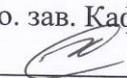


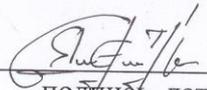
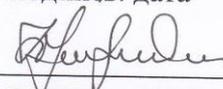
Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет: энергетический
Кафедра: энергетики
Направление подготовки: 13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника
Направленность образовательной (профиль) программы «Электроснабжение»

Допустить к защите
И.о. зав. Кафедрой
 Н.В. Савина
« 08 » 02 2018г

Бакалаврская работа

Тема: «Реконструкция системы электроснабжения золоотвала
Благовещенской ТЭЦ»

Исполнитель студент группы 442-узб	 подпись. дата	31.01.18	А.Е. Яцун
Руководитель профессор, канд. техн. наук	 подпись. дата	05.02.18	Ю.В. Мясоедов
Консультант: по безопасности и экологичности доцент, канд. техн. наук	 подпись. дата	02.02.18	А.Б. Булгаков
Нормоконтроль доцент, канд. техн. наук	 подпись. дата	06.02.18	А.Н. Козлов

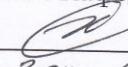
Благовещенск 2018.

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

Факультет: энергетический
Кафедра: энергетики

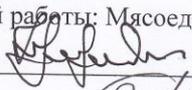
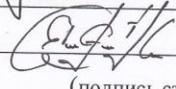
УТВЕРЖДАЮ

Зав. Кафедрой


Н.В. Савина
« 30 » 10 2017

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента: Яцун Александра Евгеньевича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция системы электроснабжения золоотвала Благовещенской ТЭЦ, утверждена приказом от 27.10.2017 № 2651-уч
 2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта): 31.01.2018
 3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Однолинейная схема электроснабжения ТП Золоотвал, основное оборудование ТП Золоотвал
 4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): анализ исходных данных по нагрузкам и их расчёт, модернизация системы электроснабжения золоотвала, выбор числа и мощности трансформаторов на ТП 10/0.4, ТП 6/0.4, расчёт токов короткого замыкания, выбор оборудования РУ 6, 10кВ, организационно-экономическая часть проекта, безопасность и экологичность проекта
 5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстрированного материала и т.п.): 6 листов графической части, 10 рисунков, 19 таблиц, 23 источника
 6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) Булгаков Андрей Борисович, доцент, канд. техн. наук, раздел: безопасность и экологичность
 7. Дата выдачи задания: 08.09.2017
- Руководитель выпускной квалификационной работы: Мясоедов Юрий Викторович
профессор, кандидат технических наук 
- Задание принял к исполнению(дата): 
(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 82 стр., 10 рисунков, 19 таблиц, 83 формулы, 23 источника, 2 приложения.

ТРАНСФОРМАТОРНАЯ ПОДСТАНЦИЯ, ДВУХОБМОТОЧНЫЙ ТРАНСФОРМАТОР, НАДЕЖНОСТЬ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, ТОК КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, КОММУТАЦИОННЫЙ АППАРАТ, АВТОМАТИЧЕСКИЙ ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ОГРАНИЧИТЕЛЬ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ, ТРАНСФОРМАТОР НАПРЯЖЕНИЯ, ЗАЩИТА ОТ ПОРАЖЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИМ ТОКОМ, МИКРОПРОЦЕССОРНАЯ ЗАЩИТА.

В данной выпускной квалификационной работе рассмотрен вариант реконструкции системы внутреннего электроснабжения золоотвала СП «Благовещенская ТЭЦ» Амурской области, расчетным путем определены электрические нагрузки как на стороне низкого, так и на стороне высокого напряжения трансформаторной подстанции питающей данного потребителя. Выбрана оптимальная схема электроснабжения. Выполнен расчёт рабочих токов и токов короткого замыкания после реконструкции, выбор основного коммутационного, измерительного оборудования как на самой подстанции золоотвала, так и со стороны источника питания: распределительного устройства 6 кВ: «Благовещенская ТЭЦ» выполнен расчет основных параметров надежности электроснабжения указанного потребителя, выполнен основной технико-экономический расчет.

Определены меры безопасности в отношении поражения человека электрическим током, рассмотрены вопросы охраны труда, рассмотрены различные меры безопасности при эксплуатации электротехнического оборудования

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ

НН – Низкое напряжении

ВН – Высокое напряжение

КТП – Комплектная трансформаторная подстанция

ТП – Трансформаторная подстанция

РУ – Распределительное устройство

КРУ – Комплектное распределительное устройство

ОРУ – Открытое распределительное устройство

СИП – Самонесущий изолированный провод

ПУЭ – Правила устройства электроустановок

АВР – Автоматический ввод резерва

РУСН – Распределительное устройство собственных нужд

ЛЭП – Линия электропередачи

КУ – Компенсирующее устройство

КЗ – Короткое замыкание

ЭДС – Электродвижущая сила

ОПН – Ограничитель перенапряжения нелинейный

РЗА – Релейная защита и автоматика

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	7
1 Климатическая характеристика района	9
2 Описание технологического процесса работы золоотвала	10
3 Описание существующей схемы электроснабжения золоотвала	12
4 Основные требования при проектировании систем электроснабжения	15
5 Расчет низковольтной нагрузки на шинах НН ТП	17
6 Модернизация системы электроснабжения золоотвала.	24
6.1 Выбор компенсирующих устройств	24
6.2 Определение расчетных нагрузок	26
6.3 Выбор мощности трансформаторов ТП	28
7 Расчет токов короткого замыкания	33
8 Выбор оборудования РУ 6, 10 кВ.	43
8.1 Выбор и проверка выключателей 6, 10 кВ	44
8.2 Выбор многофункционального прибора учета электрической энергии	46
8.3 Выбор нелинейного ограничителя перенапряжений 6, 10 кВ.	47
8.4 Выбор трансформаторов тока 6, 10 кВ	48
8.5 Выбор изоляторов 6, 10 кВ	51
9 Выбор типа провода для питания ТП «Золоотвал»	53
9.1 Проверка самонесущего изолированного проводника по допустимой потере напряжения	53
10 Проверка самонесущего изолированного проводника по термической стойкости.	55
11 Выбор оборудования ТП «Золоотвал»	60
11.1 Выбор выключателей нагрузки ТП «Золоотвал»	60
11.2 Выбор предохранителей для ТП «Золоотвал»	61

12 Организационно – экономическая часть.	62
12.1 Описание сети.	62
12.2 Юридический статус проектируемого объекта	62
12.3 Определение численности персонала	62
12.4 Расчет сметы капитальных вложений в проект	64
12.5 Расчет амортизационных отчислений и эксплуатационных издержек	65
13 Безопасность и экологичность.	68
13.1 Безопасность работы	68
13.2 Экологичность работы	72
13.3 Чрезвычайные ситуации	75
Заключение	79
Библиографический список	80
Приложение А. Расчет электрических нагрузок ТП 10 кВ "Золоотвал"	82
Приложение Б. Расчет электрических нагрузок ТП 6 кВ "Золоотвал"	84

ВВЕДЕНИЕ

Данная выпускная квалификационная работа рассматривает вариант реконструкции системы внутреннего электроснабжения Золоотвала СП «Благовещенская ТЭЦ» в Амурской области в связи с повышением требований надежности электроснабжения и качества электроснабжения потребителей данного потребителя. В выпускной квалификационной работе рассматривается вариант установки современного оборудования как на самой ТП «Золоотвал», так и на питающем ее распределительном устройстве собственных нужд 6 кВ «Благовещенская ТЭЦ» и ПС «Кооперативная». Работа рассматривает замену устаревших кабельных и воздушных линий напряжением 6 и 10 кВ на кабели из сшитого полиэтилена и провода СИП. Замене также подлежит коммутационное, измерительное и вспомогательное оборудование напряжением 0,4 кВ на ТП «Золоотвал».

Актуальность данной выпускной квалификационной работы заключается в том, что в настоящее время качество и надежность питания такого ответственного потребителя как ТП «Золоотвал» СП «Благовещенская ТЭЦ» находится на значительно низком уровне. Это связано с тем что установленное еще в советское время оборудование периодически выходит из строя и приводит к остановке работы электроустановок золоотвала, что недопустимо в современных условиях. При этом существующая схема электроснабжения с двумя питаниями различного номинального напряжения не позволяет выполнить АВР на стороне низкого напряжения КТП «Золоотвал». Установка современного оборудования на указанной ТП и на распределительном устройстве 6 кВ СП «Благовещенская ТЭЦ» и 10 кВ ПС «Кооперативная» позволит существенно повысить качество электроснабжения, снизить потери электроэнергии, а также издержки от незапланированного

отключения питания в связи с короткими замыканиями и другими нештатными ситуациями.

Целью данной работы является определение наиболее оптимального и выгодного с экономической и технической точки зрения варианта реконструкции систем электроснабжения золоотвала Благовещенской ТЭЦ.

Для достижения поставленной цели в данной выпускной квалификационной работе рассматривается решение следующих основных задач:

- 1) Расчет нагрузок на стороне низкого напряжения ТП «Золоотвал»
- 2) Разработка варианта реконструкции системы электроснабжения
- 3) Расчет необходимой мощности трансформаторов 6/0,4 кВ устанавливаемых в ТП
- 4) Расчёт нагрузок на стороне высокого напряжения ТП «Золоотвал»
- 5) Расчёт токов короткого замыкания
- 6) Выбор основного электротехнического оборудования как на самой ТП «Золоотвал», так и на питающем его распределительной устройстве 6 кВ СП «Благовещенская ТЭЦ»
- 7) Проверка выбранного коммутационного, измерительного оборудования по условиям протекания токов короткого замыкания.
- 8) Расчёт уставок микропроцессорной защиты

В качестве дополнительных задач которые были решены в данной выпускной квалификационной работе следует отметить следующие:

- А) Оценка надежности питания потребителей ТП «Золоотвал»
- Б) Расчет основных экономических показателей при реконструкции и модернизации объектов золоотвала
- В) Безопасность и экологичность при эксплуатации электротехнического оборудования

1 КЛИМАТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА

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

Поэтому в данном разделе, в таблице 1 приводятся основные данные по климатическим условиям города Благовещенска, Амурской области в котором расположены объекты реконструкции в частности Золоотвал

Таблица 1 – Климатические условия района

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

Указанные данные используем в дальнейших расчетах при выборе оборудования.

2. ОПИСАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА РАБОТЫ ЗОЛОТВАЛА

Золоотвал БТЭЦ, как гидротехническое сооружение, относится к сооружениям овражного типа. Намыв пляжа золоотвала производится при помощи системы распределительных пульпопроводов, уложенных по гребню дамб. Сброс пульпы золошлаков осуществляется через выпуска.

Удаление отходов производства с ТЭЦ осуществляется по шлакопроводам. Осветленная вода с золоотвала подается на ТЭЦ при помощи насосной станции осветленной воды по стальному водоводу.

На ТЭЦ предусмотрена обратная система подачи осветленной воды в технологический процесс: из пруда золоотвала вода через водосбросный колодец поступает в насосную станцию осветленной воды и далее на ТЭЦ.

Отходы производства ТЭЦ (золошлаковый материал) образуются в процессе сжигания каменного угля в котлах.

Дымовые газы очищают от золы в системе мокрого золоулавливания, состоящей из трубы Вентури и полого скруббера. Газ подается сначала в трубу Вентури, которая орошается водой. Уловленные частицы золы осаждаются на днище скруббера, а мелкие частицы вместе с дымовыми газами попадают в скруббер. Скруббер тоже орошается водой, вследствие чего происходит дополнительная (тонкая) очистка дымовых газов от пыли и золы. Пульпа (суспензия золошлакового материала) с днища скруббера поступает в шлаковый канал и дальше стекает в шлакоприемник. Отсюда пульпа баггерными насосами перекачивается в золоотвал.

Золошлаковые отходы (далее ЗШО) представляют собой мелкодисперсный продукт от светло-серого до темно-серого цвета (в зависимости от содержания частиц несгоревшего угля). По форме лежалые золошлаки представлены микросферами (оплавленные под воздействием

высоких температур частицы кварца) и частицами неправильной угловатой формы.

Здесь следует отметить тот факт, что непрерывная работа насосной осветленной воды позволяет организовать непрерывный процесс очистки дымовых газов за счет своих водных ресурсов. В случае отключения питания насосной, происходит прекращение подачи осветленной воды с нее. Для предотвращения выброса в атмосферу неочищенных газов ТЭЦ задействует резервный водный источник – городскую воду которая обходится по экономическим показателям в десятки раз дороже.

Исходя из вышесказанного можно сделать вывод о том, что надежность электроснабжения насосной золоотвала имеет очень важное значение не только по финансовым соображениям, но и по снижению выбросов неочищенных дымовых газов в атмосферу.

3. ОПИСАНИЕ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ЗОЛОТВАЛА

На рисунке 1 представлена однолинейная схема ТП «Золотвал». На ТП в настоящее время установлено два силовых трансформатора типа ТМ номинальной мощностью 1000 кВА и номинальным напряжением 10/0,4 и 6/0,4 кВ, которые имеют устройство регулирования напряжения без возбуждения в небольших пределах (ПБВ). ТП имеет типовое схемное решение, на стороне низкого напряжения установлены две секции 0,4 кВ соединенные секционным выключателем не снабженным АВР. На стороне высокого напряжения в качестве защитных коммутационных аппаратов служат устаревшие выключатель нагрузки со стороны 10 кВ и разъединитель со стороны 6 кВ, так же в цепи трансформаторов находятся высоковольтные предохранители – предназначенные для разрыва цепи при ненормальных режимах работы (перегрузка, короткие замыкания).

Питание указанной ТП осуществляется от двух источников питания: Фидер №10 ПС «Кооперативная» (на напряжении 10 кВ – первое питание) и РУСН ГК сек 1РО «БТЭЦ» (на напряжении 6 кВ - второе питание). В нормальном режиме работы ТП секционный выключатель 0,4 кВ находится в отключенном состоянии, и вводится в работу только в ручную оперативным персоналом БТЭЦ при выводе в ремонт или выходе из строя одного из источников питания. АВР в данном случае не предусмотрен, это обусловлено разностью групп и схем соединения силовых трансформаторов ТП.

Со стороны источника питания №1 питание осуществляется по одноцепной воздушной линии электропередачи, выполненной голым проводом марки АС 50/8 и протяженностью 4 км, при этом со стороны второго источника питания РУСН ГК «БТЭЦ» линия выполнена сначала в кабельном исполнении (марка кабеля ААПвУ, проходит по территории БТЭЦ) с переходом на воздушное исполнение общая протяженность которой составляет 3 км (марка провода так же АС 50/8).

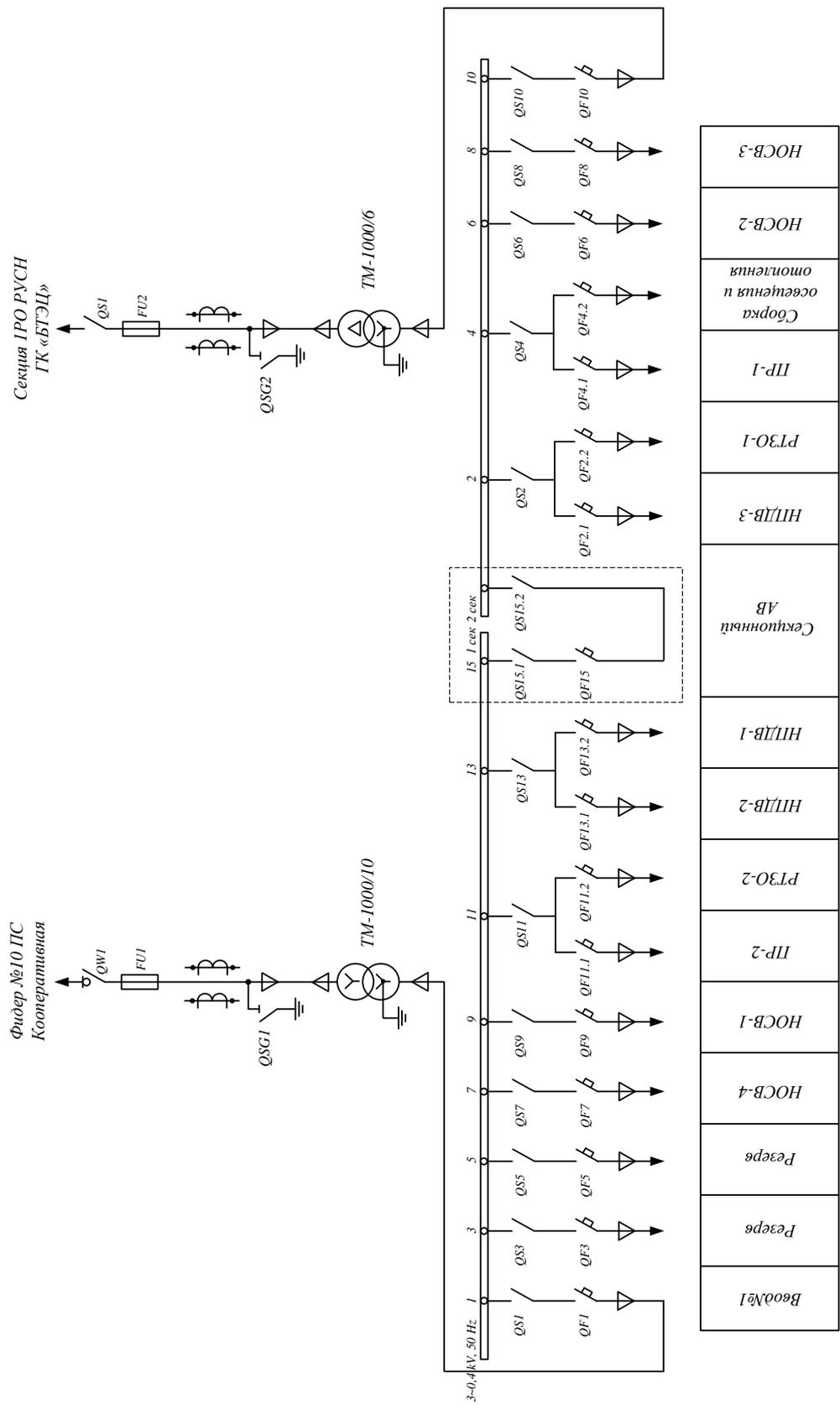


Рисунок – 1 Подробная однолинейная схема ТП «Золотвал»

Основные проблемы при эксплуатации данного оборудования можно выразить как:

1) Устаревшее коммутационное оборудование обуславливает периодическую остановку оборудования из-за аварийного нагрева контактных соединений

2) Низкая надежность электроснабжения из-за отсутствия автоматического ввода резерва.

3) Неудобство обслуживания некоторых присоединений (на два присоединения приходится один общий рубильник)

4) Голый провод из которого выполнена ВЛ обуславливает периодическое ее отключение из-за однофазных замыканий (требуется выполнение данной линии более современным проводом с самонесущими изолированными жилами)

Указанные выше недостатки существующей схемы электроснабжения обуславливают периодический выход из строя источников питания соответствующую аварийную остановку оборудования, учитывая то что насосная является довольно ответственным потребителем это недопустимо.

Основными потребителями электрической энергии на данной ТП являются четыре насоса НОСВ-1,2,3,4 (насосы осветленной воды), вторыми по важности здесь стоят насосы НПДВ -1,2,3 (насосы перекачки дренажных вод)

4. ОСНОВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Общие требования к системам электроснабжения

Системы электроснабжения промышленных предприятий должны обеспечивать следующее:

- 1) экономичность;
- 2) надежность электроснабжения;
- 3) безопасность и удобство эксплуатации;
- 4) качество электрической энергии;
- 5) гибкость системы (возможность дальнейшего развития),
- 6) максимальное приближение источников питания к

электроустановкам потребителей.

Выбор системы электроснабжения промышленного предприятия должен осуществляться на основе технико-экономического сравнения нескольких вариантов. При создании системы электроснабжения необходимо учитывать категорию приемников электроэнергии. При определении категории следует руководствоваться требованиями ПУЭ. При этом надо избегать необоснованного отнесения электроприемников к более высокой категории. Электроприемники и отделения цехов разной категории рассматриваются как объекты с разными условиями резервирования.

Надежность электроснабжения потребителя обеспечивается требуемой степенью резервирования. Электроприемники первой и второй категорий должны иметь резервные источники питания. Резервирование необходимо для продолжения работы основного производства в послеаварийном режиме. Питание электроприемников третьей категории не требует резервирования.

В соответствии с ПУЭ для электроприемников первой категории должны предусматриваться два независимых взаимно резервируемых источника питания.

В ряде электроприемников первой категории необходимо выявлять наиболее ответственные (особая группа приемников). Для них предусматривается третий независимый источник питания. В качестве третьего источника питания для особой группы и в качестве второго независимого источника питания для остальных электроприемников первой категории могут быть использованы собственные электростанции или электростанции энергосистемы (в частности, шины генераторного напряжения), агрегаты бесперебойного питания, аккумуляторные батареи и т. п. Назначение третьего независимого источника питания — обеспечение безаварийного останова производства. Завышение мощности третьего источника в целях использования его для продолжения работы производства при отключении двух основных независимых источников питания, может быть допущено только при выполнении в проекте технико-экономического обоснования.

Ко второй категории следует относить только такое технологическое оборудование, без которого невозможно продолжение работы основного производства на время послеаварийного режима.

Для правильного решения вопросов надежности необходимо различать аварийный и послеаварийный режимы работы. Систему электроснабжения следует строить таким образом, чтобы она в послеаварийном режиме обеспечивала функционирование основных производств предприятия после необходимых переключений. Мощности независимых источников питания в послеаварийном режиме определяются по степени резервирования системы. При этом используются все дополнительные источники и возможности резервирования.

В данном разделе предлагается новый вариант системы электроснабжения «Золоотвала БТЭЦ», однолинейная схема представлена на рисунке 2. В качестве кардинального решения планируется организовать два питания как со стороны ПС «Кооперативная», так и со стороны СП БТЭЦ, при этом на ТП Золоотвал будет установлено четыре трансформатора, с соответствующим устройством АВР для каждой пары секций.

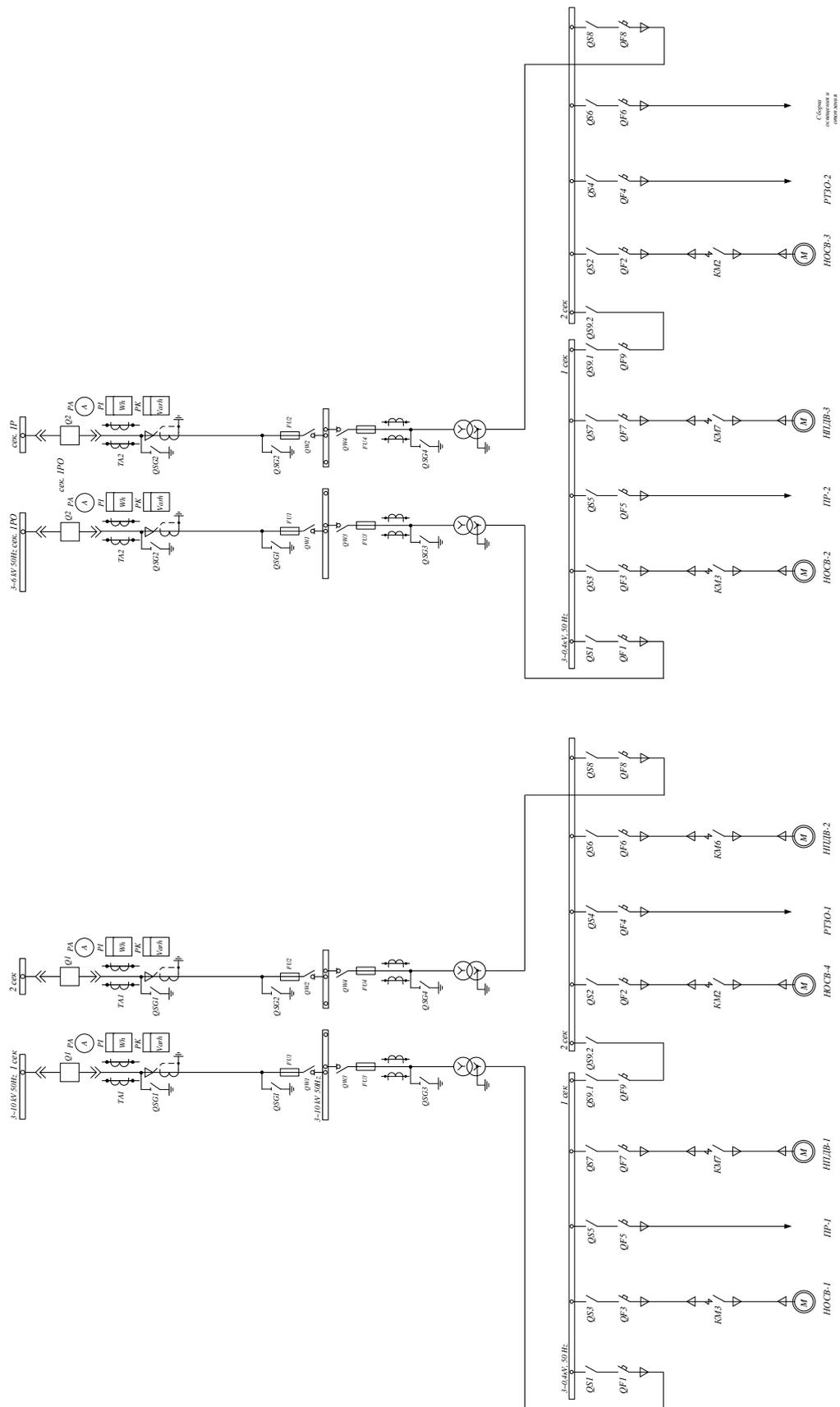


Рисунок – 2 Подробная однолинейная схема ТП «Золотвал» после реконструкции

5. РАСЧЕТ НИЗКОВОЛЬТНОЙ НАГРУЗКИ НА ШИНАХ НН ТП

Рассмотрим подробно спецификацию потребителей электрической энергии находящихся на насосной осветленной воды (Золоотвала БТЭЦ)

По режиму работы: в основном нагрузка представлена асинхронными электродвигателями приводящими в действие насосы и имеющие продолжительно неизменную или мало меняющуюся нагрузку. К резко переменной нагрузке следует отнести в данном случае сварочный аппарат номинальной мощностью 15 кВт, а так же электрифицированный привод задвижек. Освещение и отопление так же следует отнести мало меняющейся нагрузке.

По роду тока: Основную часть нагрузки получает питание переменным трехфазным током напряжением 0,4 кВ. (электродвигатели, отопление, сварка, кран-балки), освещение организовано на напряжении 220 В, но при этом равномерно распределено по фазам.

По степени надежности электроснабжения потребители насосной относятся ко второй категории. Рекомендуется питание от двух независимых источников питания. Допускается питание от одного источника питания и от одного трансформатора при наличии резерва на стороне низкого напряжения. Для таких потребителей допускается перерыв в электроснабжении на время переключений по вводу резервного питания оперативным персоналом. Длительность ремонта не должна превышать одни сутки.

В нашем случае при реконструкции системы электроснабжения насосной золоотвала, будем отталкиваться от того, что основная часть потребителей электроэнергии относится ко второй группе по надежности электроснабжения, следовательно для их питания требуется наличие двух независимых и взаимно резервирующих источников которыми являются две секции шин 0,4 кВ ТП оборудованные устройством автоматического ввода резерва.

Данные по потребителям электрической энергии подключенным к шинам низкого напряжения ТП представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Данные по электрической нагрузке 0,4 кВ ТП 10/6/0,4 кВ «Золоотвал»

Потребитель	Количество	Номинальная мощность (кВт)	Коэффициент использования	Коэффициент мощности cos φ
Насос перекачки дренажных вод	3	55	0,7	0,8
Насос осветленной воды	4	200		
Электрифицированные задвижки трубопроводов	6	1,5	0,01	0,75
Сварочный аппарат	1	15	0,3	0,35
Отопление	1	45	1	1
Кран балка	2	3×1,5	0,1	0,8
Освещение внутреннее	300 м ²	-	1	-
Освещение наружное	400 м ²	-	1	-

Расчет нагрузки проводим с использованием коэффициента использования механизма, предварительно определяем групповой коэффициент использования, для рассматриваемой КТП:

$$k_{изр} = \frac{\sum k_{ui} \times P_{номi}}{\sum P_{номi}} \quad (1)$$

где k_{ui} - коэффициент механизма или установки.

$P_{номi}$ - номинальная активная мощность каждого потребителя согласно справочным или паспортным данным (кВт).

Далее определяется эффективное количество электроприемников подключенное к шинам низкого напряжения данной ТП по следующей формуле:

$$N_{\text{э}} = \frac{\left(\sum n_i \times P_{\text{н.о.м}i} \right)^2}{\sum n_i \times P_{\text{н.о.м}i}^2} \quad (2)$$

где n_i - количество электроприемников в группе.

На следующем этапе определяется средняя мощность рассматриваемых групп электроприемников подключенных к шинам низкого напряжения ТП «Золоотвал», с указанием коэффициента использования по указанной формуле:

$$P_{\text{ср}} = \sum k_{\text{и}i} \times P_{\text{н.о.м}i} \quad (3)$$

Используя справочные данные определяем коэффициент расчетной нагрузки, который зависит от группового коэффициента использования и эффективного числа электроприемников. Принимаем для нашего варианта по заданным кривым $k_p = 1,05$, далее на основании полученного значения определяется расчетная активная мощность группы электроприемников с использованием следующей формулы:

$$P_p = P_{\text{ср}} \cdot k_p \quad (4)$$

Далее определяем значение средней реактивной мощности на шинах НН ТП «Золоотвал»:

$$Q_{\text{ср}} = \sum k_{\text{и}i} \times P_{\text{н.о.м}i} \times \text{tg } \varphi_i \quad (5)$$

Расчетная реактивная мощность при эффективном числе электроприемников менее 10, равна средней реактивной мощности умноженной на соответствующий коэффициент:

$$Q_p = 1,1 \times Q_{cp} \quad (6)$$

Определение расчетной мощности нагрузки освещения выполняем через нормированную удельную мощность приходящуюся на единицу площади освещаемого помещения или периметра по следующей формуле :

$$P_{po} = P_{y\delta} \cdot S_{ном} \quad (7)$$

где $P_{y\delta}$ - мощность осветительных приборов приходящаяся на единицу площади производственного помещения (кВт/м²)

$S_{ном}$ - площадь производственного помещения (м²)

Определяем расчетную реактивную мощность нагрузки осветительных приборов через коэффициент мощности:

$$Q_{po} = P_{po} \cdot tg \varphi_l \quad (8)$$

где $tg \varphi_l$ - коэффициент реактивной мощности для ламп определенного типа.

Определяем расчетную реактивную мощность нагрузки от отопительных приборов согласно паспортным данным этого оборудования:

$$P_{ромон} = P_{рпасп} \quad (9)$$

По приведенным выше параметрам находим расчетную активную мощность нагрузки на шинах низкого напряжения от всех категорий нагрузки:

$$P_{p\Sigma} = P_p + P_{po} + P_{ромон} \quad (10)$$

Определяем расчетную реактивную мощность нагрузки:

$$Q_{p\Sigma} = Q_p + Q_{po} \quad (11)$$

Окончательно определяется полная расчетная мощность нагрузки на шинах НН ТП «Золоотвал» по следующей формуле:

$$S_{p\Sigma} = \sqrt{P_{p\Sigma}^2 + Q_{p\Sigma}^2} \quad (12)$$

Выполняем данный расчет применительно к ТП 6 кВ согласно схеме распределения оборудования представленной на рисунке 2, определяем групповой коэффициент использования:

$$k_{grp} = \frac{1 \times 55 \times 0,7 + 2 \times 200 \times 0,7 + 3 \times 1,5 \times 0,01 + 3 \times 1,5 \times 0,1}{1 \times 55 + 2 \times 200 + 3 \times 1,5 + 3 \times 1,5} = 0,687$$

Определяем эффективное число электроприемников:

$$N_g = \frac{(1 \times 55 + 2 \times 200 + 3 \times 1,5 + 3 \times 1,5)^2}{(1 \times 55^2 + 2 \times 200^2 + 3 \times 1,5^2 + 3 \times 1,5^2)} = 2,59 \text{ (шт)}$$

Определяем среднюю активную мощность группы электроприемников:

$$P_{cp} = 1 \times 55 \times 0,7 + 2 \times 200 \times 0,7 + 3 \times 1,5 \times 0,01 + 3 \times 1,5 \times 0,1 = 318,99 \text{ (кВт)}$$

Определяем расчетную активную мощность группы электроприемников:

$$P_p = 318,99 \cdot 1,05 = 380,09 \text{ (кВт)}$$

Определяем среднюю реактивную мощность группы электроприемников:

$$Q_{cp} = 1 \times 55 \times 0,7 \times 0,8 + 2 \times 200 \times 0,7 \times 0,8 + 3 \times 1,5 \times 0,01 \times 0,75 + 3 \times 1,5 \times 0,1 \times 0,8 = 280,17 \text{ (кВар)}$$

Определяем расчетную реактивную мощность группы электроприемников:

$$Q_p = 1,1 \times 280,17 = 308,19 \text{ (кВар)}$$

Определяем расчетную мощность нагрузки освещения внутри и снаружи периметра:

$$P_{po} = 0,01 \cdot (150 + 200) = 3,5 \text{ (кВт)}$$

Расчетная реактивная мощность нагрузки осветительных приборов:

$$Q_{po} = P_{po} \cdot \operatorname{tg} \varphi_l = 3,5 \cdot 1,7 = 5,95 \text{ (кВар)}$$

Определяем суммарное значение активной расчетной мощности нагрузки на шинах низкого напряжения ТП:

$$P_{p\Sigma} = 380,09 + 3,5 = 383,59 \text{ (кВт)}$$

Определяем суммарное значение реактивной расчетной мощности нагрузки на шинах низкого напряжения ТП:

$$Q_{p\Sigma} = 308,19 + 5,95 = 314,14 \text{ (кВар)}$$

Определяем суммарное значение полной расчетной мощности нагрузки на шинах низкого напряжения ТП 6 кВ:

$$S_{p\Sigma} = \sqrt{383,59^2 + 314,14^2} = 495,81 \text{ (кВА)}$$

Подробно данный расчет приведен в приложении А, Б.

6. МОДЕРНИЗАЦИЯ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ЗОЛОТВАЛА

6.1 Выбор компенсирующих устройств

Устройства компенсации реактивной мощности оказывают существенное положительное влияние на режим работы электроустановок и электрических сетей в целом, в частности они позволяют снизить потери активной и реактивной энергии, поднять уровень напряжения на удаленных точках сети, установка такого рода устройств на ТП «Золотвал» позволит применять силовое оборудование с меньшей пропускной способностью, нежели без использования таких устройств.

Для выбора мощности силовых трансформаторов и сечений проводов питающих ЛЭП, определяется экономически выгодная реактивная мощность, задаваемая энергосистемой в часы максимальных нагрузок.

В данной выпускной квалификационной работе в качестве источников реактивной мощности рассматриваются шкафы типа КРМ 0,4 различной номинальной мощности.

Расчёт требуемой мощности КРМ проводится по коэффициенту мощности:

$$Q_K = Q_{p\Sigma} - P_{p\Sigma} \cdot \operatorname{tg} \varphi \quad (13)$$

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

$Q_{p\Sigma}$ - расчетная реактивная мощность потребителей на шинах низкого напряжения ТП «Золотвал» согласно расчетным данным (кВар).

$P_{p\Sigma}$ - расчетная активная мощность потребителей на шинах низкого напряжения ПС ТП «Золотвал» согласно расчетным данным (кВт).

Требуемую мощность компенсирующих устройств устанавливаемых на одну секцию шин 0,4 кВ ТП «Золоотвал» определяем по формуле (кВар):

$$Q_{k1} = \frac{Q_K}{2} \quad (14)$$

где Q_{k1} - мощность компенсирующих устройств необходимых к установке на одну секцию 0,4 кВ (кВар)

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

$$Q_{неск} = Q_{p\Sigma} - Q_{ном} \quad (15)$$

где $Q_{ном}$ - номинальная мощность компенсирующих устройств согласно паспортным данным устанавливаемым на обе секции 0,4 кВ.

Проводим расчет для рассматриваемой ПС, мощность КУ требуемая:

$$Q_K = 314,14 - 383,59 \cdot 0,4 = 160,7 \text{ (кВар)}$$

Мощность КУ требуемая на одну секцию:

$$Q_{k1} = \frac{160,7}{2} = 80,35 \text{ (кВар)}$$

По требуемой мощности на одну секцию шин 0,4 кВ выбираем компенсирующие устройства, определяем их необходимое количество и фактическую суммарную реактивную мощность.

Принимаем к установке на КТП 6 кВ «Золоотвал» компенсирующие устройства типа УКМ 58-0,4-100-25 с номинальной мощностью 100 кВар и степенью регулировки 25 кВар для данного класса напряжений, основные технические данные данного устройства представлены в таблице 3. Согласно расчетам аналогичные устройства принимаются к установке на ТП 10 кВ «Золоотвал»

Таблица 3 – Технические данные устройств компенсации реактивной мощности

Технические данные УKM 58-0,4-100-25	
Номинальное напряжение	0,4 кВ
Климатическое исполнение	УХЛ
Номинальная мощность (кВА)	100

Некомпенсированная реактивная мощность потребляемая из сети через трансформаторы КТП «Золоотвал»

$$Q_{\text{неск}} = Q_{p\Sigma} - Q_{\text{н.о.м}} \quad (16)$$

$$Q_{\text{неск}} = 314,14 - 2 \cdot 100 = 114,14 \text{ (кВАр)}$$

Полученные результаты используем при выборе мощности силовых трансформаторов устанавливаемых на КТП «Золоотвал»

6.2 Определение расчетных нагрузок на стороне ВН ТП «Золоотвал»

В данном разделе проводится расчет мощности нагрузки на стороне высокого напряжения трансформаторной подстанции «Золоотвал» с целью дальнейшего определения типа и сечения воздушной линии по которой будет получать питание данный потребитель. Расчет проводится с целью определения потерь энергии в силовых трансформаторах и их суммирование с мощностью нагрузки.

Потери активной мощности в трансформаторах ТП определяются по следующей формуле (кВт):

$$\Delta P_m = \Delta P_k \cdot k_{\text{факт}}^2 + \Delta P_x \quad (19)$$

Потери реактивной мощности в трансформаторах ТП (кВар):

$$\Delta Q_m = \frac{u_k \cdot S_n^2}{100 \cdot S_{\text{тн.о.м}}} + \frac{I_x \cdot S_{\text{тн.о.м}}}{100} \quad (20)$$

где S_n - расчетная полная мощность нагрузки 0,4 кВ (кВт)

Q_n - расчетная реактивная мощность нагрузки 0,4 кВ (кВар)

u_k - напряжение короткого замыкания выбранного трансформатора (ом)

I_x - ток холостого хода выбранного трансформатора (ом)

$\Delta P_x, \Delta P_k$ - потери активной мощности в режиме холостого хода и короткого замыкания выбранного трансформатора (кВт)

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

Приводим расчета на ТП 6 кВ «Золоотвал»:

$$\Delta P_m = 2 \cdot 4,8 \cdot 0,48^2 + 2 \cdot 1,16 = 4,89 \text{ (кВт)}$$

$$\Delta Q_m = 2 \cdot \frac{6,0 \cdot (400,21 \cdot 0,5)^2}{100 \cdot 400} + 2 \cdot \frac{0,6 \cdot 400}{100} = 27,85 \text{ (кВар)}$$

Определяем полную мощность потерь мощности в трансформаторах:

$$\Delta S_m = \sqrt{\Delta P_m^2 + \Delta Q_m^2} \quad (21)$$

$$\Delta S_m = \sqrt{4,89^2 + 27,85^2} = 28,27 \text{ (кВА)}$$

Нагрузка приведенная к шинам высокого напряжения ТП определяется как сумма потерь мощности в трансформаторах и мощности самой нагрузки на стороне низкого напряжения.

$$P_{pвн} = P_{pнн} + \Delta P_m \quad (22)$$

$$Q_{pвн} = Q_{неск} + \Delta Q_m \quad (23)$$

$$S_{pвн} = \sqrt{P_{p\Sigma}^2 + Q_{неск}^2} + \Delta S_m \quad (24)$$

где $S_{pнн}$, $Q_{pнн}$, $P_{pнн}$ - расчетная полная, реактивная и активная мощность нагрузки на шинах 0,4 кВ ТП.

$$P_{pвн} = 383,59 + 4,89 = 388,48 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{pвн} = 114,14 + 27,85 = 141,99 \text{ (кВар)}$$

$$S_{pвн} = 400,21 + 28,27 = 428,48 \text{ (кВА)}$$

Расчеты показывают что потери мощности особенно по реактивной составляющей имеют существенное значение.

6.3 Выбор мощности трансформаторов ТП

При выборе типа, количества и характеристик силовых трансформаторов которые будут питать потребителей электрической энергии золоотвала будем отталкиваться от таких параметров как климатическая характеристика района размещения данного объекта, категория надёжности электроснабжения, как говорилось ранее, потребители данного объекта должны получать питание от двух независимых источников питания следовательно рассматриваем установку двух трансформаторов получающих питание по разным ВЛ как от распределительного устройства 6 кВ БТЭЦ, так и от шин низкого напряжения ПС «Кооперативная», номинальное напряжение высокой стороны трансформаторов предусматривается различным т.к. питающие распределительные устройства имеют разный класс напряжения. Так же при выборе типа трансформатора предпочтение отдаем современному и пожаро-безопасному классу изоляции – литой.

Для определения номинальной мощности воспользуемся следующей формулой (реактивная мощность учитывается с учетом компенсации):

$$S_{троб} = \frac{\sqrt{P_{p\Sigma}^2 + Q_{неск}^2}}{n_T \cdot k} \quad (17)$$

где $S_{p\Sigma}$ - определенная в предыдущем разделе расчётная нагрузка на шинах 0,4 кВ ТП;

n_T - количество силовых трансформаторов ТП согласно категории надёжности электроснабжения;

k - коэффициент загрузки трансформатора (для потребителей второй категории 0,7).

В данном случае номинальную мощность принимаемых силовых трансформаторов выбираем из ряда стандартных мощностей и она должна быть равной или более расчетной

После окончательного выбора номинальной мощности производится расчет коэффициента загрузки трансформатора как в нормальном, так и в послеаварийном режиме работы (т.е. при отключении одного из трансформаторов).

$$k_{\text{факт}} = \frac{\sqrt{P_{\text{p}\Sigma}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{n_T \cdot S_{\text{Тн.о.м}}} \quad (18)$$

где $S_{\text{Тн.о.м}}$ - номинальная мощность принятого трансформатора.

Значение коэффициента загрузки должно удовлетворять следующему условию, для потребителей II категории по надежности:

$$k_{\text{факт}} \leq 0,7$$

Определяем требуемую мощность силового трансформатора необходимого для установки на ТП «Золоотвал»:

$$S_{\text{треб}} = \frac{\sqrt{383,59^2 + 114,14^2}}{2 \cdot 0,7} = 285,86 \text{ (кВА)}$$

По расчетным данным выбираем трансформатор типа ТСЛ-400/6 (для питания со стороны БТЭЦ) ТСЛ-400/10 (для питания со стороны ПС «Кооперативная» согласно данным расчета), номинальной мощностью 400 кВА.

Силовые трансформаторы с сухой литой изоляцией обмоток мощностью от 25 до 2500 кВА классов напряжения до 10 кВ предназначены для понижения

номинального напряжения в электрических сетях энергосистем и у потребителей электрической энергии

Такой тип трансформатора относится к важнейшим достижениям современного трансформаторостроения.

Преимущества трансформаторов с литой изоляцией:

Экологичность и безопасность. Такие трансформаторы имеют естественное воздушное охлаждение. Отсутствие охлаждающего масла позволяет исключить загрязнение окружающей среды при разгерметизации бака трансформатора. В случае возникновения пожара изоляция у данных трансформаторов не выделяется в атмосферу вредных для человека и токсичных газов, поэтому также отсутствует опасность нанесения вреда окружающей среде в случае пожара и выделения продуктов горения

Пожаробезопасность. Тип изоляции не подвержен воспламенению и обладает самогасящимися свойствами, трансформаторы с таким типом изоляции можно устанавливать в местах требующих повышенной безопасности в отношении возникновения пожара, непосредственно рядом с нагрузкой, в местах с повышенными требованиями к охране окружающей среды, при этом дополнительные противопожарные меры не требуются

Также следует отметить другие преимущества данного типа трансформаторов такие как:

- низкий уровень создаваемого шума
- высокая устойчивость к протеканию токов короткого замыкания
- возможность работы в сетях с повышенными грозовыми и коммутационными перенапряжениями.
- высокая стойкость к механическим воздействиям возникающими при протекании токов короткого замыкания

Трансформаторы мощностью 630 кВА и выше могут иметь нормированное значение напряжения короткого замыкания 6 или 8 %, что делает их более устойчивыми к воздействию токов короткого замыкания.

Простой монтаж связи с отсутствием маслоприемника и сложной системы пожаротушения.

Экономичность. Использование данного типа трансформаторов приводит к снижению затрат на строительство, так как отсутствует опасность утечки масла и нет необходимости строить инженерные системы по отводу масла. Эти трансформаторы могут располагаться ближе к потребителям чем масляные, что обеспечивает отсутствие издержек и затрат капиталовложений на строительство подстанции, позволяет снизить протяженность шин и кабелей низкого напряжения и обеспечивает экономию электроэнергии во время эксплуатации за счет уменьшения потерь.

Различные конфигурации трансформаторов могут быть укомплектованы дополнительными охлаждающими вентиляторами которые улучшают перегрузочные характеристики трансформаторов.

Защита от перегрева и автоматический контроль системы охлаждения.

Такие трансформаторы имеют блок с управляемыми температурными датчиками встроенными в обмотки, также может быть установлен дополнительный датчик для контроля температуры магнитопровода. Значительным преимуществом трансформаторов с таким типом изоляции являются отдельное изготовление обмоток низкого и высокого напряжения, во время монтажа обмотки низкого и высокого напряжения устанавливаются отдельно друг от друга и не имеют межблочных клиньев, это предотвращает появление коротких замыканий между обмотками, повышает надежность электрической прочности изоляции обмоток, в таком случае обмотки фиксируются между упругими опорными прокладками, что обеспечивает высокую виброизоляцию сердечника и гашение взаимных колебаний.

Трансформаторы такого типа соответствуют всем российским стандартам, стандартом МЭК, сертифицированы на соответствие требованиям безопасности, нормативных документов Госстандартом России.

Далее проверяем выбранный трансформатор по фактическому коэффициенту загрузки:

$$k_{\text{факт}} = \frac{\sqrt{383,59^2 + 114,14^2}}{2 \cdot 400} = 0,51$$

Выполняем расчет коэффициента загрузки трансформатора в послеаварийном режиме при отключении одного из них:

$$k_{\text{пав}} = \frac{\sqrt{383,59^2 + 114,14^2}}{1 \cdot 400} = 1,02$$

Расчет коэффициентов загрузки показал что в нормальном режиме работы такого типа трансформатора его загрузка составляет 51 %, что в пределах нормы (в данном случае имеется небольшая недогрузка трансформатора), тем не менее выбор трансформатора с меньшей номинальной мощностью приведет к его значительной перегрузке в послеаварийном режиме. Расчет коэффициента для послеаварийного режима показал что загрузка трансформатора составляет 102%. Из вышесказанного делаем вывод о том что выбранный тип трансформатора подходит для установки на ТП «Золоотвал»

7. РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Коротким замыканием называют всякое непреднамеренное и не предусмотренное нормальным режимом работы электрической сети электрическое соединение различных точек электроустановки как между собой так и с заземленными частями электроустановки, при котором в ветвях электроустановки возникают высокие токи превышающие наибольший допустимый ток продолжительного режима работы.

В трехфазных электрических сетях могут иметь место простейшие виды коротких замыканий такие как трехфазные, двухфазные, двухфазное на землю либо однофазные токи, которых могут в несколько раз превышать номинальные значения токов рассматриваемого оборудования. При трехфазном коротком замыкании в электроустановке все ее фазы оказываются в одинаковых условиях и оно называется симметричным, остальные короткие замыкания являются несимметричными при этом следует учесть, что доля трехфазного короткого замыкания занимает менее 10% и оно является менее вероятным из всех видов, однако относится к самым тяжелым режимам работы электрической сети, поэтому оно во многом является определяющим для оценки допустимых условий работы.

В случае короткого замыкания резко возрастают нагрузки на электрооборудование, что вызывает значительное увеличение силы электродинамического воздействия между проводниками и токоведущими частями, а также может привести к механическому повреждению электрооборудования, во-вторых оно приводит к увеличению потерь электроэнергии в проводниках и контактах, а также к повышению нагрева этого оборудования, что может вызвать термическое повреждение как самих токоведущих частей так и изоляции, оплавление и выгорание контактов. При коротком замыкании происходит значительное понижение напряжения в электрической сети, особенно вблизи места короткого замыкания в результате

возможно каскадное образование системной аварии, остановка электродвигателей собственных нужд и выход их из строя.

Данный раздел посвящен расчету токов короткого замыкания на источниках питания ТП «Золоотвал» - РУСН БТЭЦ и шинах низкого напряжения ПС «Кооперативная», в настоящее время масляные выключатели установленные на данных распределительных устройствах не удовлетворяют требованиям надежности и поэтому требуют замены на более современные вакуумные. После выбора каждого выключателя по номинальным параметрам таким как линейное напряжение и номинальный ток проводится его проверка по условиям протекания токов короткого замыкания (термическая, динамическая стойкость т.д.). Данный раздел позволит определить уровень токов короткого замыкания на источниках и выполнить проверку выбранного в последующем оборудования.

На рисунке 6 представлена схема замещения для расчета токов короткого замыкания с указанием расчетной точки КЗ на секции 1РО СН БТЭЦ от которой получает первое питание ТП «Золоотвал».

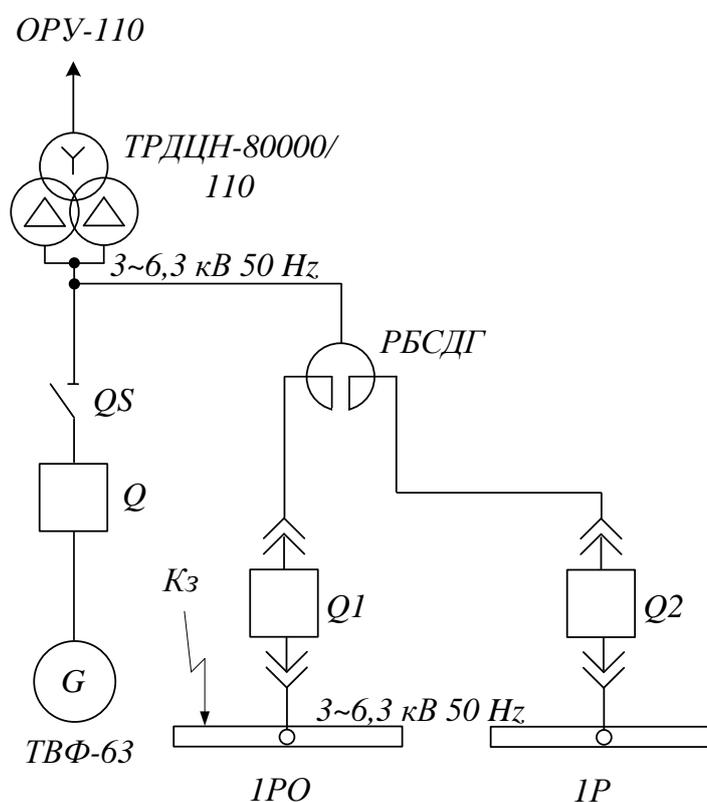


Рисунок 3 – Расчетная точка КЗ

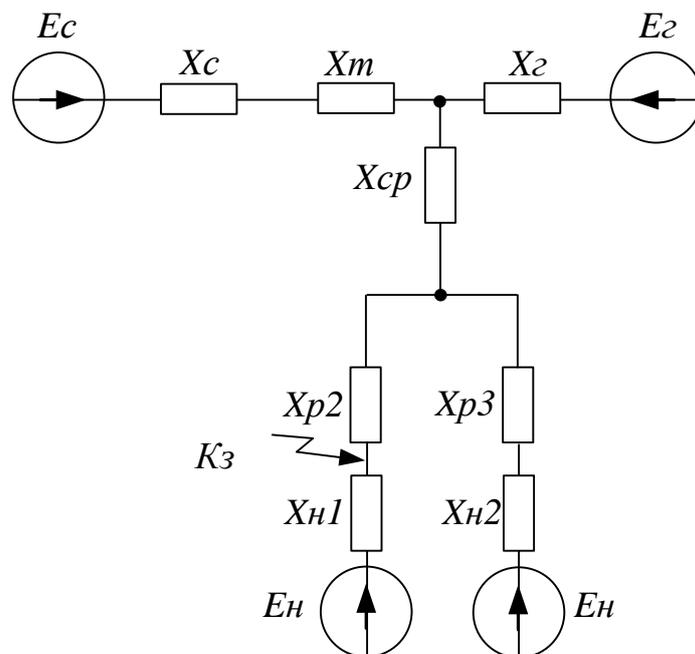


Рисунок 4 – Схема замещения

Данный расчет проводим упрощенным методом с использованием относительных единиц и среднего ряда напряжений. Базисные условия указаны в таблице 4:

Таблица 4 – Базисные условия

Базисная мощность (МВА)	Базисное напряжение на стороне 110 кВ	Базисное напряжение на стороне 6 кВ
80	115	6,3

Определяем базисный ток для каждой ступени трансформации по следующей формуле:

$$I_{B110} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{B110}} = \frac{80}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,4 \text{ (кА)}, \quad (25)$$

$$I_{B6} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{B6}} = \frac{80}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 7,33 \text{ (кА)}. \quad (26)$$

Далее находим значения индуктивных сопротивлений всех элементов схемы замещения (о.е.):

Сопротивление энергосистемы со стороны шин 110 кВ БТЭЦ определяется через номинальный ток отключения выключателя 110 кВ расположенного на ОРУ и отключающего Т1, составляет 40 кА:

$$X_C = \frac{S_B}{S_{K3}} \quad (27)$$

$$X_C = \frac{80}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 40} = 0,01$$

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

Определяем сопротивление сдвоенного токоограничивающего реактора (о.е.):

$$X_{CP} = -k_{CB} \cdot x_{ном} \cdot \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_l \cdot I_{ном}} \quad (28)$$

$$X_{p2} = (1 + k_{CB}) \cdot x_{ном} \cdot \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_l \cdot I_{ном}} \quad (29)$$

$$X_{p3} = (1 + k_{CB}) \cdot x_{ном} \cdot \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_l \cdot I_{ном}} \quad (30)$$

где k_{CB} – коэффициент связи сдвоенного реактора

$x_{ном}$ - номинальное сопротивление реактора (Ом)

U_l - номинальное линейное напряжение реактора (кВ)

$I_{ном}$ - номинальный ток реактора (кА)

$$X_C = -0,5 \cdot 0,35 \cdot \frac{80}{\sqrt{3} \cdot 6,3 \cdot 2,5} = -0,51 \text{ (о.е.)}$$

$$X_{p2} = (1 + 0,5) \cdot 0,35 \cdot \frac{80}{\sqrt{3} \cdot 6,3 \cdot 2,5} = 1,54 \text{ (о.е.)}$$

$$X_{p3} = (1 + 0,5) \cdot 0,35 \cdot \frac{80}{\sqrt{3} \cdot 6,3 \cdot 2,5} = 1,54 \text{ (о.е.)}$$

Определяем сопротивление блочного силового трансформатора Т1, при этом учитываем тот факт что обмотки низкого напряжения соединены вместе и представляют собой одну обмотку (о.е.):

$$X_T = \frac{u_{K\%}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_H} \quad (31)$$

$$X_{TH} = \frac{11,4}{100} \cdot \frac{80}{80} = 0,11 \text{ (о.е.)}$$

Сопротивление обобщенной нагрузки (на стороне 6 кВ секций 1Р0, 1Р – нагрузка этих секций определена по данным контрольного замера) (о.е.):

$$X_H = 0,35 \cdot \frac{S_B}{S_H} \quad (32)$$

где S_H – мощность нагрузки на соответствующей секции СН (МВА)

$$X_{H1} = 0,35 \cdot \frac{S_B}{S_H} = 0,35 \cdot \frac{80}{14,59} = 1,9 \text{ (о.е.)}$$

$$X_{H2} = 0,35 \cdot \frac{S_B}{S_H} = 0,35 \cdot \frac{80}{16,59} = 1,58 \text{ (о.е.)}$$

Определяем сопротивление турбогенератора №1 «БТЭЦ» (о.е.):

$$X_G = x_d \cdot \frac{S_B}{S_H} \quad (33)$$

где x_d , – сверхпереходное сопротивление по продольной оси (о.е.)

$$X_{\Gamma} = 0,136 \cdot \frac{80}{74,11} = 0,14 (\text{о.е.})$$

После определения значений всех элементов схемы замещения приступаем к ее сворачиванию относительно точки короткого замыкания. Подробное преобразование схемы представлено на рисунках 5, 6, 7 (при этом пренебрегаем сопротивлением общей связи сдвоенного реактора):

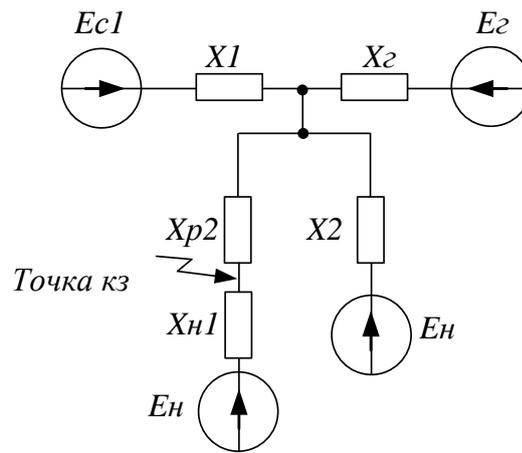


Рисунок 5 – Преобразование №1 схемы замещения относительно точки короткого замыкания

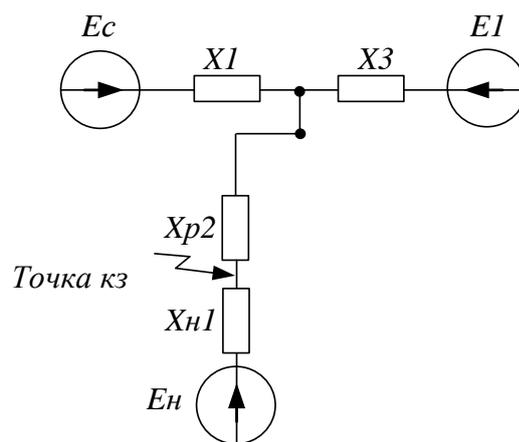


Рисунок - 6 Преобразование №2 схемы замещения относительно точки короткого замыкания

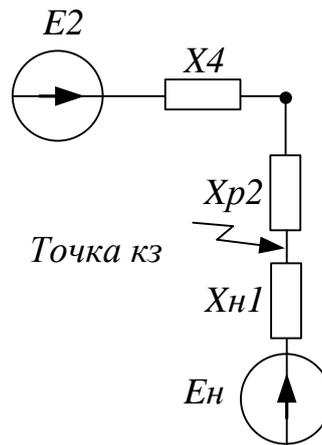


Рисунок – 7 Преобразование №3 схемы замещения относительно точки короткого замыкания

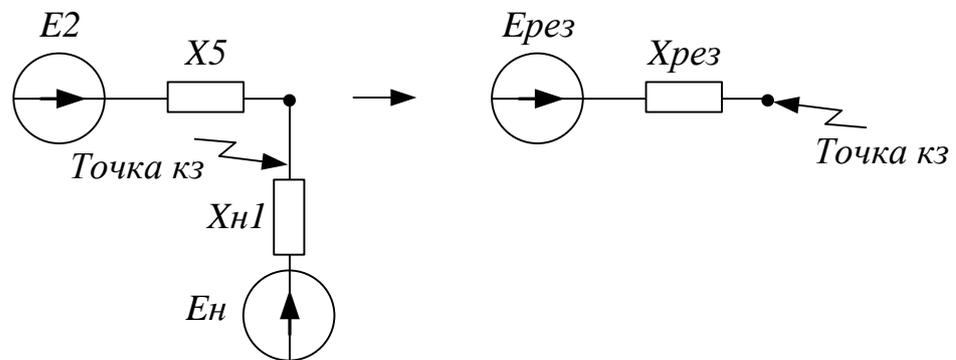


Рисунок – 8 Преобразование схемы замещения до результирующих ЭДС и сопротивления

Определяем параметры схемы замещения после преобразования, сопротивления:

$$X1 = X_C + X_T \quad (34)$$

$$X1 = 0,01 + 0,11 = 0,12 \text{ (о.е.)}$$

$$X2 = X_{p3} + X_{H2} \quad (35)$$

$$X2 = 1,54 + 1,58 = 3,12 \text{ (о.е.)}$$

$$X_3 = \frac{X_{\Gamma} \cdot X_2}{X_{\Gamma} + X_2} \quad (36)$$

$$X_3 = \frac{0,14 \cdot 3,12}{0,14 + 3,12} = 0,13 \text{ (о.е.)}$$

$$X_4 = \frac{X_1 \cdot X_3}{X_1 + X_3} \quad (37)$$

$$X_4 = \frac{0,12 \cdot 0,13}{0,12 + 0,13} = 0,06 \text{ (о.е.)}$$

$$X_5 = X_4 + X_{p_2} \quad (38)$$

$$X_5 = 0,06 + 1,54 = 1,6 \text{ (о.е.)}$$

$$X_p = \frac{X_5 \cdot X_{H1}}{X_5 + X_{H1}} \quad (39)$$

$$X_p = \frac{1,6 \cdot 1,9}{1,6 + 1,9} = 0,85 \text{ (о.е.)}$$

Проводим преобразование ЭДС по следующим формулам (ЭДС энергосистемы в относительных единицах составляет – 1, ЭДС обобщенной нагрузки – 0,8, генератора 1,05):

$$E_1 = \frac{X_{\Gamma} \cdot E_H + X_2 \cdot E_{\Gamma}}{X_{\Gamma} + X_2} \quad (40)$$

$$E_1 = \frac{0,14 \cdot 0,85 + 3,12 \cdot 1,05}{0,14 + 3,12} = 1,04 \text{ (о.е.)}$$

$$E_2 = \frac{X_1 \cdot E_1 + X_3 \cdot E_c}{X_1 + X_3} \quad (41)$$

$$E_2 = \frac{0,12 \cdot 1,04 + 0,13 \cdot 1}{0,12 + 0,13} = 1,02 \text{ (о.е.)}$$

$$E_p = \frac{X_{H1} \cdot E_2 + X_5 \cdot E_H}{X_5 + X_{H1}} \quad (42)$$

$$E_p = \frac{1,9 \cdot 1,02 + 1,6 \cdot 0,85}{1,9 + 1,6} = 0,94 \text{ (о.е.)}$$

Определяем начальное значение периодической составляющей тока КЗ в расчетной точке короткого замыкания:

$$I_{no} = \frac{E_p}{X_p} \cdot I_{Б6} = \frac{0,94}{0,85} \cdot 7,33 = 8,11 \text{ (кА)} \quad (43)$$

Значение аperiodической составляющей тока короткого замыкания определяется по следующей формуле:

$$I_{at} = \sqrt{2} \cdot I_{no} \cdot e^{\frac{-T_{OB}}{Ta}} \quad (44)$$

где I_{at} – аperiodическая составляющая тока короткого замыкания (кА)

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

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

Ta – постоянная времени для заданных условий.

Определяем значение аperiodической составляющей тока короткого замыкания:

$$I_{at} = \sqrt{2} \cdot I_{no1} \cdot e^{\frac{-T_{OB}}{Ta}} = \sqrt{2} \cdot 8,11 \cdot e^{\frac{-0,1}{0,03}} = 0,41 \text{ (кА)} \quad (45)$$

Постоянная времени определяется по справочным данным для расчетного мента КЗ можно определить ее по данной формуле:

$$Ta = \frac{X_p}{\omega \cdot R_p} = 0,03 \quad (46)$$

где X_p – суммарное индуктивное сопротивление до точки короткого замыкания (о.е.)

R_p – суммарное активное сопротивление до точки короткого замыкания (о.е.)

ω – угловая частота

Значение ударного тока короткого замыкания определяется по следующей формуле:

$$I_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot I_{no} \cdot \left(1 + e^{\frac{-0,01}{Ta}} \right) \quad (47)$$

$$I_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 8,11 \cdot \left(1 + e^{\frac{-0,01}{0,03}} \right) = 19,68 \text{ (кА)}$$

Результаты расчета приведены в табличной форме:

Таблица 5 – Результаты расчета токов короткого замыкания

Точка короткого замыкания	Периодическая составляющая тока КЗ I_{no} , (кА)	Апериодическая составляющая тока КЗ I_{at} , (кА)	Ударный ток КЗ $I_{y\delta}$, (кА)
шины секции 1РО «БТЭЦ»	8,11	0,41	19,68
Шины НН ПС «Кооперативная»	6,12	0,37	14,86

Полученные данные используем при выборе и проверке коммутационного и измерительного оборудования со стороны источников питания

8. ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ РУ 6, 10 КВ

В данном разделе рассматривается выбор и проверка следующего основного оборудования необходимого для надежного питания ТП «Золоотвал»: выключатели 6, 10 кВ, трансформаторы тока для измерения и защиты присоединения, приборы контроля и учета электрической энергии, нелинейного ограничителя перенапряжений, выбор изоляторов.

Определяем максимальные рабочие токи при питании ТП «Золоотвал» от одного источника питания, [6]:

$$I_p = \frac{S_{pвн}}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (48)$$

где S_n – расчетная мощность нагрузки (кВА);

U_n – номинальное напряжение (кВ);

Для питания со стороны БТЭЦ:

$$I_{p6} = \frac{428,48}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 39,31 \text{ (А)}$$

Для питания со стороны ПС «Кооперативная»:

$$I_{p6} = \frac{439,16}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 24,18 \text{ (А)}$$

Таблица 6 – Максимальные рабочие токи КТП «Золоотвал»

Номинальное напряжение РУ (кВ)	Максимальный рабочий ток РУ (кА)
10,5	24,18
6,3	39,31

8.1 Выбор и проверка выключателей 6, 10 кВ

Выбор выключателей для питания ТП «Золоотвал» на первоначальном этапе осуществляется по номинальному напряжению и номинальному току:

$$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$$

$$I_{ном} \geq I_p$$

Термическая стойкость выключателя проверяется через интеграл Джоуля:

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$$

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

$t_{тер}$ - время термической стойкости выключателя,

B_k - интеграл Джоуля.

Электродинамическая стойкость выключателя проверяется по выражению:

$$I_{пр.скв} = I_{дин} \geq I_{уд}$$

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

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

Значение интеграла Джоуля можно определить по формуле :

$$B_k = I_{но}^2 \cdot (t_{отк} + T_a) \quad (49)$$

где $I_{но}$ - расчётное значение периодической составляющей тока КЗ (кА);

$t_{отк}$ - время отключения выключателя (сек);

T_a - постоянная времени.

На примере точки КЗ на шинах собственных нужд БТЭЦ:

$$B_{к1} = I_{но1}^2 \cdot (t_{отк} + T_a) = 8,11^2 \cdot (0,1 + 0,03) = 6,77 \text{ (кА}^2 \times \text{сек)}$$

На примере точки КЗ на шинах низкого напряжения ПС «Кооперативная»:

$$B_{к2} = I_{но2}^2 \cdot (t_{отк} + T_a) = 6,12^2 \cdot (0,1 + 0,03) = 3,85 \text{ (кА}^2 \times \text{сек)}$$

Первоначально принимаем выключатель вакуумный отечественного производства ВВЭ-М-10-630 который подходит по геометрическим параметрам к существующему типу распределительного устройства в настоящее время установленного на рассматриваемых источниках питания.

Выключатели вакуумные серии ВВЭ-М предназначены для использования в качестве коммутационных аппаратов электрических цепей при аварийных и нормальных режимах работы промышленных и электросетевых установок, в сетях трехфазного переменного тока с изолированной либо с заземленной через дугогасительный реактор нейтралью, частотой от 50, 60 герц и номинальным напряжением до 12 кВ.

Сравнение параметров выбранного выключателя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показано в таблице 7:

Таблица 7 – Выбор и проверка выключателей 6 кВ секций 1РО СН БТЭЦ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
1	2	3	4
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	10	6	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Номинальный ток $I_{ном}$ (А)	630	39,31	$I_{ном} \geq I_p$
Номинальный ток включения $I_{вкл}$ (кА)	20	8,11	$I_{вкл} \geq I_{но}$
Наибольший пик тока включения $I_{пик}$, $I_{уд}$ (кА)	51	19,68	$I_{пик} \geq I_{уд}$
Номинальный ток отключения $I_{откл}$ (кА)	20	8,11	$I_{откл} \geq I_{но}$
Номинальное значение аperiodической составляющей, I_a (кА)	8,48	0,41	$I_{ном.а} \geq I_a$
Предельный сквозной ток $I_{пр.скв}$, $I_{уд}$ (кА)	51	9,68	$I_{пр.скв} \geq I_{уд}$
Термическая стойкость, $I_{тер}^2 \times t_{тер}$ (кА ² с)	1200	6,77	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$

Данный тип выключателя проходит по предъявляемым требованиям его принимаем к установке на распределительном устройстве сек 1РО СН БТЭЦ

Таблица 8 – Выбор и проверка выключателей 10 кВ для РУСН ПС «Кооперативная»

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
1	2	3	4
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	10	10	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Номинальный ток $I_{ном}$ (А)	630	24,18	$I_{ном} \geq I_p$
Номинальный ток включения $I_{вкл}$ (кА)	20	6,12	$I_{вкл} \geq I_{по}$
Наибольший пик тока включения $I_{пик}$, $I_{уд}$ (кА)	51	14,86	$I_{пик} \geq I_{уд}$
Номинальный ток отключения $I_{откл}$ (кА)	20	6,12	$I_{откл} \geq I_{по}$
Номинальное значение апериодической составляющей, I_a (кА)	8,48	0,37	$I_{ном.а} \geq I_a$
Предельный сквозной ток $I_{пр.скв}$, $I_{уд}$ (кА)	51	14,86	$I_{пр.скв} \geq I_{уд}$
Термическая стойкость, $I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$ (кА ² с)	1200	3,85	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$

Выбор выключателей для обоих источников питания показал что первоначально принятый тип прошел обе проверки и может быть использован при реконструкции и модернизации

8.2 Выбор многофункционального прибора учета электрической энергии

В данной работе в качестве измерительного комплекса по учету электрической энергии принимаем прибор АЛЬФА 1800 (Метроника)

Микропроцессорный счетчик электрической энергии Альфа 1800 производится на заводе Эльстер Метроника. Данный прибор разработан с применением общего опыта компании по учету энергоресурсов и снабжен всеми функциями необходимыми для эффективной работы в системах электроснабжения. Передовая технология на базе измерительного чипа гарантирует высокую точность и надежность при учёте электрической энергии.

Прибор трансформаторного включения предназначен для учета как активной, так и реактивной энергии и мощности в трехфазных электрических сетях промышленной частоты в многотарифном режиме, хранения измеренных данных в своей памяти, а также передачи по системам коммуникации на диспетчерский пункт данных по контролю, учету и распределению электрической энергии.

Данный прибор предназначен для установки на высоковольтные подстанции и распределительные пункты, распределительные сети и промышленные предприятия, может использоваться в качестве датчика сигнала телеизмерений и параметров.

8.3 Выбор нелинейного ограничителя перенапряжений 6, 10 кВ.

Учитывая тот факт в данной работе в качестве коммутационных аппаратов используются вакуумные выключатели, то для защиты от коммутационных перенапряжений применяем нелинейные ограничители перенапряжений.

Ограничители перенапряжений предназначены для защиты электрического оборудования от воздействия коммутационных, грозовых, либо иных высоковольтных импульсов напряжения. Благодаря простой конструкции и эксплуатационной надежности, они нашли очень широкое применение в области электроснабжения, такие устройства пришли на смену устаревшим вентильным разрядникам. В отличие от предшественника принцип их действия не заключается в использовании искрового промежутка, в качестве основных элементов ограничителя перенапряжений - используются нелинейные резисторы, выполненные из материала, основой которого является окись цинка. Принцип действия ограничителя перенапряжений объясняется нелинейным характером резисторов. Когда характеристики напряжения в электрической сети соответствует номинальным значениям, ограничитель перенапряжений находится в закрытом состоянии, при появлении в электрической сети импульса напряжения величина которого может вызвать пробой изоляции электрооборудования, в цепи ограничителя перенапряжений происходит

возникновение значительного импульса тока при котором он открывается и в итоге снижает величину перенапряжения до параметров безопасных для эксплуатации оборудования.

Принимаем к установке в РУ 6 кВ СН БТЭЦ ОПН-6/11-10(I) Сравнение параметров принятого типа ОПН приведено в таблице 9.

Таблица 9 – Выбор и проверка ОПН секций 1РО СН БТЭЦ

Номинальные параметры		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	6	6	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Наибольшее рабочее напряжение $U_{нр}$ (кВ)	3,81	3,64	$U_{нр} \geq U_{нр.сети}$

ОПН 6 проходит проверку по всем показателям его принимаем к установке на секции 1РО СН БТЭЦ.

Далее проводим выбор ограничителя перенапряжений для установки в распределительном устройстве низкого напряжения ПС «Кооперативная». Принимаем первоначально ОПН-10/11-10(I)

Таблица 10 – Выбор и проверка ОПН секций 1РО СН БТЭЦ

Номинальные параметры		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	10	10	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Наибольшее рабочее напряжение $U_{нр}$ (кВ)	6,35	6,06	$U_{нр} \geq U_{нр.сети}$

ОПН 6 проходит проверку по всем показателям его принимаем к установке в распределительном устройстве НН ПС «Кооперативная».

8.4 Выбор трансформаторов тока 6, 10 кВ

Мощность нагрузки которая подключается к зажимам трансформаторов напряжения состоит из сопротивления измерительных приборов, сопротивления соединительных проводов и сопротивления контактов, общее сопротивление нагрузки определяется по следующему выражению:

$$R_{2TT} = R_{np} + R_{приб} + R_{кон} \quad (50)$$

Находим сопротивление соединительных проводов:

$$R_{np} = \frac{\rho \cdot L}{f} = \frac{0,0283 \cdot 4}{4} = 0,03 \text{ (Ом)} \quad (51)$$

где L - длина соединительных проводов, для КРУ;

f - сечение соединительного провода.

ρ удельное сопротивление провода;

Для определения величины сопротивления приборов необходимо найти их общую мощность, для этого в таблице 11 приведены данные по приборам подключенным к рассматриваемым трансформаторам тока.

Таблица 11 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Нагрузка (ВА)
Амперметр	Э-350	0,5
Многофункциональный прибор учета	Альфа А1800 (Метроника)	1,0
Сумма		1,6

Тогда сопротивление приборов:

$$R_{приб} = \frac{S_{приб}}{I^2} = \frac{1,6}{1} = 1,6 \text{ (Ом)}$$

Находим суммарное сопротивление вторичной нагрузки трансформаторов тока (сопротивление контактных соединений принимается равным 0,1 Ом)

$$R_{2TT} = 0,03 + 1,6 + 0,1 = 1,73 \text{ (Ом)}$$

На первоначальном этапе принимаем трансформатор тока для РУ СН БТЭС типа ТПЛК – 10 с номинальным током первичной обмотки 100 А.

Сравнение параметров принятого трансформатора тока с предъявляемыми требованиями приведено в таблице 12

По аналогичной методике проводится выбор трансформатора тока для распределительного устройства низкого напряжения ПС «Кооперативная», так же принимаем тип ТПЛК – 10 номинальным током первичной обмотки 50 А. Сравнение параметров приведено в таблице 12.

Таблица 12 – Проверка выбранного ТТ 6 кВ для РУ СН БТЭЦ

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	10	6	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Номинальный ток $I_{ном}$ (А)	50	39,35	$I_{ном} \geq I_p$
Предельный сквозной ток $I_{прскв}$, $I_{уд}$ (кА)	52	19,68	$I_{пр.скв} \geq I_{уд}$
Термическая стойкость, $I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$ (кА ² с)	3675	6,77	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$
Номинальная вторичная нагрузка $R_{2ном}$ (Ом)	5	1,73	$R_{2ном} \geq R_{2ТТ}$

Таблица 13 – Проверка выбранного ТТ 10 кВ для РУНН ПС «Кооперативная»

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	10	6	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Номинальный ток $I_{ном}$ (А)	50	24,18	$I_{ном} \geq I_{макс.раб}$
Предельный сквозной ток $I_{прскв}$, $I_{уд}$ (кА)	52	14,86	$I_{пр.скв} \geq I_{уд}$
Термическая стойкость, $I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$ (кА ² с)	3675	3,85	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$
Номинальная вторичная нагрузка $R_{2ном}$ (Ом)	5	1,73	$R_{2ном} \geq R_{2ТТ}$

Данные трансформаторы тока устанавливаем в соответствующих ячейках распределительных устройств источников питания

8.5 Выбор изоляторов 6, 10 кВ.

В распределительных устройствах источников питания в ячейках выключателей используются опорные изоляторы для крепления отходящей кабельной линии, проверка такого типа устройств проводится по следующим параметрам:

1) по номинальному линейному напряжению:

$$U_{ном} \geq U_{номсети}$$

2) по допустимой механической нагрузке:

$$F_{разр} \cdot 0,6 \geq F_{расч}$$

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

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

Проводим расчет силы которая воздействует на опорные изоляторы находящиеся в распределительном устройстве 6 кВ СН БТЭЦ, при расположении в горизонтальной плоскости:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{уд}^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-7} \quad (52)$$

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{19680^2 \cdot 1,1}{0,4} \cdot 10^{-7} = 184,47 \text{ (Н)}$$

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

$$8000 \cdot 0,6 = 4800 \geq 184,47$$

Условие выполняется следовательно данный тип изолятора принимаем для установки распределительном устройстве 6 кВ СН БТЭЦ, далее проверяем на разрушающее воздействие изолятор для ПС «Кооперативная»

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{14860^2 \cdot 1,1}{0,4} \cdot 10^{-7} = 105,18 \text{ (Н)}$$

Далее проверяем условие:

$$8000 \cdot 0,6 = 4800 \geq 105,18$$

Принятый тип изоляторов проходит проверку по двум параметрам следовательно его принимаем к установке как на РУ СН БТЭЦ так и на РУ НН ПС «Кооперативная»

9. ВЫБОР ТИПА ПРОВОДА ДЛЯ ПИТАНИЯ ТП «ЗОЛОТВАЛ»

В данном разделе проводим выбор типа и сечения проводника которым будет выполнена воздушная линия электропередачи для питания ТП «Золотвал». Наибольшее распространение в настоящее время получил самонесущий изолированный провод типа СИП-3 номинальным напряжением 20 кВ.

По расчетному значению тока выбираем подходящий тип СИП с необходимым допустимым номинальным током. Сравнение принятого типа провода для обеих линий электропередачи приведено в таблице 14

Таблица 14 – Параметры ВЛ

Параметр	БТЭЦ – ТП «Золотвал»	ПС «Кооперативная» - ТП «Золотвал»
Протяженность ВЛ	3,1 км	3,8 км
Расчетный ток ВЛ	39,31 А	24,18 А
Принятое сечение СИП	35 мм ²	35 мм ²
Длительный ток СИП	200 А	200 А
Активное сопротивление	3,05 Ом (0,986 Ом/км)	3,74 Ом (0,986 Ом/км)
Реактивное сопротивление	0,25 Ом (0,08 Ом/км)	0,3 Ом (0,08 Ом/км)

Как видно из таблицы значение расчетного тока в сечении ВЛ значительно меньше длительного тока для принятого сечения СИП (принято минимальное сечение для данного типа проводника).

9.1 Проверка самонесущего изолированного проводника по допустимой потере напряжения

После проверки по длительно допустимому току проводится проверка по допустимой потере напряжения, которое определяется по следующей формуле:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I_p \cdot L \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi) \cdot \frac{100}{U_n} \quad (53)$$

где r_0 – активное сопротивление СИП (Ом/км);

x_0 – реактивное сопротивление СИП (Ом/км).

Расчет проводим при питании ТП «Золоотвал» отдельно от каждого источника (при условии питания от одной цепи ВЛ).

Определяем потерю напряжения при питании от СН БТЭЦ

$$\Delta U1 = \sqrt{3} \cdot 39,31 \cdot 3,1 \cdot \left(0,986 \cdot \frac{775,93}{866,33} + 0,08 \cdot \frac{331,12}{866,33} \right) \cdot \frac{100}{6300} = 2,41 (\%)$$

Определяем потерю напряжения при питании от ПС «Кооперативная»

$$\Delta U2 = \sqrt{3} \cdot 24,18 \cdot 3,8 \cdot \left(0,986 \cdot \frac{775,93}{866,33} + 0,08 \cdot \frac{331,12}{866,33} \right) \cdot \frac{100}{10500} = 1,41 (\%)$$

Как видно из результатов расчета потеря напряжения не предельное значение 10%, следовательно пересмотр сечения не требуется, данный проводник принимаем к монтажу.

10. ПРОВЕРКА САМОНЕСУЩЕГО ИЗОЛИРОВАННОГО ПРОВОДНИКА ПО ТЕРМИЧЕСКОЙ СТОЙКОСТИ

В данном разделе проводится расчет токов короткого замыкания в сети 6, 10 кВ для проверки самонесущего изолированного провода по условиям термической стойкости. Полученные в данном разделе расчетные данные понадобятся для выбора коммутационного и защитного оборудования на ТП «Золоотвал»

Подробный расчет проводим в именованных единицах на примере сети 6 кВ, схема замещения представлена на рисунке 9

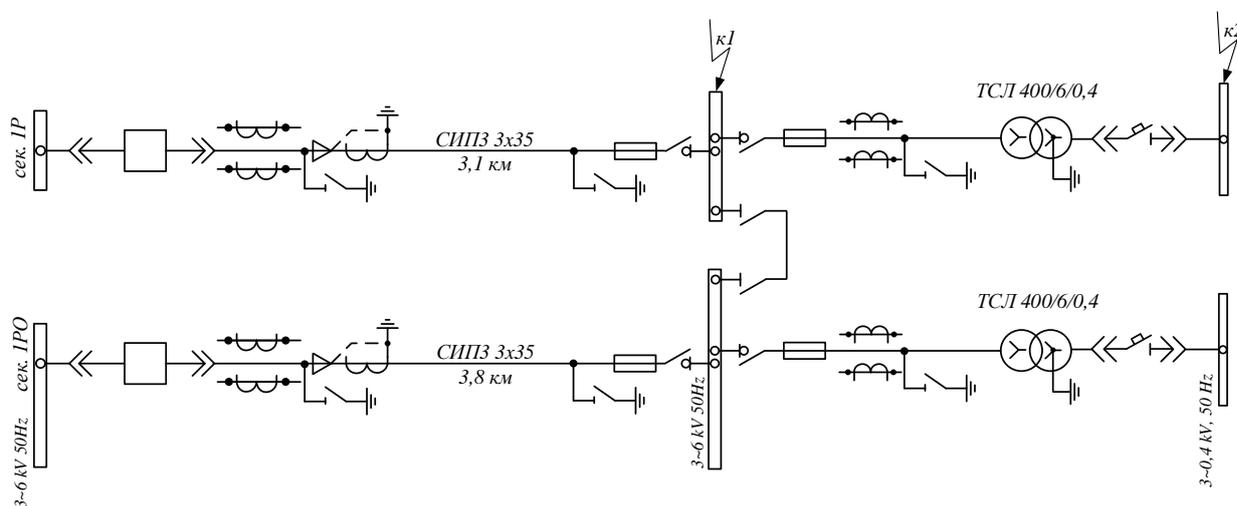


Рисунок 9 - схема замещения

Активные и индуктивные сопротивления СИП (Ом):

$$X_{СИП} = x_0 \cdot L = 0,08 \cdot 3,1 \cdot 0,5 = 0,124 \text{ (Ом)} \quad (54)$$

$$R_{СИП} = r_0 \cdot L = 0,986 \cdot 3,1 \cdot 0,5 = 1,52 \text{ (Ом)} \quad (55)$$

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

Определяем сопротивление энергосистемы со стороны шин 6 кВ :

$$X_c = \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot 8,11} = 0,45 \text{ (Ом)}$$

Определяем сопротивление трансформатора 6 кВ ТП:

$$R_T = \frac{\Delta P_k \cdot U^2}{S_{\text{тн.ом}}^2} = \frac{10800 \cdot 6000^2}{(0,63 \cdot 10^6)^2} = 0,39 \text{ (Ом)}$$

$$X_T = \frac{u_k \cdot U^2}{100 \cdot S_{\text{тн.ом}}} = \frac{6,0 \cdot 6000^2}{100 \cdot (0,63 \cdot 10^6)} = 2,16 \text{ (Ом)}$$

Результирующее активное сопротивление до точки К1

$$X_{P1} = X_c + X_{СИП} \quad (56)$$

$$X_{P1} = X_c + X_{СИП} = 0,45 + 0,124 = 0,574 \text{ (Ом)}$$

$$R_{P1} = R_{СИП} = 1,52 \text{ (Ом)} \quad (57)$$

Результирующее сопротивление до точки К2

$$X_{P2} = X_c + X_{СИП} + X_T \text{ (Ом)} \quad (58)$$

$$X_{P2} = 0,45 + 0,124 + 2,16 = 2,73 \text{ (Ом)}$$

$$R_{P2} = R_{СИП} + R_T = 1,52 + 0,39 = 1,91 \text{ (Ом)}$$

Определяем периодическую составляющую тока короткого замыкания по следующей формуле для первой точки короткого замыкания (кА):

$$I_{\text{по}} = \frac{U_{\text{ср}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_p^2 + X_p^2}} \quad (59)$$

$$I_{\text{по1}} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{1,52^2 + 0,574^2}} = 2,68 \text{ (кА)}$$

Для второй точки расчет проводим с учетом коэффициента трансформации:

$$I_{no2} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{1,91^2 + 2,73^2}} \cdot \frac{6300}{400} = 17,24 \text{ (кА)}$$

Коэффициент затухания:

$$K_a = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,03}} = 1,71 \quad (60)$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$I_{y\partial 1} = \sqrt{2} \cdot 2,68 \cdot K_a = 5,98 \text{ (кА)}$$

$$I_{y\partial 2} = \sqrt{2} \cdot 17,24 \cdot K_a = 43,78 \text{ (кА)}$$

По аналогичным формулам проводится расчет токов короткого замыкания в сети 10 кВ, и 0,4 кВ при соответствующем питании со стороны ПС «Кооперативная», результаты расчета сводим в таблицу 15.

Таблица 15 – Результаты расчета токов короткого замыкания в сети 6;10;0,4кВ

Точка короткого замыкания	Периодическая составляющая тока КЗ I_{no} , (кА)	Ударный ток КЗ $I_{y\partial}$, (кА)
Шины 6 кВ ТП «Золоотвал»	2,68	5,98
Шины 10 кВ ТП «Золоотвал»	2,01	4,89
Шины 0,4 кВ ТП «Золоотвал» при питании от СН БТЭЦ	17,24	43,78
Шины 0,4 кВ ТП «Золоотвал» при питании от ПС «Кооперативная»	15,26	38,25

Полученные данные используем при проверке проводников и аппаратов на ТП «Золоотвал»

Проверку на термическую стойкость самонесущего изолированного провода типа СИП-3 будем выполнить по сравнению теплового импульса (паспортного значения с расчетным). Определяем предельное значение интеграла для типа СИП3-3×35 (ток односекундного короткого замыкания в данном случае составляет 3,2 кА):

$$B_{\text{кСИП}} = 3,2^2 \cdot 1 = 10,24 \text{ (кА}^2 \times \text{с)}$$

Сравниваем данное значение со значением для шин 6 кВ ТП «Золоотвал», при этом время принимаем равным предельному времени защиты для данного присоединения (3 сек)

$$B_K = I_{\text{по}}^2 \cdot (t_{\text{зо}} + T_a)$$

где $t_{\text{зо}}$ - полное время отключения короткого замыкания.

$$B_{\text{6кВ}} = 2,68^2 \cdot (1,055 + 0,03) = 7,79 \text{ (кА}^2 \times \text{с)}$$

Проводник проходит проверку при условии:

$$B_{\text{кСИП}} \geq B_{\text{6кВ}} \tag{61}$$

$$10,24 \geq 7,79$$

В данном случае проводник проходит проверку т.к. неравенство сохраняется. Далее проводим соответствующую проверку для шин 10 кВ

$$B_{\text{10кВ}} = 2,01^2 \cdot (1,055 + 0,03) = 4,38 \text{ (кА}^2 \times \text{с)}$$

$$B_{\text{кСИП}} \geq B_{\text{10кВ}} \tag{62}$$

$$10,24 \geq 4,38$$

Неравенство сохраняется следовательно выбранное сечение проводника проходит проверку по всем требованиям следовательно его принимаем к установке.

11. ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ ТП «ЗОЛОТВАЛ»

11.1 Выбор выключателей нагрузки КТП «Золотвал»

Выбор выключателей нагрузки выполняется аналогично выключателям, но без проверок на отключающую способность, так как они не предназначены для отключения электроустановок, находящихся под большим током.

Выбираем на стороне 6, 10 кВ трёхпозиционный выключатель нагрузки ВНТ-2Е с приводом К-2Е, сравнение паспортных данных с расчетными приведено в таблице 16, 17.

Таблица 16 – Выбор и проверка выключателя нагрузки 6 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
1	2	3	4
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	10	6	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Номинальный ток $I_{ном}$ (А)	630	39,31	$I_{ном} \geq I_p$
Предельный сквозной ток $I_{прскв}$, $I_{уд}$ (кА)	40	5,25	$I_{прскв} \geq I_{уд}$
Термическая стойкость, $I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$ (кА ² с)	768	14,13	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$

Таблица 17 – Выбор и проверка выключателя нагрузки 10 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
1	2	3	4
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	10	10	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Номинальный ток $I_{ном}$ (А)	630	24,18	$I_{ном} \geq I_p$
Предельный сквозной ток $I_{прскв}$, $I_{уд}$ (кА)	40	4,35	$I_{прскв} \geq I_{уд}$
Термическая стойкость, $I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$ (кА ² с)	768	9,72	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$

Принятые выключатели нагрузки согласно данным таблицы проходят проверку по всем параметрам.

11.2 Выбор предохранителей для ТП «Золотвал»

Выбор предохранителей для выключателей нагрузки проводится по следующей формуле:

$$I_{p6} = \frac{1,4 \cdot S_{mp}}{\sqrt{3} \cdot U} \quad (63)$$

$$I_{p6} = \frac{1,4 \cdot 400}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 51,38 \text{ (A)}$$

$$I_{p10} = \frac{1,4 \cdot S_{mp}}{\sqrt{3} \cdot U} \quad (64)$$

$$I_{p10} = \frac{1,4 \cdot 400}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 30,82 \text{ (A)}$$

Принимаем предохранитель типа ПКТ-104, сравнение параметров представлено в таблице 18, 19:

Таблица 18 – Выбор и предохранителя 6 кВ

Номинальные параметры предохранителя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
1	2	3	4
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	6	6	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Номинальный ток $I_{ном}$ (А)	100	51,38	$I_{ном} \geq I_p$

Таблица 19 – Выбор и предохранителя 10 кВ

Номинальные параметры предохранителя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
1	2	3	4
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	10	10	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Номинальный ток $I_{ном}$ (А)	80	30,82	$I_{ном} \geq I_p$

Данный тип предохранителя устанавливаем на оба трансформатора ТСЛ

12. ОРГАНИЗАЦИОННО – ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

Экономическая оценка эффективности инвестиций в проектируемые объекты заключается в сопоставлении капитальных затрат по всем источникам финансирования, эксплуатационных издержек и прочих затрат с поступлениями, которые будут иметь место при эксплуатации рассматриваемых объектов.

13.1 Описание сети.

Целью данной работы является разработка проекта развития и модернизации системы электроснабжения ТП «Золоотвал»

К основным задачам проекта относятся: разработка оптимального варианта реконструкции системы электроснабжения, выбор мощности силовых трансформаторов и расчет токов короткого замыкания, выбор основного оборудования на ТП.

В качестве основного оборудования на ТП «Золоотвал» предполагается установка 2-х трансформаторов типа ТСЛ 400/6, ТСЛ 400/10, установка вакуумных выключателей со стороны источников питания.

13.2 Юридический статус проектируемого объекта

Собственником вводимого имущества будет являться ОАО «Дальневосточная генерирующая компания».

13.3 Определение численности персонала

В составе штатной структуры разрабатываются следующие документы: численностью руководителей, специалистов, служащих и рабочих предприятия, определяется фонд заработной платы, а также формируется штатное расписание организации, которое включает фонд заработной платы, перечень должностей, месячные должностные оклады и персональные надбавки. В составе функциональной структуры определяются и классифицируются функции управления, а также определяется комплекс управленческих задач, закрепляемых за соответствующими структурными подразделениями организации.

Определяем численность рабочих по обслуживанию ВЛИ 6, 10 кВ (опоры железобетонные):

$$N_1 = L \cdot n_1 \quad (65)$$

где n_1 – норматив численности (для ВЛИ 6, 10 кВ – 4 чел. на 100 км);

L – длина линии, км.

$$N_1 = 7,0 \cdot 4 / 100 = 0,028 \text{ (чел)}$$

Определяем численность рабочих по обслуживанию ТП 6, 10/0,4 кВ:

$$N_2 = X_{\text{ТП}} \cdot n_2 \quad (66)$$

где n_2 – норматив численности (для ТП с двумя трансформаторами – 3 чел. на 100 ед.);

$X_{\text{ТП}}$ – количество ТП соответствующего типа, ед.

$$N_2 = 1 \cdot 3 / 100 = 0,03 \text{ (чел)}.$$

Определяем численность рабочих на присоединении 6, 10 кВ

$$N_3 = X_{\text{пр}} \cdot n_3 \quad (67)$$

где n_4 – норматив численности на присоединение (2 чел 1000 присоединений);

$X_{\text{пр}}$ – количество присоединений, ед.

$$N_3 = 2 \cdot 2 / 1000 = 0,004 \text{ (чел)}$$

Определяем численность рабочих по эксплуатации электросчетчиков:

$$N_4 = X_{\text{уч}} \cdot n_4 \quad (68)$$

где n_4 – норматив численности (2,3 чел. на 10000 счетчиков);

$X_{\text{уч}}$ – количество счетчиков.

$$N_4 = 4 \cdot 2,3 / 10000 = 0,001 \text{ (чел)}$$

Определяем численность рабочих по эксплуатации РЗА:

$$N_5 = X_{РЗиА} \cdot n_5 \quad (69)$$

где n_5 – норматив численности (9,5 чел. на 1000 ед.);

$X_{РЗиА}$ – количество устройств РЗиА.

$$N_5 = 4 \cdot 9,5 / 1000 = 0,038 \text{ (чел)}$$

Определяем итоговую среднесписочную численность работников:

$$ССЧ \approx \sum n_i \cdot k_p + n_{\text{рем}}, \quad (70)$$

где k_p – районный повышающий коэффициент (для заданного района равен 1,1);

$n_{\text{рем}}$ – численность работников, относимых на ремонт сети, трансформаторов и ТП принимаем 2 чел.

$$ССЧ = (0,028 + 0,03 + 0,004 + 0,001 + 0,038) \cdot 1,1 + 2 = 2,1 \text{ (чел).}$$

Принимаем к расчету 2 человека.

13.4 Расчет сметы капитальных вложений в проект

Капиталовложения в ВЛИ 6, 10 кВ определяются по следующей формуле:

$$K_{ВЛИ} = K_{ВЛИО}^{2017} \cdot L \cdot K_p \quad (71)$$

где $K_{ВЛИО}^{2012}$ – стоимость одного км ВЛИ 6,10 кВ (марка СИПЗ - 3×35 мм²), с учётом строительно-монтажных работ в ценах 2017 года, тыс. руб./км (K_p – районный коэффициент: для линий $K_p = 1,4$; для п/ст $K_p = 1,3$);

L - суммарная протяженность ВЛИ (7 км)

В расчете берем итоговое (суммарное) значение:

$$K_{ВЛИ} = 290,11 \cdot 7 \cdot 1,4 = 2843,08 \text{ (тыс. руб.)}$$

Рассчитаем капиталовложения в ТП (цены 2017 г.):

$$K_{ТП} = K^{2017}_{ТП} \cdot K_P \quad (72)$$

где $K^{2017}_{ТП}$ – стоимость ТП, с учётом строительно-монтажных работ в ценах 2017 года.

$$K_{ТП} = 1302,25 \cdot 1,3 = 1692,92 \text{ (тыс. руб.)}$$

Определяем капиталовложения на установку дополнительных ячеек выключателей на источниках питания.

$$K_{ВЫК} = (K^{2000}_{ВЫК} \cdot N_{ВЫК}) \cdot \alpha \cdot K_P \quad (73)$$

$K^{2000}_{ВЫК}$ – капиталовложения в выключатели в ценах 2000 года;

$N_{ВЫК}$ – число соответствующих выключателей;

α - коэффициент перевода цен с 2000 года на 2017 год (определяется согласно приложению №1 Минрегион России), составляет для электроэнергетики 5,32

$$K_{ВЫК} = (80 \cdot 4) \cdot 5,32 \cdot 1,3 = 2213,12 \text{ (тыс. руб.)}$$

Общая величина капитальных вложений определяется суммированием сметной стоимости капиталовложений.

$$K_{об} = K_{КТП} + K_{ВЫК} + K_{ВЛИ} \quad (74)$$

$$K_{об} = 1692,92 + 2213,12 + 2843,08 = 6749,12 \text{ (тыс. руб.)}$$

13.5 Расчет амортизационных отчислений и эксплуатационных издержек

Издержки на амортизацию определяются по формуле:

$$I_{ам} = K_{об} \cdot \alpha_{ам} \quad (75)$$

где $\alpha_{ам}$ – нормы отчислений на амортизацию в год, о.е;

$K_{об}$ - капитальные вложения, тыс. руб.

Нормы отчислений на амортизацию определяются:

$$\alpha_{ам} = \frac{1}{T_{сл}}, \quad (76)$$

где $T_{сл}$ - срок службы оборудования..

Определяем эксплуатационные издержки:

$$I_{экс} = K_{об} \cdot \alpha_{экс} \quad (77)$$

где $\alpha_{экс}$ - нормы отчислений на обслуживание элементов электрических сетей и ремонты в год, о.е.

Нормы отчислений на амортизацию, обслуживание и ремонты элементов электрических сетей.

Для ВЛИ принимаем $\alpha_{ам}^{ВЛИ} = 0,05$, $\alpha_{экс}^{ВЛИ} = 0,0085$

$$I_{амВЛИ} = 2843,08 \cdot 0,05 = 142,15 \text{ (тыс. руб.)}$$

$$I_{эксВЛИ} = 2843,08 \cdot 0,0085 = 24,16 \text{ (тыс. руб.)}$$

Для остального силового оборудования принимаем: $\alpha_{ам}^{сил.об} = 0,05$,

$$\alpha_{экс}^{сил.об} = 0,037$$

Капиталовложения в остальное оборудование (КТП и выключатели):

$$I_{ам}^{сил.об} = (1692,92 + 2213,12) \cdot 0,05 = 195,3 \text{ (тыс. руб.)}$$

$$I_{экс}^{сил.об} = (1692,92 + 2213,12) \cdot 0,037 = 144,52 \text{ (тыс. руб.)}$$

Определяем суммарные амортизационные отчисления:

$$I_{ам} = I_{амВЛИ} + I_{ам}^{сил.об} = 142,15 + 195,3 = 337,45 \text{ (тыс. руб.)}$$

$$I_{экс} = I_{эксВЛИ} + I_{экс}^{сил.об} = 24,16 + 144,52 = 168,68 \text{ (тыс. руб.)}$$

При расчете экономической эффективности инвестиций в реконструкцию сети были определены следующие данные: общие капиталовложения составили 6749,12 тыс. руб. общие издержки на эксплуатацию 168,68 тыс. руб., общие амортизационные отчисления 337,45 тыс. руб.

14. БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

В данной работе рассматривается вопрос реконструкции системы электроснабжения насосной осветленной воды Благовещенской ТЭЦ, которая подразумевают замену основного электротехнического оборудования: силовых трансформаторов и воздушных линий электропередач. В связи с этим в данном разделе рассматриваются следующие наиболее важные вопросы:

- Безопасность при работах на ВЛ;
- Безопасность при работах в распределительных устройствах

1. Безопасность

При работах на ВЛ

Производство работ на воздушных линиях электропередачи запрещается в следующих случаях:

- во время грозы или при ее приближении;
- при скорости ветра более 12 метров в секунду, при снежных буранах, а также при снижении температуры окружающего воздуха ниже предельных норм для рассматриваемого участка работ. Исключением являются работы, выполняемые на ВЛ для предотвращения развития чрезвычайных ситуаций и аварий различного характера. В случае работы при низких температурах руководитель работ обязан предоставить работникам средства для обогрева, в частности костры, тепловые пушки, палатки и т.п.

В случае работ на особо опасных участках руководителями работ должны быть назначены лица в должности не ниже старшего электромеханика, в обязанности которых обеспечение строгого выполнения требований техники безопасности при работе на линиях электропередач.

К работам на особо опасных участках следует отнести:

- работы, выполняемые на участках пересечений с другими воздушными линиями электропередачи, либо железными или шоссейными дорогами;

- упразднение и подвеска фазных проводов на воздушных линиях электропередачи подверженных наведенному напряжению от проходящих рядом электрифицированных железнодорожных путей;
- установка и замена несущих опор воздушных линий электропередач;
- работы с применением механизмов и машин, используемых на расстоянии менее 30 метров от линий электропередач находящихся под напряжением;
- обустройство мачтовых переходов, замена концевых, угловых опор линий электропередач;
- погрузка и разгрузка железобетонных опор и их приставок;
- так же к таким работам относятся остальные виды, которые в свою очередь включены в список, в соответствии с местными инструкциями.

В случае если на трассе прохождения вновь вводимой воздушной линии электропередачи могут проходить подземные коммуникации различного назначения, в таком случае рытье ям разрешается выполнять только после согласования работ с соответствующими организациями.

В случае если после начала установки опор происходит обнаружение неизвестного кабеля или трубопровода, то работа прекращается до выяснения их принадлежности и до прибытия ответственного лица организации, которой принадлежат данные коммуникации.

При выполнении такого рода работ по установке опор в городах, населенных пунктах, или местах движения автотранспорта, вокруг места работы должны быть установлены специальные ограждения.

Мачты, сложные опоры и опоры длиной более 10 м, нужно устанавливать при помощи дополнительных приспособлений: лебедок, ворот в усиленных блоках и тому подобное. Но необходимо дополнительно во время подъема удерживать их в плоскости подъема, либо с помощью канатов или специальных веревок, закреплённых вершинам опор.

В случае применения ручного труда запрещается подъем на опору, при этом нужно использовать ухват и багры, их следует применять только для

выравнивания положения опор, при подъеме, конец ручки рогача необходимо упирать в грудь, либо живот. Работники должны располагаться по обеим сторонам опоры, стоять под поднимаемые грузом запрещено.

В случае установки либо замене опор воздушной линии электропередачи на насыпях, склонах, число работников которые занимаются этой работой, должно быть увеличено в отличии от обычных норм, в зависимости от местных условий, при этом необходимо соблюдать меры предупреждения скатывания столбов, необходимо удерживать их веревками или другими приспособлениями.

При работе на угловой анкерной опоре со специальным крюковым профилем или кронштейнами, подниматься и выполнять какую-либо работу со стороны внутреннего угла запрещено. В случае подъема на опору анкерную либо угловую, необходимо сначала убедиться в ее достаточной прочности, если опора укреплена приставкой, необходимо также убедиться в надежности крепления приставки.

В независимости от того на какой высоте выполняются работы, они должны производиться с закреплением на опоре цепью предохранительного пояса и креплением когтей в устойчивом положении. Работа на опоре без когтей и предохранительного пояса запрещена, подниматься на опору и работать на когтях или зацепах, не прикрепленных должным образом к ногам работника с помощью специальных ремней и подпятников запрещается.

Безопасность при работах в распределительных устройствах

При работе по монтажу электрооборудования распределительных устройств ПС, каналы и проемы в перекрытиях необходимо закрыть временными сплошными щитами заподлицо и подогнать, чтобы они не могли опрокинуться, при этом монтажные проемы дополнительно необходимые для такелажа тяжелого оборудования ограждают съемными перилами.

При необходимости перемещения подъема и установки электрооборудования ПС, специально производят максимальное применение механизмов. В мастерской пакеты сборных шин в зависимости от их размеров и

массы поднимают на конструкции с помощью специальных талей, блоков и лебедок.

Во избежание ранения рук при монтаже ошиновки фланцев, изоляторов, болтов, шпилек перед их установкой на конструкцию распределительного устройства удаляют заусенцы. После монтажа сборных шин распределительного устройства не допускается их использовать для закрепления такелажных приспособлений, либо конструкций, включать напряжение для подачи на нужды строительной площадки.

Также запрещается оставлять инструмент на верхних частях конструкции распределительного устройства. Высоковольтные разъединители и конструкции массой более 30 кг поднимают только механизмами и специальными приспособлениями. Тросы, стропы запрещается крепить к изоляторам, контактными деталям или путем пропускания тросов через отверстие установочных отверстий.

Перемещение высоковольтных выключателей напряжением выше 1 кВ, низковольтных автоматов, снабженных пружинами либо механизмами, выполняют только в отключенном положении, отключающую пружину перемещают только в том случае, если она снабжена специальными стопорными устройствами, далее снимают эти стопорные приспособления.

Особую опасность при выполнении монтажных работ представляют самопроизвольное включение и отключения высоковольтного выключателя из-за случайного разобщения механизма свободного расцепления привода, для того чтобы этот механизм свободного расцепления самопроизвольно не сработал, между отключающим рычагом и корпусом привода устанавливают дополнительный временный стопорный болт. После выполнения этих работ стопорные приспособления снимают.

Сушка изоляции выключателя индукционным методом должна выполняться таким образом, чтобы корпус выключателя был надежно заземлен, при выполнении монтажных работ на трансформаторах тока и напряжения их вторичные обмотки должны быть закорочены и заземлены.

Если при выполнении наладочных работ возникает необходимость приближения к выключателю и поднятию на него для операций по регулировке, то такая работа может быть выполнена только в промежутках между операциями со снятием оперативного тока, в таком случае в распределительных шкафах выключателя должен находиться специально обученный работник.

2. Экологичность

В данном дипломном проекте производится проектирование воздушных линий 10 кВ общей протяженностью 7 км, общее количество промежуточных опор 100 шт, анкерных - угловых 16 шт.

При определении площади земли, отводимой в постоянное и временное пользование, используются следующие исходные данные:

Подробно рассмотрим расчет площади, отводимой в постоянное и временное пользование, схематичное изображение опоры представлено на рисунке 10.

Определим площадь земли, отводимой в постоянное пользование по формуле (м²): [22]

$$F_{\text{пост}} = n_a \cdot F_a + n_n \cdot F_n$$

где n_a , n_n - количество анкерных и промежуточных опор (шт);

F_a , F_n - площадь, отводимая под анкерную и промежуточную опору (м²);

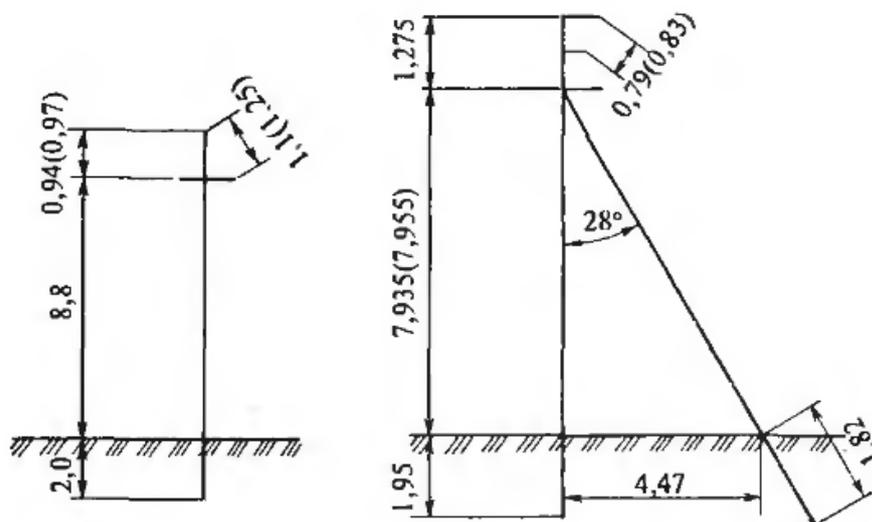


Рисунок 10 – Схематичное изображение опор 10 кВ слева промежуточной, и справа анкерной - угловой.

Площадь отводимая для одной анкерной и промежуточной опоры определяется по формуле: [22]

$$F_a = 2 \cdot \pi \cdot r^2 = 2 \cdot 3,14 \cdot 1^2 = 6,28 \text{ (м}^2\text{)}$$

$$F_n = \pi \cdot r^2 = 3,14 \cdot 1^2 = 3,14 \text{ (м}^2\text{)}$$

где r - радиус круга с центром в месте закрепления стоек в земле, принимаем значение 1 м, площадь отвода земли под анкерную опору вдвое больше чем под промежуточную т.к. она имеет одну оттяжку.

Площадь земли отводимой под постоянное пользование: [22]

$$F_{пост} = n_a \cdot F_a + n_n \cdot F_n = 16 \cdot 6,28 + 100 \cdot 3,14 = 414,48 \text{ (м}^2\text{)}$$

Площадь земли, отводимая во временное пользование определяется, по формуле:

$$F_{вэс} = F_{вс} + F_{вмн} \quad (78)$$

где $F_{вс}$, $F_{вмн}$ - соответственно площади отводимые временное строительство и временные монтажные площадки;

$$F_{вс} = L \cdot l \quad (79)$$

где L – длина воздушной линии согласно расчетных данных проекта (м) определена в основной части дипломного проекта

l – ширина полосы отводимой земли вдоль ВЛ для ВЛ 0,38 - 20кВ. определяется по следующей формуле:

$$l = l_{ф\phi} + l_{отс} \quad (80)$$

$l_{ф\phi}$ – расстояние между осями крайних фаз промежуточной опоры [3]:

$l_{отс}$ – ширина отступа от осей крайних фаз промежуточной опоры 10 кВ [23]

Находим расстояние между осями крайних фаз по следующей формуле:

$$l_{\phi\phi} = 2 \cdot \sqrt{c^2 - b^2}$$

c – расстояние между верхним и нижним изоляторами на промежуточной опоре (гипотенуза) [3];

b – расстояние между нижним изоляторами и осью промежуточной опоры (катет) [3]:

$$l_{\phi\phi} = 2 \cdot \sqrt{1,1^2 - 0,94^2} = 1,14 \text{ (м)}$$

$$l = 1,14 + 4 = 5,14 \text{ (м)}$$

$$F_{\phi\phi} = 7000 \cdot 5,14 = 35,98 \cdot 10^3 \text{ (м}^2\text{)}$$

Площадь отводимая под монтажные площадки (м²):

$$F_{\phi\phi} = n_a \cdot F_{\phi\phi a} + n_n \cdot F_{\phi\phi n} \quad (81)$$

где $F_{\phi\phi a}$ – площадь одной монтажной площадки для сооружения анкерной – угловой железобетонной опоры 10 кВ $F_{\phi\phi a} = 160 \text{ (м}^2\text{)}$ [22]

$F_{\phi\phi n}$ – площадь одной монтажной площадки для сооружения промежуточной железобетонной опоры 10 кВ $F_{\phi\phi n} = 160 \text{ (м}^2\text{)}$ [22]:

$$F_{\phi\phi} = 16 \cdot 160 + 100 \cdot 160 = 18,56 \cdot 10^3 \text{ (м}^2\text{)}$$

Суммарная площадь под временное пользование (м²):

$$F_{\phi\phi} = F_{\phi\phi} + F_{\phi\phi} = 35,98 \cdot 10^3 + 18,56 \cdot 10^3 = 54,54 \cdot 10^3 \text{ (м}^2\text{)} \quad (82)$$

3. Чрезвычайные ситуации

В качестве чрезвычайной ситуации на подстанции «Золоотвал», рассмотрим возникновение пожара, в следствии разгерметизации трансформатора, короткого замыкания или удара молнии.

При возникновении пожара на подстанции первый обнаруживший возгорание должен сообщить об этом начальнику группы подстанций, а в его отсутствии оперативный, либо оперативно-производственный персонал немедленно сообщает о пожаре в специальную пожарную охрану, при этом он должен называть адрес подстанции, место возникновения возгорания, указать количество трансформаторного масла, находящегося в оборудовании и сообщить диспетчеру ОДС [21].

Начальник группы подстанций до прибытия первого пожарного расчёта к месту пожара является руководителем тушения пожара, он должен выполнять следующие обязанности: [21].

- оценить обстановку, спрогнозировать распространения пожара и возможность образования дополнительных очагов горения;
- определить безопасные операции по отключению электрооборудования и его заземлению. Переключения в зоне пожара могут производиться по типовым, либо обычным бланкам переключений;
- провести специальный инструктаж по правилам безопасного тушения электрооборудования и выдать специальный письменный допуск на тушение пожара первому прибывшему оперативному начальнику пожарной охраны.

Старший начальник пожарной охраны прибывший к месту пожара, должен связаться с руководителем тушения пожара, получить от него специальные данные о ситуации на пожаре и письменный допуск на выполнение тушения, в котором должно быть указано оборудование или его токоведущие части, которые остались под напряжением, какие из них

обесточены и принять на себя обязанности руководителя по ликвидации тушения возгорания.

С начальника группы подстанций который не принял на себя руководство по тушению пожара не снимается ответственность за организацию тушения пожара.

При тушении пожара организуется специальный штаб, в него входит начальник группы подстанций, который должен иметь на руке красную повязку с нанесенным специальным знаком электрического напряжения.

В случае возникновения аварии на трансформаторе с возникновением пожара, он сразу же должен быть отключён от сети и со всех сторон заземлен.

После снятия с него напряжения, тушение пожара следует проводить любыми доступными средствами пожаротушения, в случае возникновения пожара на силовом трансформаторе, установленном в закрытом помещении либо в закрытом распределительном устройстве, должны быть приняты меры по предупреждению распространения пожара через проемы, каналы, кабельные шахты [21].

В случае тушения пожара следует применять такие же средства пожаротушения, как и для трансформаторов наружной установки. На трансформаторе с внутренним выбросом через специальную выхлопную трубу или разъём, нижний срез болтов, или деформацию фланца, и возникновения пожара внутри трансформатора средства пожаротушения следует вводить внутрь трансформатора через образовавшийся разъем и деформированные части.

В случае возникновения пожара на трансформаторе, сливать с него масло запрещается, так как это приведет к повреждению внутренних обмоток и затруднению дальнейшего тушения. В случае развившегося пожара на силовом трансформаторе, необходимо защитить от действия высокой температуры

водными струями металлические каркасы, порталы, соседние трансформаторы и оборудование которое находится в зоне действия пожара [21].

Основой безопасного тушения пожаров в электроустановках является строгое соблюдение организационно-технических мероприятий, направленных на обеспечение безопасности, а также сознательная дисциплина персонала и пожарных, участвующих в тушении.

Тушение пожаров в электроустановках под напряжением осуществляется при соблюдении следующих обязательных условий: недопущение приближения пожарных к токоведущим частям электроустановок на расстояния до горящих электроустановок находящихся под напряжением, при подаче пожарными огнетушащих веществ из ручных стволов, менее указанных в таблице.

При тушении пожара запрещается: выполнение любых отключений и прочих операций с электрическим оборудованием личному составу пожарных подразделений, приближение к машинам и механизмам, применяемым для подачи огнетушащих веществ на горящие электроустановки находящимся под напряжением, лицам, непосредственно не занятым в тушении пожара.

При тушении пожара на электрооборудовании без снятия напряжения с электроустановок, пожарные автомобили и стволы должны быть заземлены, а ствольщик должен работать в диэлектрической обуви и диэлектрических перчатках.

Тушение пожара в помещениях с электроустановками, находящимися под напряжением до 10 кВ, всеми видами пен с помощью ручных средств запрещается, так как пена и раствор пенообразователя обладают повышенной электропроводимостью, по сравнению с распыленной водой. При необходимости тушения пожара воздушно-механической пеной, с объемным заполнением помещения пеной, производится предварительное

закрепление пеногенераторов, их заземление, а также заземление насосов пожарных машин.

Устройства для заземления пожарных стволов, пеногенераторов и пожарной техники изготавливаются в необходимом количестве из гибкого медного провода сечением не менее 16мм^2 . Во всех случаях длина провода не ограничивается и определяется из необходимости допущения свободного маневрирования лица, работающего с пожарным стволом.

Места заземления пожарной техники определяется специалистами предприятия совместно с представителя пожарной охраны, оборудуются и вывешиваются таблички.

Необходимое количество заземлений, диэлектрической обуви, диэлектрических перчаток и места их хранения определяются начальниками групп ПС, исходя из расчета подачи огнегасительных средств на горящее электрооборудование.

Запрещается пользование указанными заземляющими устройствами, диэлектрической обувью и перчатками, кроме случаев пожара или проведения совместных с пожарными подразделениями тренировок на подстанции.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе был рассмотрен вариант реконструкции системы внутреннего электроснабжения золоотвала СП «Благовещенская ТЭЦ» Амурской области, расчетным путем определены электрические нагрузки как на стороне низкого, так и на стороне высокого напряжения трансформаторных подстанций питающих данного потребителя. Выполнен расчёт рабочих токов и токов короткого замыкания после реконструкции, был выполнен выбор основного коммутационного, измерительного оборудования как на самой подстанции золоотвала, так и со стороны источника питания: распределительного устройства 6 кВ: «Благовещенской ТЭЦ» и 10 кВ. ПС «Кооперативная» выполнен расчет основных параметров надежности электроснабжения указанного потребителя, выполнен основной технико-экономический расчет.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Блок В.М. Электрические системы и сети. // В.М. Блок– М.: Высш.шк.,2006. – 430 с.
- 2 Блок В.М. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностях вузов //В. М. Блок, Г. К. Обушев и др.; Под ред. В.М.Блок – М.:Высш.шк.,2011. – 383 с.
- 3 Герасимов В.Г. Электротехнический справочник Т.3 //В. Г. Герасимов, П. Г. Грудинский, В. А. Лабунцов и др. – М.: Энергоатомиздат, 2003. – 880 с.
- 4 Идельчик В.И. Электрические системы и сети. // В.И. Идельчик – М.: Энергоатомиздат, 2005. – 592 с.
- 5 Лыкин А.В. Электрические системы и сети: Учебное пособие. // А.В. Лыкин – Новосибирск: Изд – во НГТУ, 2012. – 248 с.
- 6 Неклепаев Б. Н., Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования// Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков – М.: Энергоатомиздат, 2006. – 608 с.
- 7 Поспелов Г.Е. Электрические системы и сети. Проектирование: Учебное пособие для вузов.- 2-е изд., испр. и до п.// Г.Е. Поспелов, В.Т. Федин – Мн.: Выш. Шк., 2008.-308с.: ил.
- 8 Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений. РД 153-34.3-35.125-99. – М. 2010.
- 9 Файбисович Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей //Д.Л. Файбисович, И.Г. Карапетян – М.: ЭНАС, 2012. – 365 с.
- 10 Базуткин В.В., Ларионов В.П., Пинталь Ю.С. Изоляция и перенапряжения в электрических системах: Учебник для вузов – М.: Энергоатомиздат, 2006.
- 11 Правила устройства электроустановок. – 7-е изд., перераб и доп. – И.: Энергоатомиздат, 2016.
- 12 Андреев В. А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения – М: Высшая школа, 2008.

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

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

15 Железко Ю.С., Савченко О.В. Определение интегральных характеристик графиков нагрузки для расчета потерь электроэнергии в электрических сетях // Электрические станции. 2001. №10.

16 Железко Ю.С., Костюшко В.А., Крылов С.В., Потери электроэнергии, зависящие от погодных условий. Нормирование, анализ и снижение потерь электроэнергии в электрических сетях, 2002.

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

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

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

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

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

22 Нормы отвода земель для электрических сетей напряжением 0.38-750 кВ №14278 тм т1

23 Постановление правительства российской федерации от 11 августа 2003 года № 486