяют на потерю напряжения по следующим формулам:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I_{расч} \cdot l \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi) \cdot 10^{-3} \quad (125)$$

где  $r_0$ ,  $x_0$  - удельное активное и индуктивное сопротивление;

$l$  - длина питающей или распределительной линии.

Допустимое значения потери напряжения не должно превышать  $\Delta U = \pm 5\%$ .

Для примера произведем расчёт для ШРА1 и 1-го ЭП:

$$\Delta U_{ЭП1} = \sqrt{3} \cdot 99,232 \cdot 0,3 \cdot (0,8 \cdot 3,1 + 0,073 \cdot 0,6) \cdot 10^{-3} = 0,174 \text{ \%};$$

$$\Delta U_{ШРА1} = \sqrt{3} \cdot 200,5 \cdot 38,6 \cdot (0,009 \cdot 0,8 + 0,0012 \cdot 0,6) \cdot 10^{-3} = 1,306 \text{ \%}.$$

Сведём полученные данные в таблицы 31.

Таблица 31 – Выбор марки и сечения кабелей, питающих ЭП от ШРА

Типы ЭП	$I_{расч}$ , А	Марка/сечение, мм	$I_{д.доп}$ А	$\Delta U$ , %
Вентиляторы	99,2	АВВГ 3×50	126	0,174
Сварочные агрегаты	36,5	АПВ 3×10	47	0,122
Токарные автоматы	28,9	АПВ 3×6	39	0,03
Зубофрезерные станки	57,7	АПВ 3×16	60	0,086
Круглошлифовальные станки	14,4	АПВ 3×4	32	0,023
Заточные станки	4,33	АПВ 3×4	32	0,027
Сверлильные станки	9,82	АПВ 3×4	32	0,339
Токарные станки	34,64	АПВ 3×6	39	0,13
Плоскошлифовальные станки	49,65	АПВ 3×16	60	0,254
Строгальные станки	9,99	АПВ 3×4	32	0,227
Фрезерные станки	21,65	АПВ 3×4	32	0,149
Расточные станки	11,55	АПВ 3×4	32	0,094

Выбранные сечения удовлетворяют условию, при проверки нагревом расчётным током и потерям напряжения в проводах и кабелях.

## 8.2 Выбор аппаратов защиты электрооборудования

Аппаратами защиты называют аппарат, автоматически отключающий защищаемую цепь от КЗ или перегрузок, которая, как правило, состоит из электроприёмника и электрической сети. Электроприёмником может быть один или группа синхронных или асинхронных электродвигателей, трансформаторов, электрические печи, преобразователи, электрическое освещение и т.д. Электрическая сеть может состоять из шин, шинопроводов, кабелей, проводов. Для защиты электрических сетей напряжением до 1 кВ применяют плавкие предохранители и автоматические выключатели. Плавкие

предохранители считают одним из наиболее простым, дешёвым и надёжным аппаратом.

Временем срабатывания плавкого предохранителя считают время плавления плавкого элемента до момента появления электрической дуги.

Ток срабатывания плавкого предохранителя определяют, как ток, приводящий к срабатыванию предохранителя за время, достаточное для достижения установившегося теплового состояния (за время от 1 до 4 ч в зависимости от номинального тока плавкого элемента).

### 8.3 Выбор плавких предохранителей

Условия выбора и проверки плавкого предохранителя:

- Номинальное напряжение предохранителя должно быть больше или равно номинальному напряжению сети:

$$U_{ном.пр} \geq U_{ном.с}; \quad (126)$$

- Номинальный ток плавкой вставки выбирают по расчетному току защищаемой цепи и отстраивают от токов кратковременной допустимой перегрузки, пусковых и пиковых токов ЭП:

$$I_{пл.в} \geq I_p; \quad (127)$$

$$I_{пл.в} \geq \frac{I_n}{k_{д.п}}, \quad (128)$$

где  $I_{пл.в}$  - ток плавкой вставки предохранителя;

$I_p$  - расчетный ток группы ЭП;

$I_n$  - пиковый ток с учетом кратности пуска ЭД;

$k_{д.п}$  - коэффициент, учитывающий длительность перегрузки,  $k_{д.п} = 2,5$ .

Проверка плавкой вставки определяется по условию:

$$I_{н.вст} \leq 3 \cdot I_{дл.доп} \quad (129)$$

Для примера рассмотрим выбор предохранителя вентилятора:



$$U_{ном.л} \geq U_{сети};$$

$$0,4кВ \geq 0,4кВ;$$

Номинальный ток:

$$I_{ном} = \frac{P_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos \varphi};$$

$$I_{ном} = \frac{55}{\sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 0,8} = 99,2 \text{ А.}$$

Пусковой ток для данного станка определяется по формуле:

$$I_n = 5 \cdot I_{ном} = 5 \cdot 99,2 = 496,2 \text{ А};$$

$$I_{вст} = \frac{I_n}{2,5} = \frac{496,2}{2,5} = 198,5 \text{ А};$$

$$I_{нвст} = 200 \text{ А};$$

$$I_{н.вст} \geq I_p = 200 \geq 198,5 \text{ А};$$

Выбираем плавкую вставку на ток  $I_{н.вст} = 200 \text{ А}$ . Выбираем предохранитель ПН2-250/200 [12].

Расчет предохранителей для остальных групп ЭП сведём в таблицу 32.

Таблица 32 -Данные выбранных предохранителей

Наименование ЭП	$I_p$ , А	$I_{пуск}$ , А	$I_{вст}$ , А	$I_{ном.вст}$ , А	Маркировка пред.
1	2	3	4	5	6
Вентиляторы	99,2	496	198,5	200	ПН2-250/200
Сварочные агрегаты	36,5	182,6	73,03	80	ПН2-100/80
Токарные автоматы	28,9	144,5	57,8	63	ПН2-100/63
Зубофрезерные станки	57,7	288,5	115,4	125	ПН2-250/125
Круглошлифовальные станки	14,4	72	28,8	32	НПН-60/32
Заточные станки	4,33	21,7	8,7	10	НПН-60/10
Сверлильные станки	9,82	49,1	19,6	20	НПН-60/20

1	2	3	4	5	6
Токарные станки	34,64	173,2	69,3	80	ПН2-100/80
Плоскошлифовальные станки	49,65	248,3	99,3	100	ПН2-100/100
Строгальные станки	9,99	49,95	19,98	20	НПН-60/20
Фрезерные станки	21,65	108,3	43,3	63	НПН-60/63
Расточные станки	11,52	57,6	23,04	25	НПН-60/25

#### 8.4 Выбор автоматических выключателей

Выключатель – это коммутационный аппарат, предназначенный для включения и отключения тока. Выключатель является основным аппаратом в электрических установках, он служит для отключения и включения цепи в любых режимах.

Автоматические выключатели могут иметь следующие встроенные в них расцепители:

- 1) с электромагнитным или с электронным расцепителем максимального тока мгновенного или замедленного действия;
- 2) с электротермическим или с электронным инерционным расцепителем максимального тока с зависимой от тока выдержкой времени;
- 3) с расцепителем тока утечки;
- 4) с расцепителем минимального напряжения;
- 5) с расцепителем обратного тока или обратной мощности;

Условия выбора и проверки автоматического выключателя:

1. Соответствие номинального напряжения автоматического выключателя номинальному напряжению сети:

$$U_{ном.в} \geq U_{ном.с}; \quad (130)$$

2. Номинальный ток расцепителя должен быть не меньше наибольшего расчетного тока нагрузки, длительно протекающего по защитному элементу:

$$I_{\text{двиг}} \geq I_{\delta}; \quad (131)$$

3. Проверка осуществляется по току электромагнитного расцепителя:

$$I_{\text{с.о.}} \geq k_n I_n, \quad (132)$$

где  $I_n$  - пиковый (пусковой) ток ЭП;

$k_i$  - коэффициент надежности отстройки,  $k_n = 1,25$ .

Для защиты группы электродвигателей, например, присоединенных к одному СП, пиковый ток определяется по выражению:

$$I_n = (k_n - 1) \cdot I_{\text{м.ном}} + I_p, \quad (133)$$

где  $I_{\text{м.ном}}$  - номинальный ток самого мощного электродвигателя группы;

$I_p$  - расчетный ток группы электродвигателей;

$k_n$  - кратность пуска.

4. Определяем ток электромагнитного расцепителя:

$$I_{\text{ср.э}} \geq 8 I_{\text{номрасц}} \quad (134)$$

5. Проверка по согласованию с тепловым расцепителем:

$$I_{\text{н.расц}} \leq 1,5 \cdot I_{\text{дл.дон}}. \quad (135)$$

Для примера выберем АВ для ШРА1:

Номинальный ток расцепителя должен быть не меньше наибольшего расчетного тока нагрузки:

$$250 \text{ A} \geq 200,5 \text{ A};$$

$$I_{\text{нд.эп}} = 8 \cdot 250 = 2000 \text{ A};$$

$$I_{\text{пуск}} = 496,16 \text{ A};$$

$$I_{\text{мик1}} = 496,16 + (200,5 - 0,6 \cdot 99,232) = 591,121 \text{ A};$$

$$I_{ср.эм} \geq 1,25 \cdot I_{пик} = 1,25 \cdot 591,121 = 738,901 \text{ А};$$

$$I_{н.расц} \leq 3 \cdot I_{ол.донШРА} = 250 \leq 1890 \text{ А}.$$

Выбираем АВ ВА53-37-250А.

Данные других АВ сведём в таблицу 33.

Таблица 33 – Выбор АВ

Название элемента	Расчетный ток, А	Пиковый ток, А	Ток расцепителя	Тип АВ
ШРА 1	200,5	591,121	250	ВА53-37
ШРА 2	93,1	127,1	250	ВА53-37
ШТМ	45,8	90,21	63	ВА51-31

## 9 МОЛНИЕЗАЩИТА И ЗАЗЕМЛЕНИЕ ПОДСТАНЦИИ ПОРТ

### 9.1 Заземление ГПП Порт

Заземляющие устройства являются составной частью электроустановок и служат для обеспечения необходимого уровня электробезопасности в зоне обслуживания электроустановки и за ее пределами, для отвода в землю импульсных токов с молниеотводов и разрядников, для создания цепи при работе защиты от замыканий на землю.

Заземляющее устройство представляет собой сложную систему. Линейные размеры и общая форма этой системы определяется компоновкой электрооборудования. Обычно это сетка с прямоугольными ячейками, с которой соединяются вертикальные электроды молниеотводов. Кроме того, вертикальные электроды могут устанавливаться и по периметру сетки, для достижения нормированных значений сопротивления заземлителя.

В электроустановках напряжением выше 1 кВ сети с изолированной нейтралью сопротивление заземляющего устройства при прохождении расчетного тока замыкания на землю в любое время года согласно должно быть:

$$R \leq \frac{250}{I}, \quad (136)$$

где  $I$  – расчетный ток замыкания на землю, А.

Сопротивление заземляющего устройства не должно превышать 10 Ом.

Сопротивление заземляющего устройства:

$$R \leq \frac{250}{11} = 22,7 \text{ Ом.}$$

Так как согласно ПУЭ сопротивление заземляющего устройства не должно превышать 10 Ом, то в дальнейших расчетах принимаем, что  $R \leq 10$  Ом.

Определим площадь  $S$  ГП используемой под заземление:

$$S = (38 + 2 \cdot 1,5) \cdot (55,4 + 2 \cdot 1,5) = 2394,4 \text{ м}^2$$

Принимается диаметр и длина прутка для заземлителя:  $d = 10$  мм,  $L_B = 5$  м.  
Сечение данного прутка составляет  $S_{\text{пр.в}} = 78,5$  мм<sup>2</sup>

Выбранный пруток проверяется на термическую стойкость токам короткого замыкания по формуле:

Выбранное сечение проверяется на коррозионную стойкость по формуле:

$$F_{\text{кор}} = \pi \cdot \delta_{\text{ср}} (d_{\text{пр}} + \delta_{\text{ср}}), \quad (137)$$

где  $\delta_{\text{ср}}$  – средняя глубина коррозии, по сечению проводника, определяемая по формуле:

$$\delta_{\text{ср}} = a_{\text{к}} \cdot \ln(T)^3 + b_{\text{к}} \cdot \ln(T)^3 + c_{\text{к}} \cdot \ln(T)^3 + d_{\text{к}}, \text{ мм} \quad (138)$$

где  $T$  – расчетный срок службы заземлителя, 240 месяцев;

$a_{\text{к}}$ ,  $b_{\text{к}}$ ,  $c_{\text{к}}$ ,  $d_{\text{к}}$  – коэффициенты, зависящие от грунтовых условий.

$$\begin{aligned} \delta_{\text{ср}} &= 0,0026 \cdot \ln(240)^3 + 0,00915 \cdot \ln(240)^3 + 0,0104 \cdot \ln(240)^3 + 0,0224 = \\ &= 0,782 \text{ мм}; \end{aligned}$$

$$F_{\text{кор}} = 3,14 \cdot 0,78(10 + 0,78) = 26,49 \text{ мм}^2.$$

Подтверждается правильность выбора сечения прутков для заземлителя ГПП согласно условию:

$$S_{\text{пр.в.}} \geq F_{\text{кор}},$$

$$78,5 \text{ мм}^2 > 26,49 \text{ мм}^2$$

Глубина залегания горизонтальных элементов заземлителя принимается 0,8 метров.

Пользуясь планом расположения оборудования, зданий и сооружений ГПП, определяется месторасположение и длина горизонтальных заземлителей, принимая во внимание, что размеры ячеек заземляющей сетки, примыкающей к

местам присоединения нейтралей силовых трансформаторов не должна превышать  $6 \times 6$  метров.

Производим конструктивное выполнение заземляющей сетки. Сторона  $d$  условно делится на целое число с шагом  $a_q = 6$  м.

Суммарная длина горизонтальных заземлителей определяется по формуле:

$$L = \left( \frac{S}{a_q} \right) \cdot 2 = \left( \frac{2394,4}{6} \right) \cdot 2 = 798,13 \text{ м.} \quad (139)$$

Представим площадь ГПП квадратичной моделью со сторонами  $a$ , тогда  $a = \sqrt{2394,4} = 48,93$  м.

Число ячеек в этом случае определяется как:

$$m = \frac{L}{2 \cdot a} - 1 = \frac{798,13}{2 \cdot 48,93} - 1 = 7,16 \quad (140)$$

принимаем значение – 8 штук.

Длина ячейки  $a_m = a / m = 48,93 / 8 = 6,1$  м.

Длина горизонтальных полос в этой модели определяется по формуле:

$$L = 2 \cdot a \cdot (m + 1) = 2 \cdot 48,93 \cdot (8 + 1) = 880,8 \text{ м.} \quad (141)$$

Количество вертикальных электродов находится из выражения:

$$n_b = \frac{4 \cdot a}{\frac{a_q}{l_b} \cdot l_b} = \frac{4 \cdot 48,93}{6} = 33,62, \quad (142)$$

где  $a_q$  – расстояние между вертикальными электродами, равная 6 м;

$l_b$  – длина вертикальных электродов, м.

Округляем до ближайшего целого значения  $n_b = 34$  шт.

Определение стационарного сопротивления заземлителя, выполненного в виде сетки:

$$R_{ст} = \rho \cdot \left( \frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_B \cdot l_B} \right), \quad (143)$$

где  $\rho$  – удельное сопротивление грунта ;

Удельное сопротивление первого и второго слоя грунта :

$$\rho_1 = \rho_{э1};$$

$$\rho_2 = \rho_{э2};$$

Находим отношения по кривой [17]:

$$\rho = \frac{\rho_{э1}}{\rho_{э2}};$$

Определяем эквивалентное сопротивление грунта двухслойного модели грунта:

$$\rho_{экв} = \frac{\rho_{экв}}{\rho_2} \cdot \rho_2 = 100;$$

$A$  – параметр, зависящий от соотношения  $l_B / \sqrt{S}$ , равный 0,05.

$$R_{ст} = 100 \cdot \left( \frac{0,05}{48,93} + \frac{1}{798,13 + 34 \cdot 5} \right) = 0,32 \text{ Ом}$$

Импульсное сопротивление  $R_{и}$  определяется умножением сопротивления при стационарном режиме  $R_{ст}$  на импульсный коэффициент  $\alpha_{и}$ , зависящий от характеристики грунта, значения импульса тока молнии и типа заземлителя:

$$R_{и} = R_{ст} \cdot \alpha_{и}, \quad (144)$$

$$\alpha_{и} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho + 320) \cdot (I_{мол} + 45)}}, \quad (145)$$

где  $I_{мол}$  – ток молнии, принимается равным 60 кА.



$$\alpha_{\text{и}} = \sqrt{\frac{1500 \cdot 48,93}{(100 + 320) \cdot (60 + 45)}} = 1,26$$

$$R_{\text{и}} = 0,32 \cdot 1,26 = 0,4 \leq 0,5 \text{ Ом.}$$

Полученное значение сопротивление заземлителя менее 0,5 Ом, что соответствует требованиям ПУЭ.

Сетка заземления ГПП Порт приведена на 4 листе графической части выпускной квалификационной работы.

## 9.2 Защита от прямых ударов молнии

Для выбора необходимого числа и места расположения молниеотводов на территории ГПП необходимо знать зоны защиты молниеотводов. Зоной защиты называется та часть пространства около молниеотвода, в которой вероятность прорыва молнии в защищаемый объект не превосходит 0,05 или 0,005 относительно вероятности попадания молнии в случае отсутствия молниеотвода.

Расчет производится для защиты объектов ГПП Порт, находящиеся на высоте  $h_x$  от уровня земли:

- 8 м для порталов 110 кВ;
- 6 м для остального оборудования (высота ЗРУ 10кВ).

Принимаем высоту 1 молниеотвода равной 21м, второго 19м.

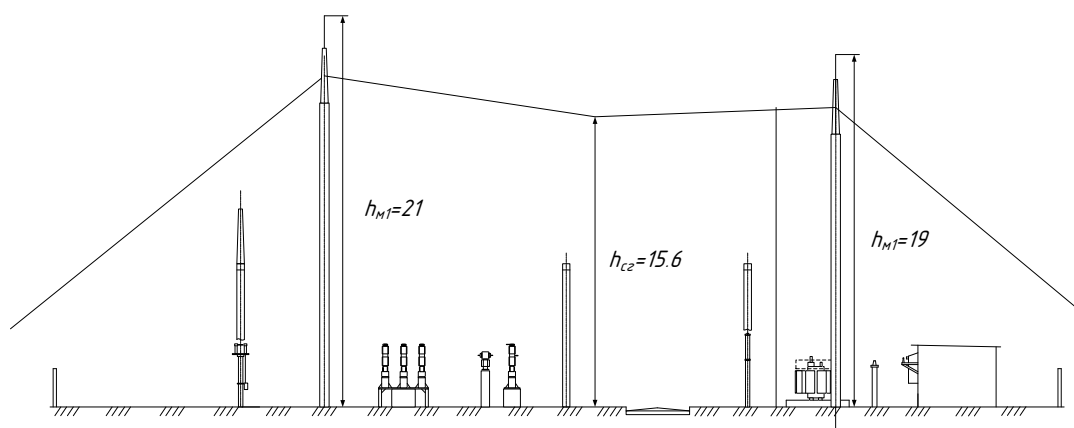


Рисунок 11 - Зоны защиты двух стержневых молниеотводов

Зона защиты одиночного стержневого молниеотвода с высотой  $h$  представляет круговой конус с вершиной на высоте  $h_{эф} < h$  и радиусом основания  $r_0$  на уровне земли.

$$h_{эф1} = 0,85 \cdot h = 0,85 \cdot 21 = 17,8 \text{ м}; \quad (146)$$

$$h_{эф2} = 0,85 \cdot h = 0,85 \cdot 19 = 16,1 \text{ м};$$

$$r_{0,1} = (1,1 - 0,002 \cdot h_1) \cdot h_1 = (1,1 - 0,002 \cdot 21) \cdot 21 = 22,2 \text{ м}; \quad (147)$$

$$r_{0,2} = (1,1 - 0,002 \cdot h_2) \cdot h_2 = (1,1 - 0,002 \cdot 19) \cdot 19 = 20,2 \text{ м};$$

Устанавливаем два отдельностоящих молниеотвода.

Границы внутренней области зоны защиты рассчитываются по формуле:

$$r_{ci} = r_{c0} \cdot \frac{h_{cr} - h_i}{h_{cr}}, \quad (148)$$

где  $h_{cr}$  – высота внутренней зоны защиты на уровне земли в середине между совместно действующими молниеотводами;

$r_{c0}$  – половина ширины внутренней зоны защиты на уровне земли.

Высота внутренней зоны защиты в середине между совместно действующими молниеотводами одинаковой высоты определяется по формуле:

$$h_{cr} = h_{эф} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h) \cdot (L - h) \quad (149)$$

Для 1 молниеотвода определим:

$$h_{cr1} = 17,85 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 21) \cdot (28 - 21) = 16,6 \text{ м}$$

Для 2 молниеотвода:

$$h_{cr2} = 16,15 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 19) \cdot (28 - 19) = 14,6 \text{ м}$$

Высота внутренней зоны защиты в середине между 1 и 2 молниеотводом равна:

$$h_{cr12} = \frac{h_{cr1} - h_{cr2}}{2} = \frac{16,6 - 14,6}{2} = 15,6 \text{ м} \quad (150)$$

Радиус зоны защиты молниеотвода на высоте  $h$  защищаемых порталов 110 кВ:

$$r_{1.1} = r_{0.1} \cdot \left( 1 - \frac{h_{об1}}{h_{эф1}} \right) = 22,2 \cdot \left( 1 - \frac{8}{17,8} \right) = 12,3 \text{ м}, \quad (151)$$

$$r_{2.1} = r_{0.2} \cdot \left( 1 - \frac{h_{об1}}{h_{эф2}} \right) = 20,2 \cdot \left( 1 - \frac{8}{16,1} \right) = 10,2 \text{ м}$$

При расстояниях между молниеотводами  $h < L_{m-m} \leq 2h$  половина ширины внутренней зоны защиты на уровне земли равна:  $r_{c0} = r_0$ .

Границы внутренней области зоны защиты на высоте порталов 110 кВ определяются следующим образом:

$$r_{c1} = r_{c01} \cdot \left( \frac{h_{cr1} - h_{об1}}{h_{cr1}} \right) = 22,2 \cdot \left( \frac{16,6 - 8}{16,6} \right) = 11,5 \text{ м} \quad (152)$$

$$r_{c2} = 20,2 \cdot \left( \frac{14,6 - 8}{14,6} \right) = 9,1 \text{ м}$$

$$r_{c12} = \frac{r_{c1} - r_{c2}}{2} = \frac{11,5 - 9,1}{2} = 10,3 \text{ м} \quad (153)$$

Зоны защиты молниеотводов от прямых ударов молнии ГПП Порт приведены на 5 листе графической части выпускной квалификационной работы.

### 9.3 Выбор и проверка ограничителей перенапряжения

Для защиты изоляции электрических систем от перенапряжений требуется установка нелинейных ограничителей перенапряжения (ОПН).

ОПН представляют собой нелинейный резистор изготовленный по керамической технологии на основе оксида цинка (ZnO) с небольшим добавлением окислов других металлов.

В нормальном рабочем режиме сопротивление варистора велико и ток через ОПН составляет доли миллиампера. При воздействии перенапряжения варистор переходит в проводящее состояние, и ток может достигать десятка килоампер и более, что и приводит к ограничению дальнейшего нарастания напряжения. Когда напряжение снижается, ограничитель возвращается в исходное непроводящее состояние.

Основными параметрами ОПН являются:

– наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение ограничителя,  $U_{нро}$ . Это наибольшее действующее напряжения промышленной частоты, которое неограниченно долго может быть приложено к выводам ОПН;

– номинальный разрядный ток,  $I_n$ . Это максимальное значение грозового импульса тока, используемое для классификации ОПН. По значению  $I_n$  ограничителя перенапряжения делят на три класса: 5, 10, и 20кА;

– удельная энергоемкость,  $w_{уд}$ . Это отношение выделившейся в ОПН энергии, без потери устойчивости его характеристик, после нагрева его до 60°C и дальнейшего приложения одного нормированного прямоугольного импульса тока  $I_{пи}$  длительностью  $T_{пи}=2000$ мкс, к наибольшему длительно допустимому рабочему напряжению в кДж/кВ. Характеризует способность ОПН рассеивать определенную энергию без потери своих качеств;

– остающееся напряжение при нормируемом токе коммутационного перенапряжения  $U_{ост к}$ , кВ. Коммутационный импульс тока  $I_k$  имеет временные параметры 30/60мкс;

– остающееся напряжение при нормируемом токе грозových перенапряжений  $U_{ост г}$ . Грозовой импульс тока  $I_g$  имеет временные параметры 8/20 мкс;

– ток взрывобезопасности  $I_{вб}$ , кА. Это действующее значение тока КЗ при котором срабатывает мембранное устройство (клапан) взрывобезопасности и не происходит взрывного разрушения покрышки ограничителя;

– ток пропускной способности  $I_{пн}$ , кА. Это амплитуда прямоугольного импульса тока длительностью не менее 2000 мкс воздействие которого ОПН выдерживает при испытаниях на пропускную способность 20 раз;

– длина пути утечки внешней изоляции  $l_{ут}$ , мм.

Произведем выбор ОПН для защиты трансформатора на ГПП Порт.

Основным параметром для выбора ОПН является длительно допустимое рабочее напряжение, условие выбора которого:

$$U_{нро} > U_{нс} , \quad (154)$$

где  $U_{нс}$  – наибольшее рабочее напряжение сети.

Выбираем ОПН марки ОПН-П1(2)-110/88/10/2 УХЛ.

Для исключения взрывного разрушения покрышки ОПН при его внутреннем повреждении необходимо, чтобы нормируемый ток взрывобезопасности  $I_{вб}$  на 15-20% превышал наибольший из токов КЗ, для точки подключения ограничителя.

$$I_{вб} > (1,15 - 1,20) I_{кз} \quad (155)$$

$$I_{вб} > 1,2 \cdot 4,9 = 5,88 \text{ кА}$$

Ток взрывобезопасности для ОПН-П1(2)-110/88/10/2 УХЛ составляет 20кА, что удовлетворяет приведенному выше условию.

При выборе ОПН, наряду с другими параметрами, за основу принимается поглощаемая ограничителем энергия, которая определяется по формуле:

$$\mathcal{E} = \left( \frac{U - U_{ост}}{Z} \right) \cdot U_{ост} \cdot 2T \cdot n , \quad (156)$$

где  $U$  – величина неограниченных перенапряжений, согласно можно принять равным  $3,5U_{\text{ном}}$ ;

$U_{\text{ост}}$  – остающееся напряжение на ограничителе;

$Z$  – волновое сопротивление линии, для ВЛ 110 кВ  $Z=490$  Ом,;

$T$  – время распространения волны;

$n$  – количество последовательных токовых импульсов.

Остающееся напряжение на ограничителе равно:

$$U_{\text{ост}} = \sqrt{2} \cdot U_{\text{нро}} \cdot K_{8/20}, \quad (157)$$

где  $K_{8/20}$  – кратность ограничения грозových импульсов, согласно  $K_{8/20}=2,1$ .

$$U_{\text{ост}} = \sqrt{2} \cdot 88 \cdot 2,1 = 214 \text{ кВ} \quad (158)$$

Время распространения волны рассчитывается по следующей формуле:

$$T = \frac{1}{\beta \cdot c}, \quad (159)$$

где  $\beta$  – коэффициент затухания волны;

$c$  – скорость распространения волны.

$$T = \frac{2}{0,91 \cdot 300000} \cdot 10^6 = 1,1 \text{ мкс}$$

Таким образом, поглощаемая энергия:

$$\mathcal{E} = \frac{(274 - 214)}{490} \cdot 214 \cdot 2 \cdot 1,1 \cdot 2 = 115,3 \text{ кДж}$$

Определяем удельную энергоемкость:

$$\mathcal{E}^* = \frac{\mathcal{E}}{U_{\text{ном}}} \quad (160)$$

$$\mathcal{E}^* = \frac{115,3}{110} = 1,05 \text{ кДж/кВ}$$

Удельная энергоемкость выбранного ОПН составляет 0,94 кДж/кВ (1 класс по энергоемкости), что удовлетворяет условию по энергоемкости.

Наибольшее рабочее напряжение и энергоемкость ОПН однозначно определяют все прочие характеристики ОПН конкретного производителя. В типовых случаях применения ОПН на проверку прочих характеристик не обязательно.

Окончательно выбираем ОПН марки ОПН-П1(2)-110/88/10/ УХЛ 2.

Для защиты трансформатора напряжения 10 кВ принимаем к установке ОПН-П-10/11,5/10 УХЛ1 встраиваемые в ячейку К-63. Характеристики выбранных ОПН представлены в таблице 34.

Таблица 34 – Характеристики ОПН

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
ОПН-П1-/110/88/10/УХЛ2		
$U_{нро} = 110 \text{ кВ}$	$U_{нс} = 110 \text{ кВ}$	$U_{нро} \geq U_{нс}$
$I_{вб} = 20 \text{ кА}$	$I_{кз} = 5,88 \text{ кА}$	$I_{вб} > 1,2 \cdot I_{кз}$
$\mathcal{E}^*_{\text{ОПН}} = 1,73 \text{ кДж/кВ}$	$\mathcal{E}^* = 0,94 \text{ кДж/кВ}$	$\mathcal{E}^*_{\text{ОПН}} > \mathcal{E}^*$
ОПН-П-10/11,5/10 УХЛ1		
$U_{нро} = 12 \text{ кВ}$	$U_{нс} = 11,5 \text{ кВ}$	$U_{нро} \geq U_{нс}$
$I_{вб} = 20 \text{ кА}$	$I_{кз} = 8,14 \text{ кА}$	$I_{вб} > 1,2 \cdot I_{кз}$
$\mathcal{E}^* = 2 \text{ кДж/кВ}$	$\mathcal{E}^* = 0,36 \text{ кДж/кВ}$	$\mathcal{E}^*_{\text{ОПН}} > \mathcal{E}^*$

## 10 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, АВТОМАТИКА И СИГНАЛИЗАЦИЯ

### 10.1 Виды и типы релейной защиты

Релейная защита осуществляет непрерывный контроль за состоянием всех элементов энергосистемы и реагирует на возникновение повреждений и ненормальных режимов. При возникновении повреждений РЗ должна выявить поврежденный участок и отключить его от энергосистемы, воздействуя на специальные силовые выключатели, предназначенные для размыкания токов повреждения.

Релейную защиту принято классифицировать по характеру изменения параметра, на который реагирует защита, по назначению в зависимости от ответственности и порядка работы при КЗ, а также для определенных видов КЗ.

По характеру изменения параметра защиты разделяются на максимальные и минимальные. Защиты, реагирующие на величины токов и напряжений, возрастающие в условиях КЗ, называются максимальными. Защиты, реагирующие на величины напряжения и сопротивления, снижающиеся при КЗ, называются минимальными.

По назначению в зависимости от ответственности и порядка действия при КЗ, защиты классифицируют как основные, резервные и дополнительные.

Основной называется защита, обеспечивающая первоочередное отключение повреждений в любой точке защищаемого участка.

Резервной называют защиту, обеспечивающую отключение поврежденного участка при отказе в работе основной защиты или выключателя. Различают резервные защиты ближнего действия, отключающие повреждения в любой точке защищаемого участка при отказе его основной защиты, и резервные защиты дальнего действия, создающие условия для отключения защищаемого участка при КЗ на смежном участке и отказе защиты или выключателя смежного участка. С целью упрощения резервных защит допускается выполнение их реагирующими только на более частные виды КЗ (однофазные и двухфазные).



Дополнительной называется защита, обеспечивающая частичное дублирование основной защиты и действующая в этом случае одновременно с ней. Обычно это простая защита, основанная на другом принципе и отключающая наиболее тяжелые виды КЗ на части защищаемого участка.

По назначению для определенных видов КЗ классификация защит зависит от режима заземления нейтрали сети. Для сети, работающей с эффективно заземленной нейтралью, выделяют защиты от междуфазных повреждений (максимальные токовые и дистанционные), от замыканий на землю (максимальные токовые нулевой последовательности) и от всех видов повреждений (дифференциальные, дифференциально-фазные и направленные высокочастотные защиты, а также приставки высокочастотной блокировки).

В зависимости от вида защищаемого оборудования различают защиты воздушных ЛЭП; кабельных ЛЭП; шин; силовых трансформаторов; синхронных компенсаторов; электродвигателей.

Таким образом, можно выделить основные виды релейной защиты оборудования, применяемые в различных системах электроснабжения:

- а) токовая защита – ненаправленная или направленная;
- б) защита минимального напряжения;
- в) газовая защита;
- г) дифференциальная защита;
- д) дистанционная защита;
- е) дифференциально-фазная (высокочастотная) защита.

При проектировании релейной защиты основными требованиями являются: быстродействие, избирательность (селективность), чувствительность, надежность и наличие устройств сигнализации.

Быстродействующей считается защита, обеспечивающая подачу командного импульса на отключение со временем не более 0,1 с момента возникновения нарушения. Быстродействующими являются первые ступени токовых отсечек, дистанционных защит, продольные и поперечные

дифференциальные, дифференциально-фазные и направленные высокочастотные защиты.

Избирательной считается защита, обеспечивающая отключение только поврежденного элемента энергосистемы. Необходимая избирательность достигается отстройкой от таких величин подводимых к защите параметров, при которых защита данного элемента не должна действовать.

Чувствительной считается защита, обеспечивающая надежное отключение защищаемого элемента при его повреждениях. Надежность отключения характеризуется коэффициентом чувствительности.

Надежной считается защита, обеспечивающая ее устойчивое функционирование в неодинаковых режимах. Различают аппаратную и эксплуатационную надежность. Аппаратная надежность характеризует качество защиты, обеспечивается простотой схем, а также безотказностью, ремонтпригодностью и долговечностью комплектующих элементов. Для сложных защит применяют устройства самоконтроля (функциональный контроль), обеспечивающие, в частности, вывод защиты из работы при ее повреждениях и контроль исправности выходных цепей. Эксплуатационная надежность характеризует устойчивость функционирования и обеспечивается точностью работы и помехозащищенностью, а также реализацией таких основных требований, как быстроедействие, избирательность и чувствительность. Для повышения надежности применяют дублирование и резервирование основных защит.

Наличие устройств сигнализации позволяет судить о правильности работы защиты и автоматики и анализировать порядок протекания процессов при КЗ. Для этой цели применяют различные устройства регистрации аварийных событий.

## **10.2 Защита трансформатора**

В обмотках трансформаторов могут возникать КЗ между фазами, одной или двух фаз на землю, между витками одной фазы и замыкания между обмотками разных напряжений. На вводах трансформаторов и

автотрансформаторов, ошиновке и в кабелях могут также возникать КЗ между фазами и на землю. В эксплуатации могут происходить нарушения нормальных режимов работы трансформаторов, к которым относятся: прохождение через трансформатор или автотрансформатор сверхтоков при повреждении других связанных с ними элементов, перегрузка, выделение из масла горючих газов, понижение уровня масла, повышение его температуры.

Согласно ПУЭ требуются следующие защиты для трансформатора:

- максимальная защита и токовая отсечка, для трансформаторов большей мощности дифференциальная защита.

– Защита от повреждения внутри бака трансформатора или РПН - газовая защита трансформатора и устройства РПН с действием на сигнал и отключение.

– Защита от внешних коротких замыканий - максимальная защита с блокировкой по напряжению или без нее. Она же используется как резервная защита трансформаторов от внутренних повреждений.

– Защита от однофазных коротких замыканий на сторонах трансформатора с глухозаземленной нейтралью.

– Защита от перегрузки с действием на сигнал. В ряде случаев, на ГПП без обслуживающего персонала, защита от перегрузки выполняется с действием на разгрузку или на отключение.

На ГПП Порт 110/10 кВ предусматривается установка двух трансформаторов мощностью 16 МВА. Для защиты трансформаторов выбрано устройство типа «Сириус-Т».

#### 10.2.1 Выбор рабочих ответвлений токовых входов терминала

Номинальные токи для трансформатора определяются по формуле:

$$I_{\text{ном.N}} = \frac{S_{\text{ном.тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.N}}}, \quad (161)$$

где  $S_{\text{ном.тр}}$  – номинальная мощность трансформатора;

$U_{\text{ном.N}}$  – номинальное напряжение стороны N.

Номинальные токи трансформатора равны:

$$I_{\text{ном.ВН}} = \frac{S_{\text{ном.тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.ВН}}} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 84 \text{ А},$$

$$I_{\text{ном.НН}} = \frac{S_{\text{ном.тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.НН}}} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 880 \text{ А}$$

При протекании в обмотках силового трансформатора номинального тока на входе терминала наблюдается вторичный ток в номинальном режиме:

$$I_{\text{ном.втор.Н}} = \frac{I_{\text{ном.Н}} \cdot I_{\text{н.ТТ.В}}}{I_{\text{н.ТТ.П}}} = \frac{I_{\text{ном.Н}}}{K_{\text{ТР.ТТ.Н}}}, \quad (162)$$

где  $K_{\text{ТР.ТТ.Н}} = I_{\text{н.ТТ.П}} / I_{\text{н.ТТ.В}}$  – коэффициент трансформации измерительного трансформатора тока стороны N;

$I_{\text{н.ТТ.П}}$ ,  $I_{\text{н.ТТ.В}}$  – первичный и вторичный номинальные токи трансформатора тока стороны N.

Коэффициенты трансформации трансформаторов тока:

$$K_{\text{ТР.ТТ.ВН}} = 100 / 5 = 20$$

$$K_{\text{ТР.ТТ.НН}} = 1000 / 5 = 200$$

$$I_{\text{ном.втор.ВН}} = \frac{84}{20} = 4,2 \text{ А}$$

$$I_{\text{ном.втор.НН}} = \frac{880}{200} = 4,4 \text{ А}$$

При выборе рабочего ответвления токового входа терминала, к которому подключаются вторичные цепи трансформатора тока, должно выполняться условие по максимальному коэффициенту цифрового выравнивания, который должен быть менее пяти и более 0,5.

$$0,5 \leq K_{\text{ТР.ТТН}} \leq 5$$

$I_{\text{ном.ВН}} = 4,2 \text{ А}$ , выбираем 5А

$I_{\text{ном.НН}} = 4,4 \text{ А}$ , выбираем 5А

### 10.2.2 Выбор уставок дифференциальной защиты трансформатора

Продольная дифференциальная защита трансформатора используется в качестве основной защиты от внутренних повреждений и от повреждений на выводах. Должно быть обеспечено несрабатывание защиты при бросках тока намагничивания.

Дифференциальная защита трансформатора включает в себя: ДЗТ-1 (быстродействующая дифференциальная токовая отсечка) и ДЗТ-2 (чувствительная дифференциальная токовая защита с торможением от сквозного тока и отстройкой от бросков тока намагничивания (БНТ))

- дифференциальный орган с торможением;
- дифференциальную токовую отсечку (ДТО).

Дифференциальную защиту трансформатора необходимо отстраивать от максимального тока небаланса и от бросков тока намагничивания.

Отстройка от броска тока намагничивания обеспечивается с помощью торможения от блокировки по второй гармонике и блокировки по форме тока.

Тормозная характеристика чувствительной ступени ДЗТ-2 изображена на рисунке 12. Она построена в относительных единицах, то есть токи приведены к базисному току стороны ВН.

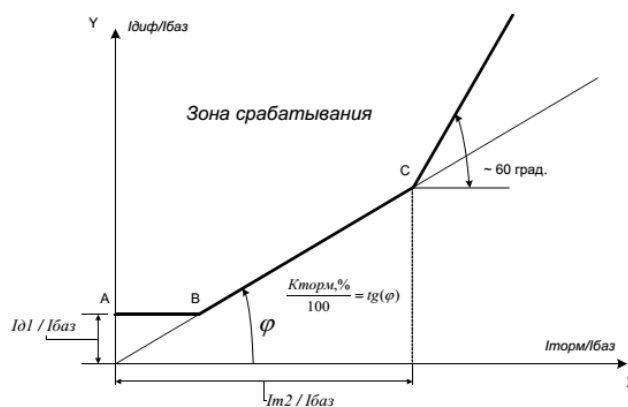


Рисунок 12– Тормозная характеристика ступени ДЗТ-2 (чувствительная дифференциальная токовая защита с торможением)

Тормозная характеристика определяется уставками:

$I_{д1}/I_{ном.ВН}$  – минимальный дифференциальный ток (отнесенный к  $I_{баз}$ ) срабатывания;

$K_{торм}$ , % – коэффициент торможения второго участка характеристики;

$I_{т2}/I_{ном.ВН}$  – точка второго излома характеристики.

В качестве базисного тока в устройстве принято значение уставки  $I_{ном.ВН}$ .

Характеристика имеет три участка:

Участок 1 (отрезок А- В): точка В (точка первого излома характеристики) получается как пересечение уставки ДЗТ-2 –  $I_{д1}/I_{ном.ВН}$  с прямой, проходящей через начало координат и точку С. На данном участке дифференциальный ток, необходимый для отключения, постоянный.

Участок 2 (между точками В и С): точка С определяется двумя уставками наклоном прямой ДЗТ-2 –  $K_{торм}$ , % и ДЗТ-2 –  $I_{т2}/I_{ном.ВН}$ .

Участок 3 (правее точки С): начало лежит в точке С, наклон участка постоянен и равен 60 градусам.

Значение  $I_{д1}/I_{ном.ВН}$  выбирается по условию отстройки от тока небаланса при протекании номинального тока трансформатора:

$$I_{диф}/I_{баз} \geq K_{отс} \cdot I_{нб.расч}, \quad (163)$$

где  $K_{отс}$  – коэффициент отстройки, учитывающий ошибки расчета и необходимый запас, принимается равным 1,2.

Относительный ток небаланса определяется как сумма трех составляющих, которые обусловлены погрешностями трансформаторов тока

$$I_{нб.расч} = I'_{нб.расч} + I''_{нб.расч} + I'''_{нб.расч}, \quad (164)$$

$$I'_{нб.расч} = k_{пер} \cdot k_{одн} \cdot \varepsilon \cdot I_{расч}^*, \quad (165)$$

$$I''_{нб.расч} = \Delta U \cdot I_{расч}^*, \quad (166)$$

$$I'''_{нб.расч} = f_{выр} \cdot I_{расч}^*, \quad (167)$$

где  $I'_{\text{нб.расч}}$  – составляющая тока небаланса, обусловленная погрешностью измерительного трансформатора тока;

$k_{\text{пер}}$  – коэффициент, учитывающий переходной режим (наличие апериодической составляющей), рекомендуется принимать 1,0 согласно /4/;

$k_{\text{одн}}$  – коэффициент однотипности трансформаторов тока. Для защиты Бреслер рекомендуется во всех режимах с запасом принимать коэффициент однотипности равным 1,0;

$\varepsilon$  – относительное значение полной погрешности трансформаторов тока. Рекомендуется принимать равной 0,05;

$I'''_{\text{нб.расч}}$  – составляющая тока небаланса, обусловленная регулированием защищаемого трансформатора;

$\Delta U$  – погрешность, обусловленная регулированием напряжения под нагрузкой на сторонах защищаемого трансформатора и принимаемая равной половине используемого диапазона регулирования;

$I'''_{\text{нб.расч}}$  – составляющая тока небаланса, обусловленная погрешностью выравнивания токов плеч в терминале защиты;

$f_{\text{выр}}$  – погрешность выравнивания токов плеч терминале защиты, принимается равным 0,03;

$I^*_{\text{расч}}$  – относительное значение периодической составляющей тока, проходящего через защищаемую зону при трехфазном КЗ.

$$I_{\text{нб.расч}} = (1 \cdot 0,05 \cdot 0,16 + 0,03) \cdot 9,4 = 0,49 \text{ о.е.}$$

Относительный начальный дифференциальный ток срабатывания равен:

$$I_{\text{диф}} / I_{\text{баз}} \geq K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}} = 1,2 \cdot 0,49 = 0,59 \text{ о.е.}$$

Коэффициент торможения  $K_{\text{торм}}$  должен обеспечивать несрабатывание ступени при сквозных токах, соответствующих второму участку тормозной

характеристики. Такие токи возможны при действии устройств АВР трансформаторов, АПВ питающих линий.

Коэффициент снижения тормозного тока равен:

$$K_{\text{сн.т.}} = 1 - 0,5 \cdot I_{\text{нб.расч}} = 1 - 0,5 \cdot 0,49 = 0,76 \quad (168)$$

Коэффициент торможения определяется по выражению:

$$K_{\text{торм}} \geq 100 \cdot K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}} / K_{\text{сн.т.}} \quad (169)$$

$$K_{\text{торм}} = 100 \cdot 1,2 \cdot 0,49 / 0,76 = 77\%$$

Вторая точка излома тормозной характеристики  $I_{\text{T2}}/I_{\text{баз}}$  определяет размер второго участка тормозной характеристики. В нагрузочном и аналогичных режимах тормозной ток равен сквозному. Появление витковых КЗ лишь незначительно изменяет первичные токи, поэтому тормозной ток почти не изменится. Для высокой чувствительности к витковым КЗ следует, чтобы во второй участок попал режим номинальных нагрузок ( $I_{\text{T}}/I_{\text{баз}}=1$ ), режим допустимых длительных перегрузок ( $I_{\text{T}}/I_{\text{баз}}=1,3$ ). Желательно, чтобы во второй участок попали и режимы возможных кратковременных перегрузок (самозапуск двигателей после АВР, пусковые токи мощных двигателей, если таковые имеются). Поэтому рекомендуется принимать уставку равную  $I_{\text{T2}}/I_{\text{баз}} = 1,5 - 2$ .

### 10.2.3 Выбор уставок дифференциальной токовой отсечки

Дифференциальная токовая отсечка (ДТО) служит для мгновенного отключения больших токов повреждения в зоне действия защиты.

Уставка ДТО отстраивается:

- от бросков тока намагничивания;
- от максимального тока небаланса при КЗ.

$$I_{\text{дто}} \geq 6$$



$$I_{\text{дто}} \geq k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч*}}$$

где  $k_{\text{отс}} = 1,5$  – коэффициент отстройки;

$I_{\text{нб.расч*}}$  – расчетный ток небаланса при максимальном токе КЗ.

При расчете  $I_{\text{нб.расч*}}$  коэффициент переходного режима рекомендуется принимать равным  $3 \div 4$ . Величина  $I_{\text{расч*}}$  принимается равной току (в относительных единицах), проходящему через защищаемую зону при расчетном трехфазном КЗ на стороне, где рассматривается повреждение. Этот ток определяется при работе трансформатора на расчетном ответвлении, соответствующем, как правило минимальному значению напряжения регулируемой обмотки.

Уставка ДТО выбирается равной наибольшему значению.

$$I_{\text{нб.расч}} = (3,5 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,1 + 0,03) \cdot 8,14 = 2,65 \text{ о.е.}$$

$$I_{\text{дто}} = 1,25 \cdot 2,65 = 3,31 \text{ о.е.}$$

Выбираем  $I_{\text{дто}} = 3,5 \text{ о.е.}$

#### 10.2.4 Выбор уставок максимальной токовой защиты

Первичный ток срабатывания МТЗ без пуска по напряжению должен быть отстроен от максимального тока нагрузки с учетом самозапуска двигательной нагрузки по выражению:

$$I_{\text{с.з}} \geq \frac{K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{зап}}}{K_{\text{в}}} \cdot I_{\text{раб.макс}}, \quad (170)$$

где  $K_{\text{отс}}$  – коэффициент отстройки, равный 1,2;

$K_{\text{зап}}$  – коэффициент, учитывающий увеличение тока в условиях самозапуска заторможенных двигателей нагрузки. В предварительных расчетах, а также в случае отсутствия соответствующей информации, данный

коэффициент может быть принят из диапазона от 1,5 до 2,5. Согласно [29] для городских сетей общего назначения:  $K_{\text{зап}}=2,5$ ;

$K_{\text{в}}$  – коэффициент возврата, который принимается равным 0,9 (для реле максимального тока);

$I_{\text{раб, макс}}$  – первичный максимальный рабочий ток в месте установки защиты.

Первая ступень используется в качестве токовой отсечки без пуска по напряжению и без органа направления мощности.

Ток срабатывания на стороне ВН:

$$I_{\text{с.з}} \geq \frac{1,2 \cdot 2,5}{0,9} \cdot 76 = 103 \text{ A}$$

Ток срабатывания на стороне НН:

$$I_{\text{с.з}} \geq \frac{1,2 \cdot 2,5}{0,9} \cdot 840 = 2247 \text{ A}$$

Проверка коэффициента чувствительности производится при металлическом КЗ расчетного вида в расчетной точке в режиме, обуславливающим наименьшее значение этого тока, по выражению:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз, мин}}}{I_{\text{уст}}}, \quad (171)$$

где  $I_{\text{кз, мин}}$  – минимальное значение тока в месте установки защиты, при расчетном виде КЗ;

$I_{\text{уст}}$  – принятое значение тока срабатывания.

В качестве расчетного вида принимается междуфазное КЗ.

Согласно ПУЭ значение коэффициента чувствительности должно быть не менее 1,5 для МТЗ, установленной на стороне НН трансформатора, и не менее 1,2 для МТЗ, установленной на стороне ВН.

$$K_{\text{ч}} = \frac{0,576 \cdot 10^3}{103} = 5,6 > 1,2$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{4,943 \cdot 10^3}{2247} = 2,2 > 1,5$$

### 10.2.5 Газовая защита

Газовая защита трансформаторов имеет абсолютную селективность и срабатывает только при повреждениях внутри бака защищаемого объекта. Защита реагирует на повреждения, сопровождающиеся выделением газа, выбросом масла из бака в расширитель или аварийным понижением уровня масла. Газовая защита – одна из немногих, после которых не допускается действие АПВ, так как в большинстве случаев отключаемые ей повреждения оказываются устойчивыми.

В рассечку трубопровода, соединяющего бак и расширитель, устанавливается газовое реле. Газовое реле имеет герметичный корпус со смотровыми окошками. Сверху на корпусе реле имеется специальный кран, предназначенный для выпуска воздуха и отбора проб газа. Газовое реле имеет два поплавковых элемента, действующих при срабатывании на замыкание механически связанных с ними контактов, и реагирующих на снижение уровня масла в реле, а также струйный элемент (подвешенная на пути масла пластинка с калиброванным отверстием), срабатывающим при интенсивном движении потока масла из бака в расширитель. В нормальном режиме корпус газового реле заполнен маслом, и контакты, связанные с его поплавковыми и струйным элементами, разомкнуты.

При внутреннем повреждении в баке защищаемого аппарата – горение электрической дуги или перегрев внутренних элементов – трансформаторное масло разлагается с выделением горючего газа, содержащего до 70% водорода. Выделяющийся газ стремится вверх к крышке бака и, так как трансформатор устанавливается с наклоном (1÷2)% в сторону расширителя, движется в расширитель. Проходя через газовое реле, газ вытесняет из него масло. При

незначительном выделении газа или снижении уровня масла в расширителе до уровня верхнего поплавкового элемента, он срабатывает и замыкаются контакты, действующие на сигнал (первая ступень газовой защиты). При значительном выделении газа срабатывает нижний поплавковый элемент и замыкаются контакты, действующие на отключение (вторая ступень газовой защиты). При интенсивном движении потока масла из бака в расширитель срабатывает струйный элемент, действующий на отключение, аналогично второй ступени газовой защиты.

Результаты выбора защиты трансформатора на ГПП Порт приведена на 6 листе графической части выпускной квалификационной работы.

### **10.3 Автоматика на ГПП «Порт»**

Электроавтоматика включает в себя устройства автоматического повторного включения, автоматического ввода резервного питания, автоматики регулирования напряжения трансформаторов, автоматической частотной разгрузки и другой делительной автоматики.

#### **10.3.1 Автоматическое повторное включение**

Статистические данные о повреждаемости линий электропередачи показывают, что доля неустойчивых повреждений составляет от 50 % до 90% [9].

Учитывая, что отыскание места повреждения на линии электропередачи путем ее обхода требует длительного времени, и что многие повреждения носят неустойчивый характер, обычно при ликвидации аварий оперативный персонал производит опробование линии путем включения ее под напряжение. Операцию включения под напряжение отключившейся линии называют повторным включением.

Линия, на которой произошло неустойчивое повреждение, при повторном включении остается в работе. Повторные включения при неустойчивых повреждениях принято называть успешными.

Реже на линиях возникают такие повреждения, как обрывы проводов, тросов или гирлянд изоляторов, падение или поломка опор и т. д. Такие

повреждения не могут самоустраниться, и поэтому их называют устойчивыми. При повторном включении линии, на которой произошло устойчивое повреждение с коротким замыканием, линия вновь отключается защитой. Повторные включения линий при устойчивых повреждениях называют неуспешными.

Повторное неавтоматическое включение линий на подстанциях с постоянным оперативным персоналом или на телеуправляемых объектах занимает несколько минут, а на подстанциях не телемеханизированных и без постоянного оперативного персонала –  $(0,5 \div 1)$  час и более. Для ускорения повторного включения линий и уменьшения времени перерыва электроснабжения потребителей широко используются специальные устройства автоматического повторного включения. Время действия АПВ обычно не превышает нескольких секунд. Поэтому, при успешном включении они быстро подают напряжение потребителям, чего не может обеспечить оперативный персонал.

Согласно [6] обязательно применение АПВ на всех воздушных и смешанных (кабельно-воздушных) линиях напряжением 1000 В и выше.

Наиболее эффективно применение АПВ на линиях с односторонним питанием, так как в этих случаях каждое успешное действие АПВ восстанавливает питание потребителей и предотвращает аварию.

Схемы АПВ, применяемые на линиях и другом оборудовании, должны удовлетворять следующим основным требованиям:

1) Схемы АПВ должны приходить в действие при аварийном отключении выключателя (или выключателей), находившегося в работе. В некоторых случаях схемы АПВ должны отвечать дополнительным требованиям, при выполнении которых разрешается пуск АПВ, например, при наличии или при отсутствии напряжения, при наличии синхронизма и т. д.

2) Схемы АПВ не должны приходить в действие при оперативном отключении выключателя персоналом, а также в случаях, когда выключатель отключается релейной защитой сразу же после его включения персоналом, т. е.

при включении выключателя на КЗ, поскольку повреждения в таких случаях обычно бывают устойчивыми.

3) Схемы АПВ должны обеспечивать определенное количество повторных включений, т. е. действие с заданной кратностью. Наибольшее распространение получили АПВ однократного действия.

4) Время действия АПВ должно быть минимально возможным для того чтобы обеспечить быструю подачу напряжения потребителям и восстановить нормальный режим работы. Наименьшая выдержка времени, с которой производится АПВ на линиях с односторонним питанием, принимается 0,3–0,5 с.

5) Схемы АПВ должны автоматически обеспечивать готовность выключателя, на который действует АПВ, к новому действию после его включения.

Реализовать функцию АПВ питающих линий позволяет выбранное устройство защиты «Сириус-21-Л».

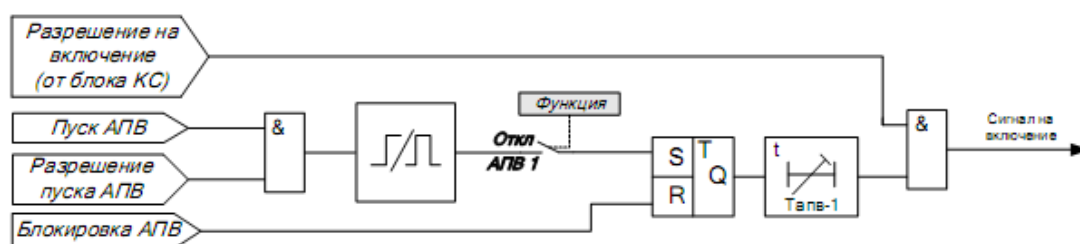


Рисунок 13 – Упрощенная функционально-логическая схема работы АПВ

Для параллельных линий с односторонним питанием прием на питающем конце однократное АПВ без контроля по напряжению, на приемном конце – однократное АПВ с контролем наличия напряжения на линии для того, чтобы избежать суммарно двойного включения выключателей на устойчивое КЗ внутри питающей линии.

### 10.3.2 Автоматическое включение резерва

Схемы ГПП и распределительной сети должны обеспечивать надежность электроснабжения потребителей. Высокую степень надежности обеспечивают

принятые схемы питания с двумя трансформаторами, работающими на разные секции шин, с применением АВР на секционном выключателе.

При наличии АВР время перерыва питания потребителей в большинстве случаев определяется лишь временем включения секционного выключателя и составляет  $(0,3 \div 0,8)$ с.

Все устройства АВР должны удовлетворять следующим основным требованиям:

1) Схема АВР должна приходить в действие в случае исчезновения напряжения на шинах потребителей по любой причине, в том числе при аварийном, ошибочном или самопроизвольном отключении выключателей рабочего источника питания, а также при исчезновении напряжения на шинах, от которых осуществляется питание рабочего источника.

2) Для того, чтобы уменьшить длительность перерыва питания потребителей, включение резервного источника питания должно производиться возможно быстрее, сразу же после отключения рабочего источника.

3) Действие АВР должно быть однократным для того, чтобы не допускать нескольких включений резервного источника на не устранившееся КЗ.

4) Схема АВР не должна приходить в действие до отключения выключателя рабочего источника для того, чтобы избежать включения резервного источника на КЗ в не отключившемся рабочем источнике.

5) Для того, чтобы схема АВР действовала при исчезновении напряжения на шинах, питающих рабочий источник, когда его выключатель остается включенным, схема АВР должна дополняться специальным пусковым органом минимального напряжения.

6) Для ускорения отключения резервного источника питания при его включении на не устранившееся КЗ должно предусматриваться ускорение действия защиты резервного источника после АВР.

Рассмотрим принципы использования АВР на примере схемы ГПП, приведенной на рисунке 14.

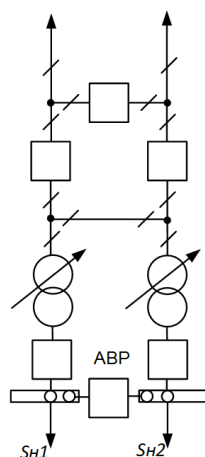


Рисунок 14 – Фрагмент схемы ГПП «Порт»

Трансформаторы Т1 и Т2 включены на разные секции шин. Секционный выключатель СВ нормально отключен. При аварийном отключении любого из рабочих трансформаторов автоматически от АВР включается выключатель СВ, подключая нагрузку секции, потерявшей питание, к оставшемуся в работе трансформатору. Принятые к установке трансформаторы имеют мощность, достаточную для питания всей нагрузки ГПП.

Функцию АВР секционного выключателя 10 кВ реализуем на устройстве защиты «Сириус-2-В».

Функцию АВР секционных выключателей 0,4 кВ в РУ НН ТП распределительной сети реализуем на устройстве защиты «Сириус-2-0,4-ВВ».

#### 10.4 Сигнализация на ГПП «Порт»

Кроме своего основного назначения – автоматического отключения поврежденного участка от остальной неповрежденной сети, релейная защита служит так же для сигнализации (подачи предупредительных сигналов) обслуживающему персоналу нарушений нормального режима работы оборудования или неисправностей, которые в дальнейшем могут привести к аварии.

На подстанциях предусматриваются следующие виды сигнализации:

- сигнализация положения коммутационных аппаратов, положения РПН;
- сигнализация действия отдельных устройств релейной защиты и автоматики;



- аварийная сигнализация – об аварийных отключениях коммутационных аппаратов;

- предупредительная сигнализация – о наступлении ненормального режима или ненормального состояния отдельных элементов электроустановки.

Цепи индивидуальных аварийных и предупредительных сигналов отдельных элементов ГПП собираются в общую схему сигнализации объекта. Общая для всех элементов объекта схема сигнализации, собранная на панели (в релейном шкафу), воспринимающая и фиксирующая сигналы от отдельных элементов, формирующая аварийный и предупредительный сигналы для обслуживающего персонала, называется центральной сигнализацией.

При аварийном отключении выключателей присоединений без выдержки времени срабатывает аварийная звуковая сигнализация.

При нарушении нормального режима работы оборудования, или при появлении его неисправности, обычно с выдержкой времени, позволяющей отстроиться от кратковременных процессов и самоустраняющихся неисправностей, срабатывает предупредительная звуковая сигнализация.

Сигнализация отключенного, включенного и аварийно отключенного состояния коммутационных аппаратов выполняется при помощи сигнальных ламп. Аварийное отключение коммутационных аппаратов (определяется по принципу несоответствия) сигнализируется миганием лампы положения «Отключено» данного коммутационного аппарата.

Сигнализация срабатывания отдельных ступеней защиты и функций автоматики микропроцессорных устройств РЗ осуществляется светодиодными индикаторами.

Центральная сигнализация ГПП должна обеспечивать:

- постоянную готовность сигнализации к работе;
- автоматический контроль наличия оперативного тока;
- ручной контроль ее исправности;
- выдачу аварийного звукового сигнала без выдержки времени;
- выдачу предупредительного сигнала с выдержкой времени;

- фиксацию факта срабатывания сигнализации;
- ручной или автоматический съём звукового сигнала;
- возможность определения источника поступившего сигнала;
- повторность действия при последовательном поступлении нескольких сигналов;
- одновременный прием сразу нескольких сигналов;
- возможность передачи сигналов по каналам телемеханики.

Центральную сигнализацию ГПП позволяет реализовать микропроцессорное устройство «Сириус-ЦС-220-RS».

## 11 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

### 11.1 Безопасность

Рассмотрим вопросы охраны труда на объекте сухой порт «Благовещенск».

На участках производства работ должны быть аптечки с медикаментами и перевязочными материалами.

Перед началом погрузочно-разгрузочных работ нужно произвести тщательную проверку исправности как самих средств механизации и обеспечения их устойчивости против опрокидывания и падения, так и всех вспомогательных приспособлений и инвентаря, используемых на погрузочно-разгрузочных работах.

Погрузочно-разгрузочные работы осуществляются под руководством ответственного лица (мастера, стивидора), обязанного определить способы и высоту укладки штабелей, проверить чистоту и порядок на рабочих местах, достаточность освещения, обеспечить необходимое количество исправных приспособлений и инвентаря, а также проинструктировать рабочих о безопасных приемах работы.

Наиболее распространенные подъемно-транспортные машины, применяющиеся на погрузочно-разгрузочных работах в портах и на промышленных предприятиях — краны, погрузчики и машины непрерывного транспорта.

Все краны со вспомогательными приспособлениями должны периодически проходить техническое освидетельствование.

Редко используемые грузоподъемные машины должны подвергаться полному техническому освидетельствованию не реже одного раза в 5 лет.

При частичном техническом освидетельствовании статические и динамические испытания грузоподъемных машин не проводятся.

Испытание траверс, клещей и других вспомогательных приспособлений производится нагрузкой, которая берется с превышением их предельной

рабочей грузоподъемности на 25%, а палочных цепей и канатов — двойной нагрузкой по сравнению с их номинальной грузоподъемностью. Испытания продолжаются 10 мин.

Перед пуском крана в эксплуатацию нужно проверить его техническое состояние, и в первую очередь наличие и исправность предохранительных и блокировочных устройств, ограждений, лестниц и посадочных площадок, тормозов и грузозахватных устройств.

Безопасная эксплуатация кранов в значительной степени зависит от наличия и исправности предохранительных и сигнализационных устройств, к которым относятся: конечные и путевые выключатели механизмов подъема и передвижения; противоугольные средства; ограничители грузоподъемности, вылета стрелы, перекоса; предохранительные щиты; различные электроблокировочные устройства и др.

*Конечные выключатели* следует периодически осматривать — проверять прочность их крепления; удалять из них пыль и грязь; проверять затяжку винтов крепления кулачковых шайб и винтов, зажимающих провода.

Чтобы предотвратить переход кранов, крановых тележек и тельферов за пределы рельсового пути, их оборудуют специальными концевыми упорами, устанавливаемыми также на поворотных кранах с неполным поворотом.

*Концевые упоры* рассчитаны на восприятие удара крана или тележки с предельным рабочим грузом. Для смягчения возможных ударов кранов и тележек на подходе к концевым упорам ставятся упругие буфера.

Автоматическое устройство для отключения гибких троллейных проводов служит на случай обрыва одного из них, чем предотвращается поражение работающих электрическим током.

*Цепные стропы* изготавливают из некалиброванных цепей, которые для подвешивания к крюкам снабжают кольцами, крюками или захватами в виде когтей. Чтобы строп надежно работал, необходимо между цепью и кромками грузов предусмотреть прокладки из мягкого металла.

*Стропы из стальных канатов* применяют значительно чаще, так как они имеют меньший вес. Ввиду большой жесткости тросовых стропов и возможного их перекручивания требуются особые меры предосторожности при подвешивании груза. Груз не должен менять своего положения во время перемещения.

*Пеньковые стропы* имеют значительно меньшую прочность, чем проволочные канаты и цепи, но обладают большей гибкостью и легко поддаются связыванию в узлы. Эти стропы легко перетираются на острых кромках перемещаемого груза, поэтому необходимо закрывать такие кромки мягкими прокладками или особыми защитными угольниками.

*Чалочные канаты, цепи и все другие съемные вспомогательные приспособления* до начала работы должны быть испытаны пробной нагрузкой, вдвое превышающей допустимую рабочую. Повторные испытания производятся не реже чем через шесть месяцев.

Основными причинами аварий и несчастных случаев при эксплуатации кранов могут явиться следующие:

- допуск к управлению грузоподъемными машинами лиц, не прошедших специального обучения;
- отсутствие на кранах автоматически действующих ограничителей высоты подъема груза, грузоподъемности и других предохранительных и блокировочных устройств;
- использование недоброкачественных чалочных, грузозахватных и других вспомогательных приспособлений (траверсы, стропы, клещи, контейнеры) и тары;
- ненадежная строповка грузов, плохая укладка их в контейнеры или на грузовые платформы, в результате чего может произойти падение поднимаемых грузов с высоты;
- нарушение производственной дисциплины рабочими (например, самовольное включение грузоподъемной машины), нарушение ими известных требований по охране труда при работе крана;

- отсутствие надлежащего технического надзора за правильной и безопасной эксплуатацией кранов (например, когда не назначены определенные ответственные лица за эксплуатацию);
- плохая организация погрузочно-разгрузочных работ — бессистемное размещение грузов, отсутствие безопасных рабочих проходов, ограждений опасных зон и т. д.;
- неудовлетворительное содержание и устройство подкрановых путей, что может послужить причиной аварии на порталных и других кранах, передвигающихся по рельсовым путям;
- ветровые нагрузки, превышающие допустимые;
- дополнительные динамические воздействия (при резких торможениях, рывках и т. д.).

К мероприятиям, обеспечивающим безопасную эксплуатацию кранов, относятся, прежде всего, неукоснительное соблюдение требований технического освидетельствования крана до начала его работы и допуск к управлению им только лиц, прошедших специальное обучение и имеющих удостоверение на право управления данным краном.

При эксплуатации *портальных и других рельсовых кранов*, наряду с общими требованиями, изложенными выше, предусматривается ряд дополнительных мер. Прежде всего, необходимо обеспечить исправность подкрановых путей и систематически проверять их состояние, специально выделив для этого ответственное лицо.

Подкрановые пути должны быть уложены на хорошо подготовленное земляное полотно и балластный слой из щебня, гари, песка с галькой и других материалов, не поддающихся большим усадкам. Не разрешается устройство подкрановых путей на мерзлом грунте. Особенно тщательно необходимо наблюдать за путями, уложенными в зимнее время на насыпной грунт, а также весной и осенью после дождей. Продольный уклон пути разрешен не более 0,002.

*Транспортеры и элеваторы* получили большое распространение при перегрузочных операциях в портах. У постов управления этими машинами непрерывного транспорта вывешивают правила, указывающие последовательность пуска и остановки, а также величину максимально допустимой и нормальной рабочей нагрузки. В случае необходимости для перехода через транспортеры предусматривают специальные мостки со сплошным настилом и перилами высотой 1 м.

Перегрузочные работы часто производятся одновременно системой, состоящей из ряда машин непрерывного транспорта: из установки транспортеров к элеватору, соединения нескольких транспортеров и т. п. В таких случаях важно, чтобы работа всей транспортной системы или ее частей не нарушалась, так как остановка одного из транспортеров может привести к аварии и несчастным случаям.

Все вращающиеся части транспортера должны быть заключены в ограждения, обеспечивающие безопасность работы. Во избежание обратного движения рабочего органа привод наклонных транспортеров следует снабжать автоматически действующим тормозом. В тех случаях, когда транспортеры расположены ниже уровня земли (пола) в открытых траншеях, их необходимо ограждать перилами высотой не менее 1 м.

Элеваторы высотой более 10 м должны иметь переговорную трубу, которая устанавливается с таким расчетом, чтобы один ее конец находился у приводной станции, а второй — нижнего барабана, на уровне 1,5 м от пола.

Смотровые окна с площадками при них располагают не реже чем через каждые 4 м. Во время работы эти окна нужно плотно закрывать.

При транспортировке сыпучих грузов лоток элеватора закрывают кожухом, препятствующим распылению груза. Кожухи ковшевых элеваторов должны быть прочными и не пропускать пыли.

Элеваторы снабжают ловителями, не допускающие падения цепи или ленты в случае ее обрыва, а также автоматически действующим

приспособлением, выключающим электродвигатель при обрыве ленты или цепи.

Техника безопасности в сухом порту должна соответствовать следующим нормативно - техническим документам системы безопасности труда: СТП – 1504-01-08 «Порядок разработки инструкций по охране труда», СО 34.03.201-97 ПТБ при эксплуатации тепломеханического оборудования электростанций и тепловых сетей, эксплуатации электроустановок, СО 34.0-03.301-00 Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий, коллективный договор и др. Знание правил техники безопасности обязательно для рабочих всех разрядов и групп квалификации, а также их непосредственных руководителей.

## **11.2 Экологичность**

Настоящая часть проекта выполнена с целью определения возможных нарушений природной среды в результате проведения монтажных работ при проектировании сухого порта, последствий осуществления проекта, обоснования экологической безопасности предлагаемых технических решений и достаточности соответствующих природоохранных мероприятий.

Данный раздел имеет цель:

-выявить все источники вредного воздействия проектируемого объекта на окружающую среду при проектировании;

-сформировать мероприятия, направленные на исключение или максимальное снижение отрицательного воздействия объекта на окружающую среду и дать оценку их экономической эффективности.

### **11.2.1 Нормативно-правовая база**

Раздел «Охрана окружающей природной среды» рабочего проекта по проектированию сухого порта выполнен в соответствии с основными законодательными актами и нормативными документами, регламентирующими требования в области охраны природы и рационального использования природных ресурсов. Перечень основных законодательных актов:

- Закон РФ "Об охране атмосферного воздуха" от 02.04.99г;



- Закон РФ "Об отходах производства и потребления" от 24.06.98г;
- Закон РФ "О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения" от 30.03.99г;
- Закон РФ "Об охране окружающей среды" от 10.01.02г.

#### 11.2.2 Краткое описание методов производства монтажных работ.

Работы по проектированию ведутся на территории сухого порта. Проектирование проводится в летний период. Решения по организации проектирование приведены в разделе проекта организации работ.

Проектирование ведется в стеснённых условиях, вблизи работающего оборудование на высоте как до, так и более 2 х метров от уровня земли. Складирование оборудования и материалов предусматривается непосредственно на площадке под временным навесом, в заводской упаковке или во временных бытовках.

Исходя из условий осуществления строительства и принятых транспортных схем доставки оборудования и материалов проектирование будет происходить следующими этапами:

- доставка электрического оборудования и материалов к месту монтажа;
- монтаж временных строительных конструкций и освещения;
- демонтаж существующего оборудования;
- замена реконструируемого оборудования;
- антикоррозийная обработка и окраска металлических конструкции;
- демонтаж временных строительных конструкций;
- уборка монтажной площадки, вывоз мусора.

#### 11.2.3 Шум от трансформаторов

Так как сухой порт подключен к ГПП 110/10 кВ «Порт», рассмотрим шум от трансформаторов.

Трансформатор является источником постоянного шума механического и аэродинамического происхождения. Механический шум излучается баком трансформатора и в основном зависит от типовой мощности трансформатора.

Аэродинамический шум создается дутьевыми устройствами систем охлаждения и в ряде случаев может быть более интенсивным, чем механический шум трансформаторов.

На ГПП «Порт» в ОРУ установлено два трансформатора типа ТДН 16000/110, для них заданы следующие данные: вид системы охлаждения – трансформатор с принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла. Типовая мощность трансформатора – 25 МВА. Класс напряжения - 110 кВ. Тип территории - территории, непосредственно прилегающие к жилым домам на расстоянии 750 метров.

По [4] определяем допустимый уровень звука:  $DY_{LA} = 45 \text{ дБА}$ . Данное значение взято для времени суток ( $23^{00} - 7^{00}$ ), как наиболее жесткое требование к допустимому уровню звука.

По [4] в зависимости от типовой мощности, класса напряжения, вида системы охлаждения трансформатора определяем скорректированный уровень звуковой мощности одного трансформатора:  $L_{PA} = 89 \text{ дБА}$ .

С учетом того, что трансформаторов два, суммарный скорректированный уровень звуковой мощности [4]:

$$L_{\Sigma WA} = 10 \lg \sum_{i=1}^2 10^{0,1 \cdot 89} = 92,01 \text{ дБ}; \quad (172)$$

Определим минимальное расстояние до соответствующей территории, которое выражается из формулы:

$$L_{\Sigma WA} = DY_{LA} + 10 \cdot \lg \left( \frac{S}{S_0} \right), \quad (173)$$

где  $S_0 = 1 \text{ м}^2$ .

$$S = 2 \cdot n \cdot (R_{min})^2. \quad (174)$$

Отсюда [2]:

$$R_{min} = \sqrt{\frac{10^{\frac{L_{\Sigma WA} - DY_{LA}}{10}}}{2 \cdot \pi}}, \quad (175)$$

$$R_{min} = \sqrt{\frac{10^{\frac{92,01-45}{10}}}{6,28}} = 89,4 \text{ м.}$$

Минимальное расстояние от ГПП «Порт» до границы жилой застройки составляет 89,4 м, а ГПП «Порт» находится на расстоянии 750 м от жилой застройки. Следовательно, защита жилых застроек от шума выполняется расстоянием. Дополнительных мер по защите от шума не требуется.

### **11.3 Чрезвычайные ситуации**

#### **11.3.1 Возможные чрезвычайные ситуации на ГПП «Порт»**

Все случаи нарушений нормальных режимов работы подстанций (автоматические отключения оборудования при КЗ, ошибочные действия персонала) рассматриваются как аварии или отказы в работе в зависимости от их характера, степени повреждения оборудования и тех последствий к которым они привели.

Наличие большого количества источников зажигания, которые возникают в результате перегрузок, коротких замыканий, образования больших местных переходных сопротивлений, электрических искр и дуг, а также горючих материалов (масла различных марок, изоляция электрических кабелей и др.) обуславливают высокую пожарную опасность электроустановок. Растекание горящих масел по площади создает опасность перехода огня на другие электроустановки.

Наибольшее число пожаров имеет свободное развитие из-за несвоевременного отключения электроустановок, а также из-за расположения в непосредственной близости от этих установок другого оборудования под напряжением. Снятие напряжения с электроустановок является сложным организационным процессом и требует определенного времени, что приводит к увеличению материального ущерба и осложнению обстановки на пожаре.

Сложность обстановки на таких пожарах и наличие большого количества электрооборудования высокого напряжения существенно затрудняют действия пожарных подразделений и добровольных формирований при локализации и ликвидации пожаров на энергообъектах. Поэтому необходимо применение таких способов подачи огнетушащих веществ и средств для их реализации, которые обеспечили бы безопасную и одновременно эффективную ликвидацию горения электроустановок под напряжением.

### 11.3.2 Обеспечение пожарной безопасности на ГПП «Порт»

В качестве чрезвычайной ситуации рассмотрим пожар на подстанции и основные противопожарные мероприятия.

Согласно Правилам пожарной безопасности для энергетических предприятий пожарный инвентарь, первичные средства пожаротушения и щиты для их хранения должны находиться на видных местах, иметь свободный доступ и должны быть окрашены масляной краской в красный цвет.

Поясняющие знаки и надписи, указывающие местоположение средств пожаротушения, должны иметься на тропах обхода территории ОРУ.

В соответствии с требованиями ПТЭ:

Запрещается производить перепланировку помещений без предварительной разработки проекта, а при отступлении его от строительных норм и правил - без согласования с местными надзорными органами.

Курение разрешается только в специальных и оборудованных местах, у которых должны быть вывешены знаки безопасности по действующему государственному стандарту.

При пересечении коммуникациями и кабелями перегородок (перекрытий) все места проходов необходимо на всю толщину уплотнить несгораемыми материалами, а при необходимости специальными сальниковыми уплотнениями.

Пожарная опасность электрооборудования установленного на подстанции связана с применением горючих изоляционных материалов: резины, лаков, масел и т.п. Причинами воспламенения могут быть электрические дуги,

короткие замыкания и перегрузка проводов, неисправности приводов выключателей и др. аппаратов.

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

К первичным средствам пожаротушения относятся:

- огнетушители порошковые;
- огнетушители углекислотные;
- пожарные краны;
- песок;
- пожарный щит.

Порядок тушения пожара:

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

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

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

4) До прибытия первого пожарного подразделения руководителем тушения пожара является старший по смене.

Старший командир пожарного подразделения по прибытии на пожар

принимает на себя руководство тушением пожара.

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

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

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

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

В соответствии с [2], для пожаротушения трансформаторов 25 МВ·А, тушение пожаров на энергообъектах может проводиться на отключенном электрооборудовании и на электроустановках, находящихся под напряжением, используют воду в виде компактных струй из стволов РС-50 ( $d_{\text{сн}} = 13$  мм) и распыленных из стволов с насадками НРТ-5, а также негорючие газы, порошковые составы и комбинированные составы (углекислота с хладоном или распыленная вода с порошком).

Минимальные безопасные расстояния от насадок стволов до электроустановок под напряжением приведены в таблице 35 [2].

Таблица 35 – Безопасное расстояние до горящих электроустановок, находящихся под напряжением

Применяемое огнетушащее вещество	до 1кВ	от 1 до 10 кВ	от 10 до 35 кВ	от 35 до 110 кВ	от 110 до 220 кВ вкл.
Вода (распыленные струи), подаваемая из стволов, снабженных насадками турбинного типа НРТ; огнетушащие порошковые составы (всех типов); одновременная подача воды и порошка	1,5	2,0	2,5	3,0	4,0
Вода (компактные струи), подаваемая из ручных стволов типа РС-50 с расходом 3,6 л/с	4,0	6,0	8,0	10,0	Не допускается

Данные расстояния приняты из условия прохождения через ствольщика тока силой до 0,5 мА, который не является опасным для человека.

Кроме этого, с целью ограничения пожара в случае загорания трансформатора под ним оборудуется маслоприемник, не допускающий распространения пожара.

Трансформаторы и другие электроустановки, расположенные рядом с источником возгорания, следует защищать от действия высокой температуры (лучше всего распыленной водой). Во избежание увеличения площади пожара горячее масло не следует тушить компактными водяными струями. Методы тушения другой маслonaполненной аппаратуры не отличаются от методов тушения трансформаторов.

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

При загорании кабелей, проводок и аппаратуры на панелях в первую очередь следует снять с них напряжение, приступить к тушению, не допуская

перехода огня на соседние панели. При этом необходимо применять углекислотные (ОУ-5, ОУ-8) или углекислотные - бромэтиловые (ОУБ-3, ОУБ-7) огнетушители, а также распыленную воду.

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



## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе проведено проектирование электроснабжения сухого порта Благовещенск в Ивановском районе Амурской области.

В выпускной квалификационной работе выполнены следующие основные задачи:

- дана характеристика сухого порта Благовещенск;
- рассчитаны нагрузки сухого порта Благовещенск;
- разработаны два варианта схемы внешнего электроснабжения сухого порта Благовещенск;
- выбран оптимальный вариант и схема подключения к электрической сети сухого порта Благовещенск;
- выполнена проектирование ГПП «Порт»;
- произведены расчеты токов короткого замыкания для выбора и проверки электрооборудования, а также для расчета и проверки уставок устройств релейной защиты и автоматики.
- произведен расчет молниезащиты вводимой ГПП «Порт» с расстановкой молниеотводов;
- произведен выбор защит на ГПП «Порт»;
- рассмотрены вопросы по безопасности выполняемых работ при проектировании ГПП «Порт» и сухого порта Благовещенск.

Таким образом, разработан вариант электрической сети обеспечивающий эффективное и надежное электроснабжения потребителя – сухого порта Благовещенск.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Балаков Ю.Н. Проектирование схем электроустановок / Ю. Н. Балаков, М.Ш. Мисриханов.– М.: Выш. шк., 2004.–186с.
- 2 ГОСТ 12.1.019-79\* ССБТ «Электробезопасность»
- 3 ГОСТ 28249-93. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением до 1 кВ. – М.: Изд-во Стандартиформ, 2006. – 47 с.
- 4 ГОСТ 12.2.024 – 87. Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля. – Взамен ГОСТ 12.2.024—76; Введ. 01.01.89 – М.: Изд-во стандартов, 1990.
- 5 ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация».
- 6 Гловацкий В.Г. Современные средства релейной защиты и автоматики энергосетей: [Электронный ресурс]/ В.Г. Гловацкий, И.В. Понамарев. –М. 2006 г.
- 7 Дмитриев М.В. Применение ОПН в электрических сетях 6-750 кВ. М.В. Дмитриев. – СПб.: 2007. –57 с.
- 8 Инструкции по применению и испытанию средств защиты, используемых в электроустановках 153-34.03.603-2003.
- 9 Кабышев А.В. Расчет и проектирование систем электроснабжения. Справочные материалы по электрооборудованию: Учебное пособие/ А.В. Кабышев, С.Г. Обухов – Томск: Том.политех.ун-т, 2010. – 168 с.
- 10 Киреева Э.А., Орлов В.В, Старкова Л.Е. «Электроснабжение и электрооборудование цехов промышленных предприятий». Москва НТФ «энергетик », 2011 -368 с.
- 11 Наумов И.В. « Электроснабжение» [Электронный ресурс] : учеб. пособие / И. В. Наумов. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2014. - 381 с.

- 12 Макаров Е. Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110-1150 кВ. Т.2. Москва, 2003.- 398с.
- 13 Мясоедов Ю. В. «Компенсация реактивной мощности в системах электроснабжения с распределенной генерацией» [Текст] : учеб. пособие / Ю. В. Мясоедов ; АмГУ, Эн.ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2013. - 117 с.
- 14 Мясоедов. Ю.В., Савина Н. В., Ротачева А.Г., «Электрическая часть станций и подстанций». Благовещенск 2013.- 106 с.
- 15 Микропроцессорные устройства релейной защиты Seram [Электронный ресурс]: Режим доступа:
- 16 Савина Н.В. «Электроснабжение промышленных предприятий » [Электронный ресурс]: метод. указания к курс. проектированию / Н. В. Савина. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2014. - 81 с.
- 17 Савина. Н.В., Проценко. П.П., «Техника высоких напряжений». Благовещенск 2015.- 105 с.
- 18 СНиП 12-04-2002. Безопасность труда в строительстве
- 19 Повзик Я. С. Пожарная тактика. – М.: ЗАО «СПЕЦТЕХНИКА», 2004. - 416 с.
- 20 Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок. М.: НЦ ЭНАС., 2013.
- 21 Правила устройства электроустановок. Распределительные устройства и подстанции. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2003.
- 22 Приказ Минпромэнерго РФ от 23.06.2015 № 380. О порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии, применяемых для определения обязательств сторон в договорах об оказании услуг по передаче электрической энергии.

23 Приказ ФСТ России № 1747/17 от 19.12.2020 г. Об утверждении предельных уровней тарифов на услуги по передаче электрической энергии по субъектам Российской Федерации на 2021 год

24 Руководящий документ «Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий» РД-153.-34.0-03.301-00. – МЗАО «Энергетические технологии», 2000.- 116 с.

25 Руководящий документ «Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок». М.: НЦ ЭНАС., 2013

26 Рожкова Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций /Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева. –М.: Издательский центр «Академия», 2005 .– 448с.

27 СНиП 12-04-2002. Безопасность труда в строительстве.

28 Файбисович Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей /Д. Л. Файбисович, И.Г. Карапетян – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2012.– 320с.

29 Шабад М.А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей: Монография/ М.А. Шабад. – Спб.: ПЭИПК, 2003. –4-е изд., перераб. и доп. – 350 стр., ил.

30 Электротехнический справочник, Т 3/ Под общ. ред. профессоров МЭВ.Г. Герасимова и др. – М.: Изд-во МЭИ, 2002.