

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего
образования

**АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)**

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« ____ » _____ 2022 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция системы внешнего электроснабжения предприятия
«ПОЛЮС АЛДАН», питаемой от подстанции 220 кВ Нижний Куранах в связи с
увеличением нагрузки

Исполнитель

студент группы 842- узб

подпись, дата

Д.В. Бугунов

Руководитель

профессор,

доктор техн. наук

подпись, дата

Н.В. Савина

Консультант:

по безопасности и
экологичности

доцент, канд. техн. наук

подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

старший преподаватель

подпись, дата

Л.А. Мясоедова

Благовещенск 2022

АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина
« _____ » _____ 2022 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Бугунова Дениса Васильевич

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция системы внешнего электроснабжения предприятия «ПОЛЮС АЛДАН», питаемой от подстанции 220 кВ Нижний Куранах в связи с увеличением нагрузки
(утверждена приказом от _____ № _____)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе Схема ПС Нижний Куранах, ведомости по контрольным замерам, план «ПОЛЮС АЛДАН», наименование электроприемников, нагрузка электроприемников и категоричность.

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Характеристика «ПОЛЮС АЛДАН», расчёт электрических нагрузок, проектирование системы низковольтного электроснабжения электромеханического цеха, разработка системы внешнего электроснабжения «ПОЛЮС АЛДАН», разработка вариантов схемы внешнего электроснабжения, расчет токов короткого замыкания на шинах ГПП и выбор оборудования на ГПП, молниезащита и заземление ГПП, релейная защита и автоматика на ГПП 35/10 кВ, безопасность и экологичность «ПОЛЮС АЛДАН»

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) План электромеханического цеха; однолинейная схема электромеханического цеха; варианты проектируемой системы внешнего электроснабжения для подключения ГПП; однолинейная схема ГПП 35/10 кВ план и разрез ГПП 35/10 кВ; план молниезащиты ГПП 35/10 кВ; структурная схема микропроцессорной защиты сириус 2Л на отходящих линиях 10 кВ

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

7. Дата выдачи задания _____

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

профессор, доктор технических наук

Задание принял к исполнению (дата): _____
(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 143 с., 16 рисунков, 35 таблиц, 24 использованных источника.

СИСТЕМА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, ГЛАВНАЯ ПОНИЗИТЕЛЬНАЯ ПОДСТАНЦИЯ, НАГРУЗКА, НАПРЯЖЕНИЯ, ТРАНСФОРМАТОРНАЯ ПОДСТАНЦИЯ, КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ, КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ, ЗАЗЕМЛЕНИЕ, МОЛНИЕЗАЩИТА, ВКЛЮЧАТЕЛЬ, РАЗЪЕДИНИТЕЛЬ, ЭЛЕКТРОПРИЕМНИКИ, ШИНОПРОВОД.

В выпускной квалификационной работе рассмотрено электроснабжение «ПОЛЮС АЛДАН» в Южной Якутии, в связи, с чем необходимо рассмотреть характеристику «ПОЛЮС АЛДАН», расчёт электрических нагрузок, проектирование системы низковольтного электроснабжения электромеханического цеха, разработка системы внешнего электроснабжения «ПОЛЮС АЛДАН», разработка вариантов схемы внешнего электроснабжения, расчет токов короткого замыкания на шинах ГПП и выбор оборудования на ГПП, молниезащита и заземление ГПП, релейная защита и автоматика на ГПП 35/10 кВ, безопасность и экологичность «ПОЛЮС АЛДАН».

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

АВР – автоматическое включение резерва

АПВ – автоматическое повторное включение

ВЛ – воздушная линия электропередачи

ВРУ – вводно-распределительные устройства

КЗ – короткое замыкание

КЛ – кабельная линия электропередачи

КРУ – комплектное распределительное устройство

ЛВС – локальная вычислительная сеть

МТЗ – максимальная токовая защита

ОРУ – открытое распределительное устройство

ПА – противоаварийная автоматика

ПС – подстанция

РЗА – релейная защита и автоматика

РУ – распределительное устройство

СТМ – система телемеханики

ТИ – телеизмерения

ТН – трансформатор напряжения

ТО – токовая отсечка

ТП – трансформаторная подстанция

ТС – телесигнализация

ТТ – трансформатор тока

ЭП – электроприемник

СОДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения, сокращения	4
Введение	8
1 Характеристика АО «ПОЛЮС АЛДАН»	10
1.1 Краткое описание АО «Полюс Алдан»	10
1.2 Климатическая характеристика и территориальные особенности	11
1.3 Характеристика центров питания	12
1.4 Технологический процесс АО «Полюс Алдан»	13
1.5 Характеристика электроприёмников объекта АО «Полюс Алдан»	18
2 Расчёт электрических нагрузок	21
3 Проектирование системы низковольтного электро-снабжения электромеханического цеха	36
3.1 Выбор числа и мощности трансформаторов КТП с учетом компенсации реактивной мощности	36
3.2 Выбор питающего кабеля	38
3.3 Разработка схемы электроснабжения электромеханического цеха	40
4 Разработка системы внешнего электроснабжения «ПОЛЮС АЛДАН»	45
4.1 Выбор пункта приема электроэнергии, разработка его однолинейной схемы и конструктивное исполнение	45
4.2 Выбор номинального напряжения	46
4.3 Компенсация реактивной мощности	47
4.4 Выбор числа и мощности трансформаторов на ГПП	49
5 Разработка вариантов схемы внешнего электроснабжения	52
6 Расчет токов короткого замыкания 0,4 КВ и выбор низковольтного оборудования	61
6.1 Расчет токов короткого замыкания электромеханического цеха	61
6.2 Расчёт токов несимметричного короткого замыкания	62
6.4 Выбор аппаратов защиты электрооборудования	67
6.4.1 Выбор плавких предохранителей	68

6.4.2 Выбор автоматических выключателей	70
7 Расчет токов короткого замыкания на шинах ГПП и выбор оборудования на ГПП	73
7.1 Расчет токов короткого замыкания на шинах ГПП	73
7.2 Выбор и проверка выключателей 35 кВ	77
7.3 Выбор и проверка разъединителей 35 кВ	80
7.4 Выбор и проверка трансформаторов тока 35 кВ	81
7.5 Выбор и проверка трансформаторов напряжения 35 кВ	84
7.6 Выбор комплектных распределительных устройств на ГПП	86
7.7 Выбор и проверка выключателей встроенных в КРУ 10 кВ	87
7.8 Выбор трансформатора тока в КРУ 10 кВ	89
7.9 Выбор трансформатора напряжения в КРУ 10 кВ	92
7.10 Выбор и проверка токоведущих частей 10 кВ	92
7.11 Выбор и проверка ТСН в КРУ 10 кВ	94
7.12 Выбор и проверка опорных изоляторов 10 кВ на жестких шинах	96
8 молниезащита и заземление ГПП	98
8.1 Заземление ГПП	98
8.2 Защита от прямых ударов молнии	102
8.3 Выбор и проверка ограничителей перенапряжения на ГПП	104
9 Релейная защита и автоматика на ГПП 35/10 кВ	108
9.1 Виды и типы релейной защиты 35/10 кВ	108
9.2 Защита силовых трансформатора 35/10 кВ	110
9.2.1 Выбор рабочих ответвлений токовых входов терминала.	110
9.2.2 Выбор уставок дифференциальной защиты трансформатора	112
9.2.3 Выбор уставок дифференциальной токовой отсечки	116
9.3 Газовая защита	118
9.4 Защита линий 10 кВ отходящих от ГПП	119
9.5 Автоматика	123
9.5.1 Автоматическое повторное включение	123
9.5.2 Автоматическое включение резерва	125

9.6 Сигнализация	127
10 Безопасность и экологичность	129
10.1 Безопасность	129
10.2 Экологичность	133
10.3 Чрезвычайные ситуации	135
Заключение	140
Библиографический список	141

ВВЕДЕНИЕ

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

Актуальность темы обусловлена тем, что в настоящее время территория Алданского района является очень перспективной с точки зрения экономического развития, предусмотренного в рамках федеральной целевой программы «Экономическое и социальное развитие Якутии на период до 2027 года». Активное развитие и увеличение электропотребления до 2027 года связано с ростом объемов добычи руд и песков драгоценных металлов (золота, серебра, металлов платиновой группы) предприятием АО «Полюс Алдан». В перспективе планируется помимо добычи окисленной руды, отработка первичных руд. В результате чего, необходимо спроектировать дополнительное дробильно-измельчительное отделение и строительство корпуса флотации с тремя ветками флотации и узла погрузки флотоконцентрата.

Основной целью выпускной квалификационной работы является реконструкция системы электроснабжения предприятия АО «Полюс Алдан», для надёжного и качественного электроснабжения предприятия.

Для выполнение поставленной цели в выпускной квалификационной

работе решены следующие задачи:

- реконструкция внутреннего электроснабжения предприятия АО «Полюс Алдан», разработка схемы внутреннего электроснабжения дробильно-измельчительного отделения,
- расчет токов короткого замыкания на шинах ПС Нижний Куранах;
- выбор и проверка высоковольтного и низковольтного электрооборудования на ПС Нижний Куранах;
- расчет надежности ПС Нижний Куранах;
- определение параметров заземляющих устройств, зоны защиты от прямых ударов молнии;
- расчет релейной и автоматики, а так же диспетчерское управление, телемеханика и средства связи на ПС Нижний Куранах;
- затраты на реализацию реконструкции.

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

1 ХАРАКТЕРИСТИКА АО «ПОЛЮС АЛДАН»

1.1 Краткое описание АО «Полюс Алдан»

Золотоизвлекательное предприятие АО «Полюс Алдан» базируется на месторождении «Нижний Куранах» в Алданском районе Республика Саха Якутия.

Цель производства – добыча золота и серебра (попутно) из золотосодержащей руды участка «Кварцитовый» месторождения «Нижний Куранах».

В соответствии с проектом добыча руды осуществляется открытым способом.

По технологическому типу руды месторождения разделяются на легкоцианируемые и упорные. К легкоцианируемым относятся окисленные и кварцитовые руды, которые перерабатываются по технологии прямого сорбционного цианирования на «Пусковом комплексе». Среднее содержание золота в товарной руде по проекту 4,75 г/т, серебра – 1,06 г/т. Извлечение золота из легкоцианируемых руд по проекту – 85,5 %.

Упорные руды (первичные) будут перерабатываться по флотационно-автоклавной схеме, предусмотренной в «Полном развитии».

Режим работы фабрики круглосуточный, 365 суток в год.

Готовой продукцией ЗИФ является катодный осадок, который перерабатывается в плавильном отделении ЗИФ-1 АО «Полюс Алдан» в слитки чернового золота – сплав Доре. Товарной продукцией являются золотые и серебряные слитки производства аффинажного завода (ГОСТ 28058–89 и ГОСТ 28595–90).

Технология переработки золотосодержащей руды состоит из следующих основных стадий и операций:

- рудоподготовка, включающая в себя прием руды и ее крупное дробление;

- измельчение в две стадии в мельнице полусамоизмельчения и шаровых мельницах; при измельчении осуществляется первичное цианирование;
- сгущение измельченного материала перед цианированием;
- предварительное цианирование;
- сорбционное цианирование;
- регенерация смолы;
- электролиз;
- сьем и сушка катодного осадка;
- складирование отвальных хвостов в хвостохранилище наливного типа и полный водооборот из хвостохранилище (неосновной, временный вариант – до полного ввода в работу узла фильтрации хвостов);

1.2 Климатическая характеристика и территориальные особенности

АО «Полюс Алдан» находится в Алданском районе Республика Саха Якутия. Площадь месторождения составляет 1,5 км².

Климат относится к муссонному по характеру формирования и к континентальному - по температурным признакам. Его основные черты складываются под влиянием азиатского материка и Тихого океана. Континентальность проявляется в очень низких зимних и высоких летних температурах, т. е. в исключительно больших годовых амплитудах температуры воздуха. Зима в данном районе ясная, морозная, маловетренная с малым количеством осадков, небольшим снежным покровом, низкой абсолютной влажностью и большой относительной влажностью. Самый холодный месяц - январь. Абсолютный минимум температуры воздуха может понижаться до минус 45°С. Продолжительность холодного периода со средней суточной температурой ниже нуля градусов составляет 170 день,

Характерная особенность Якутии - большая удаленность от главных экономических центров страны, большие расстояния между городами и улусами (районами) республики, зависимость сообщений от природно-климатических условий. В транспортной сети преобладают водные, авиационные и автомобильные пути. Большой удельный вес занимают

сезонные пути, как водные, так и наземные - речные пути в течение короткого лета и автотранспорта в течение 5-6 месяцев. Воздушные линии с городами и улусами — весьма дорогостоящие.

Исходные и расчетные значения сведены в таблицу 1.

Таблица 1 – Климатические условия

№ п/п	Климатические условия	Расчетные величины
1	Средняя из абсолютных минимумов температура воздуха, °С	-45
2	Средняя из абсолютных минимумов температура воздуха, °С	+25
3	Низшая температура воздуха, °С	-50
4	Среднегодовая температура воздуха, °С	0,0
5	Район по ветру 25 летней повторяемости	I
6	Нормативное ветровое давление, м/сек	25 м/сек
7	Преобладающее направление ветра	СЗ
	Среднегодовая скорость ветра, м/с	2,6
	Годовое количество осадков, мм	575
	Район по гололеду 25 летней повторяемости	II
	Нормативная стенка гололеда, мм	25
	Температура гололедообразования, °С	-5
	Высота снежного покрова, макс/средняя, см	60/20
	Сейсмичность района, баллы (группа В)	6
	Число грозных часов в год	20
	Продолжительность отопительного периода, сутки	270

1.3 Характеристика центров питания

Основным источником электроснабжения АО «Полюс Алдан» является ПС Нижний Куранах 220/110/35/10 кВ.

ПС Нижний Куранах является подстанцией системообразующей сети 220 кВ Южной части Якутии. Распределительное устройство на ОРУ 220 кВ выполнено «Одна рабочая секционированная выключателем система шин», ОРУ 110 кВ выполнено по схеме «Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин», ОРУ 35 кВ «Одна рабочая секционированная выключателем система шин» На станции установлено два трехобмоточных автотрансформатора типа АДЦТН -63000/220/110/35 -78У1 и два трансформатора марки ТДНС -16000/35/10-85У1.

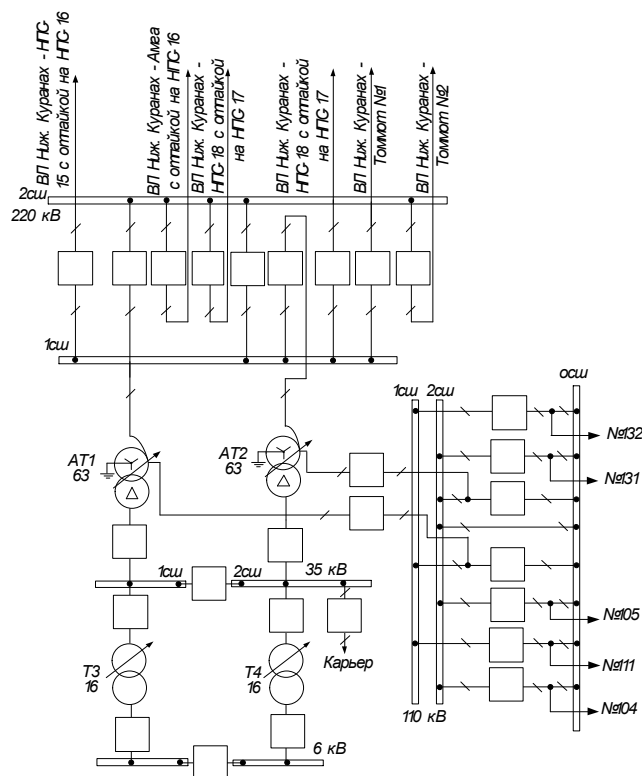


Рисунок 1 – Упрощенная схема ПС Нижний Куранах

Так нагрузка, подключаемая АО «Полюс Алдан» напряжением 0,4 и 6 кВ, согласно ведомостям зимнего контрольного замера 15.12.2021 г. определим загрузку автотрансформаторов АТ-1 и АТ-2 на ПС Нижний Куранах:

$$K_{зТ3} = \frac{S_p}{S_{тном}} = \frac{15,9}{63} = 0,25 \text{ о.е.}$$

$$K_{зТ4} = \frac{S_p}{S_{тном}} = \frac{16,5}{63} = 0,26 \text{ о.е.}$$

1.4 Технологический процесс АО «Полюс Алдан»

АО «Полюс Алдан» осуществляющие первичную переработку исходного сырья – твердых полезных ископаемых – для получения из него продуктов высокой технической ценности, предназначенных для дальнейшего промышленного использования.

Исходным сырьем, перерабатываемым на обогатительных комбинатах, является: руда цветных металлов (медная, оловянная, медно-никелевая, вольфрам-молибденовая, свинцово-цинковая и др.); руда черных металлов

(железная, хромовая, марганцевая); неметаллические полезные ископаемые (фосфорная, графитовая, калийная руда, прочие материалы).

Рассмотрим технологический процесс рудоподготовки и гидрометаллургии.

Участок рудоподготовки включает в себя отделения дробления, измельчения и сгущения. Ниже описаны технологические операции, проводимые в этих отделениях.

- Отделение дробления расположено в корпусе крупного дробления, представляющего собой здание с бункером приема исходной руды. На бункере установлен колосниковый грохот.

Исходная руда крупностью –750 мм доставляется автосамосвалами и сгружается в бункер.

Из бункера руда с помощью пластинчатого поступает в щековую дробилку с простым движением щеки, где происходит её дробление до крупности не более 250 мм. После дробления руда поступает на ленточный конвейер, с помощью которого транспортируется в отделение измельчения.

Перед поступлением в измельчение руда взвешивается на ленте конвейерными весами.

- Отделение измельчения расположено в корпусе измельчения, имеющем размеры 60×24 м. Дробленая руда с помощью ленточного конвейера вместе с комовой негашеной известью подается на I стадию измельчения в мельницу мокрого полусамоизмельчения типа «Каскад» ММПС, которая работает в замкнутом цикле со спиральным классификатором. Вместе с рудой в мельницу подаются пески классификатора и обратная вода из бака-аккумулятора объемом 1000 м³ для поддержания 80 – 85 % содержания твердого в измельчаемом материале.

Слив классификатора, содержащий 65 - 70 % твердого, переливается через сливной порог, проходит через сетку для улавливания крупной щепы и через распределительный короб поступает в зумпфы. В эти зумпфы поступает

также разгрузка соответствующей шаровой мельницы МШЦ, а также часть слива гидроциклонов и обратная вода из для поддержания уровня в зумпфах.

Пульпа из зумпфа с помощью насоса подается на одну из четырех батарей гидроциклонов, каждая из которых состоит из 5-и гидроциклонов CAVEX.

Пески гидроциклонов с содержанием твердого 70 - 75 % самотеком поступают на II стадию измельчения в шаровую мельницу МШЦ 32×54.

Разгрузка шаровой мельницы МШЦ 32×54 поступает в зумпф.

В отсутствие системы сгущения пульпа слива гидроциклонов из зумпфа насосом подается непосредственно в отделение цианирования и сорбции, при наличии системы сгущения – в сгуститель.

- Отделение сгущения, пульпа слива гидроциклонов поступает в питающий колодец сгустителя тангенциально (по касательной). В этот же колодец подается раствор флокулянта из установки приготовления и дозирования флокулянта, а также обратная вода для разбавления пульпы. Поступающая в питающий колодец пульпа также разбавляется верхней частью осветленного раствора, предусмотренной конструкцией сгустителя. При смешивании разбавленной пульпы и раствора флокулянта из мелких частиц твердой фазы образуются более крупные частицы – флокулы. Флокулы обладают большей скоростью осаждения (седиментации) по сравнению с отдельными мелкими частицами. В нижней части сгустителя происходит уплотнение сгущенного продукта, который с помощью граблин транспортируется в центральную нижнюю часть сгустителя к месту разгрузки. В верхней части сгустителя раствор осветляется, равномерно переливается через край чаши (чана) сгустителя по всему её периметру и стекает по концентрическому сливному желобу к месту сбора слива сгустителя.

Сгущенная пульпа от места разгрузки с помощью насоса подается на дальнейшую переработку в отделение цианирования и сорбции.

Участок гидromеталлургии расположен в корпусе сорбции. Участок гидromеталлургии включает в себя отделения:

- цианирования и сорбции;
- регенерации;
- электролиза;
- приготовления растворов реагентов (реагентное отделение);
- узел фильтрации хвостовой пульпы.

Ниже описаны технологические операции, проводимые в этих отделениях.

Отделение цианирования и сорбции.

При работе отделения сгущения на цианирование поступает пульпа, с помощью насоса.

Пульпа подается по трубопроводу, снабженному расходомером, показания которого используются для оперативного учета переработки наряду с другими средствами измерения (автомобильными весами (при их наличии) и конвейерными весами).

В пачуках цианирования, оборудованных системой барботажа воздухом, пульпа интенсивно перемешивается, и её жидкая фаза насыщается кислородом воздуха. Таким образом, в пачуках цианирования создаются и поддерживаются необходимые условия для интенсивного протекания реакции цианирования.

Т.к. в сорбционных пачуках одновременно протекают процессы цианирования (выщелачивания) и сорбции, такой совмещенный процесс часто называют сорбционным цианированием.

Отделение регенерации.

Все операции в отделении регенерации выполняются в шести регенерационных колоннах, причем постоянно в работе находятся 5 колонн. Колонны соединены в одну технологическую цепочку, в которой осуществлен противоточный режим, т.е. смола от колонны к колонне передвигается в одну сторону, а рабочие растворы (или вода для отмывки) – в противоположную. Смола передвигается в автоматическом режиме равными объемными порциями с задаваемой периодичностью.

Цианидные комплексы металлов-примесей, имеющие меньшее сродство к смоле, значительно легче по сравнению с цианидным комплексом золота десорбируются со смолы.

В свою очередь золото, сорбируется на смолу, при этом содержание золота в смоле увеличивается. Серебро в процессе донасыщения занимает промежуточное положение между золотом и металлами-примесями.

Отделение электролиза и сушки катодного осадка.

Из напорного бака товарный регенерат самотеком поступает на электролиз в электролизеры, расположенные каскадным способом и соединенные между собой последовательно. Товарный регенерат поступает в ванну электролизера №1 и самотеком перетекает до электролизера №4, обедняясь по золоту в ходе движения по цепочке электролизеров. На катоды и аноды электролизеров от нереверсивного выпрямителя марки ВГ-ТПВ-3,15к-24-0-УХЛ4 подается постоянный электрический ток.

Под действием постоянного электрического тока на катодах и анодах электролизеров идут электрохимические реакции, в результате на катодах восстанавливается золото и серебро и образуется катодный осадок.

Периодически, два–три раза в месяц производится сбор и удаление (съем) с электролизеров катодного осадка. Для этого прекращается подача товарного регенерата, выключается выпрямитель, отсоединяются шлейфы электропитания (токоподводы), из ванны каждого электролизера поочередно вынимается электродная сборка и устанавливается на специальный стенд для съема катодного осадка.

Вместо вынутой электродной сборки в ванну электролизера устанавливается подготовленная к работе сборка из числа находящихся в обороте, и процесс электролиза возобновляется.

Высушенный катодный осадок, являющийся сырьем для процесса плавки, помещается в специальную тару, взвешивается, опломбируется и учитывается в рабочем журнале. Далее катодный осадок вместе с сопроводительными документами перемещается на ЗИФ-1 АО «Полус Алдан», где по известной

технологии производится его плавка с получением готовой продукции - слитков сплава Доре. Все операции по получению слитков сплава Доре из сырья, принадлежащего АО «Полюс Алдан», а также взвешиванию полученного металла, отбору проб, анализу, хранению, учету и отгрузке готовой продукции ведутся отдельно от аналогичных операций по переработке сырья, принадлежащего другим собственникам.

Все цеха и корпуса АО «Полюс Алдан» приведены в таблице 2.

Таблица 2 –Цеха и корпуса АО «Полюс Алдан»

1	2	3
№	Наименование объекта	$P_{\Sigma \text{уст}}$ кВт
Потребители 0,4 кВ		
1	Электромеханический цех	398,9
2	Корпус крупного дробления (ККД) №1	697
3	Корпус измельчения №1	380.12
4	Котельная водогрейная	959.14
5	Хоз. Питьевая насосная	180.03
6	Сорбция №1	362.95
7	Фильтрация	273.36
8	Энергоцех	147.73
9	АБК, столовая	221.85
10	Пробирно-аналитич. лаборатория	204.68
11	Сгуститель №1	391.34
12	Компрессорная №1	901.765
13	Сгуститель №2	442.204
14	Сорбция №2	392.173
15	Компрессорная №2	952.765
16	Корпус крупного дробления (ККД) №2	701.32
17	Корпус измельчения №2	817.67
18	Корпус крупного дробления (ККД) №3	765.77
19	Корпус измельчения №3	626.59
20	Канализационная очистка (БИО)	255.20
21	Насосная станция оборотного водоснабж.№1	2320.67
22	Насосная станция технического водоснабж.№1	1684.071
23	Транспортный комплекс	1914.37
Потребители 10 кВ		
1	Мельницы	1600

1.5 Характеристика электроприёмников объекта АО «Полюс Алдан»

К основным потребителям электроэнергии предприятия относятся:

на напряжение до 1000 В (0,4/0,23 кВ) переменного тока — электродвигатели производственных механизмов (дробилки, питатели, конвейеры, магнитные сепараторы, насосы, вентиляторы, освещение)

на напряжение 6—10 кВ переменного тока — электродвигатели мощностью свыше 250 кВт (мельницы);

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

В процентном соотношении АО «Полюс Алдан»:

1 категория – аварийная вентиляция, водопонижающие и водооткачивающие установки (9 %);

2 категория – электропечи, экскаваторы, мельницы, насосы, вентиляция (60 %);

3 категория – все остальные электроприемники (31 %).

Правильное построение схем электроснабжения для предприятия — главное условие обеспечения надежного питания электроэнергией потребителей.

Рассмотрим электромеханический цех.

Электроприемники данного цеха относятся к группе электроприемников трехфазного тока напряжением до 1 кВ с частотой 50 Гц.

По режиму работы ЭП работают с продолжительным режимом работы, в этом режиме ЭП могут работать длительное время без превышения температуры отдельных частей механизма выше допустимой, с кратковременным режимом работы, где рабочий период не настолько длителен, что бы температура отдельных частей механизма достигала установившегося значения, а период остановки таков, что они успевают охладиться до температуры окружающей среды, и повторнократковременным режимом работы, в этом случае формируется с кратковременным периодом отключения,

при этом нагрев не превосходит допустимого, а охлаждение не допускает температуры окружающей среды. ЭП являются низковольтными и маломощными потребителями. По степени надежности относятся ко второй группе.

2 РАСЧЁТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

2.1 Расчёт низковольтной нагрузки

Для определения расчётной мощности низковольтной нагрузки рассмотрим метод, использующий коэффициент расчётной нагрузки. Этот метод по сравнению с другими обеспечивает наибольшую точность.

В качестве примера рассмотрим вновь водимый электромеханический цех предназначен для подготовки заготовок из металла для электрических машин с последующей их обработкой различными способами.

Наименование ЭП и его характеристики приведены в таблице 3.

Таблица 3-Наименование ЭП и их характеристики

№	Наименование электроприемника	№ на плане	Кол. ЭП	Рном, кВт	Ku	tgφ
1	Краны мостовые	1,21	2	25	0,1	1,73
2	Манипуляторы электрические	2,3,22,23	4	3,5	0,1	1,73
3	Точильно-шлифовальные станки	6,28	2	1,8	0,14	1,73
4	Настольно-сверлильные станки	7,8,26,27	4	2	0,14	1,73
5	Токарные полуавтоматы	9,10,29,30	4	9,5	0,17	1,17
6	Токарные станки	11,12,13,14	4	10,5	0,14	1,73
7	Слиткообдирочные станки	15-20,33-37	11	1,5	0,17	1,17
8	Горизонтально-фрезерные стан	24,25	2	7,5	0,14	1,73
9	Продольно-строгальные станки	31,32	2	9,5	0,17	1,17
10	Анодно-механические станки	38,39,40	3	65	0,17	1,17
11	Тельфер	41	1	5	0,1	1,73
12	Вентиляторы	42,43	2	4	0,6	0,75

Схема электромеханического цеха представлена на рисунке 2.

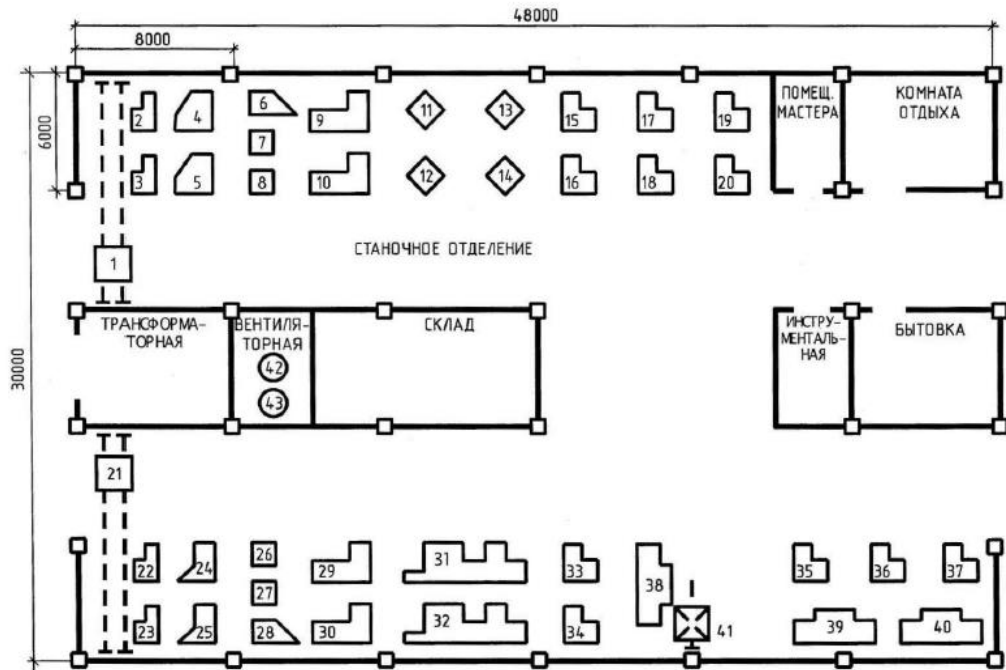


Рисунок 2 – План электромеханического цеха

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

Расчет электрических нагрузок производится в два этапа:

Порядок расчета по первому этапу следующий:

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

2. Для каждой характерной категории определяется номинальная суммарная мощность:

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

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

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

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

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

K_u - коэффициент использования для данного ЭП;

P_{cp} - средняя активная мощность ЭП;

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

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

4. Определяется суммарная средняя мощность по каждой характерной категории:

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

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

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

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

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

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

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

$$n_3 = \frac{2 \cdot \sum_{i=1}^n P_{ном i}}{P_{ном max}} ; \quad (8)$$

Если полученное значение n_3 больше фактического числа ЭП, то принимается $n_3 = n_{ф}$.

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

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

$$k_p = f(k_{u, cp}; n_{эф})$$

8. Определение расчетной нагрузки:

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

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

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

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

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

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

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

Здесь расчетная мощность осветительной нагрузки определяется по формуле:

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

где A, B - длина и ширина цеха соответственно;

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

K_u - коэффициент использования освещения;

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

$$P_{предп} = \sum_1^n K_0 \cdot P_{p\Sigma}; \quad (15)$$

$$Q_{предп} = \sum_1^n K_0 \cdot Q_{p\Sigma}; \quad (16)$$

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

ЭП электромеханического цеха разделены на 3 группы:

Рассмотрим пример для 1 группы:

Для характерной категории определяется номинальная суммарная мощность:

$$P_{ном\Sigma} = 4 \cdot 2 = 8 \text{ кВт.}$$

Определение средней активной и реактивной мощности:

$$P_{cp1} = 4 \cdot 0,6 = 2,4 \text{ кВт};$$

$$Q_{cp} = 2,4 \cdot 0,75 = 1,8 \text{ кВар.}$$

Определяется суммарная средняя мощность для первой характерной категории:

$$P_{cp\Sigma1} = 2,4 \cdot 2 = 4,8 \text{ кВт};$$

$$Q_{cp\Sigma1} = 1,8 \cdot 2 = 3,6 \text{ кВар.}$$

Определение средневзвешенного коэффициента использования и средневзвешенного коэффициента:

$$K_{иср} = \frac{4,8}{8} = 0,6;$$

$$tg\varphi = \frac{3,6}{4,8} = 0,75;$$

Определяем эффективного числа ЭП:

$$n_э = \frac{(2 \cdot 8)}{4} = 4;$$

Определяем коэффициент расчетной нагрузки:

$$K_p = 1,46;$$

Определяем расчетные нагрузки:

$$P_p = 1,46 \cdot 4,8 = 7,01 \text{ кВт};$$

$$Q_p = 1,1 \cdot 3,6 = 3,96 \text{ кВар};$$

Для второй и третьей группы электроприемников расчет аналогичный.

Находим осветительную нагрузку:

$$P_{iнд} = 48 \cdot 30 \cdot 0,024 \cdot 0,85 = 29,376 \text{ кВт};$$

$$Q_{осв} = P_{осв} \cdot 0,88 = 29,376 \cdot 0,88 = 25,851 \text{ кВар};$$

Находим суммарную нагрузку цеха:

$$P_{\Sigma} = 7,01 + 143,202 + 18,453 + 29,376 = 198,9 \text{ кВт};$$

$$Q_{\Sigma} = 3,96 + 90,569 + 10,238 + 25,851 = 131,1 \text{ кВар};$$

Определяем полную нагрузку цеха и расчетный ток:

$$S = \sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2}; \tag{17}$$

$$S = \sqrt{198,9^2 + 131,1^2} = 238 \text{ кВА};$$

$$I = \frac{\sqrt{P^2_{\Sigma} + Q^2_{\Sigma}}}{\sqrt{3} \cdot 0.4}; \quad (18)$$

$$I = \frac{238}{\sqrt{3} \cdot 0.4} = 344 \text{ A.}$$

Результаты расчета остальных групп сведем в таблицу 4.

Таблица 4 - Расчет электрических нагрузок по электромеханическому цеху

Группа	Электроприемники	$P_{уст}$ кВт	n шт.	$P_{\Sigma уст}$ кВт	$K_{и}$	$tg\phi$	$P_{ср}$ кВт	$Q_{ср}$ кВар	$n_э$ шт	K_p	P_p кВт	Q_p кВар	S_p кВА
1	Вентиляторы	4	2	8	0,6	0,75	4,8	3,6					
	итого			8			4,8	3,6	4	1,46	7,01	3,96	
2	Точильно-шлифовальные станки	1,8	2	3,6	0,14	1,73	0,51	0,88					
	Настольно-сверлильные станки	2	4	8	0,14	1,73	1,12	1,94					
	Токарные полуавтоматы	9,5	4	38	0,17	1,17	6,46	7,56					
	Токарные станки	10,5	4	42	0,14	1,73	5,88	10,17					
	Слиткообдирочные станки	1,5	11	16,5	0,17	1,17	2,81	3,29					
	Горизонтально-фрезерные станки	7,5	2	15	0,14	1,73	2,1	3,63					
	Продольно-строгальные станки	9,5	2	19	0,17	1,17	3,23	3,78					
	Анодно-механические станки	65	3	195	0,17	1,17	33,15	38,79					
	итого			337,1			65,092	82,336	10	2,2	143,202	90,569	
3	Краны мостовые	12,5	2	25	0,1	1,73	2,5	4,325					
	Манипуляторы электрические	3,5	4	14	0,1	1,73	1,4	2,422					
	Тельфер	5	1	5	0,1	1,73	0,5	0,865					
	итого			53,8			5,38	7,61	6	3,43	18,453	10,238	
	Итого по цеху										198,9	131,1	238

Для остальных цехов и корпусов АО «Полюс Алдан» расчёт низковольтной нагрузки произведем аналогично. Результаты полученных расчётов представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Расчёт низковольтной нагрузки АО «Полюс Алдан»

Потребитель	$P_{\Sigma_{уст}}$ кВт	$P_{ср.}$ кВт	$Q_{ср.}$ кВар	$P_{расч}$ кВт	$Q_{расч.}$ кВар
Электромеханический цех	398,9	75,27	95,24	198,9	131,1
Корпус крупного дробления №1	697	282.90	186.71	410	270.60
Корпус измельчения №1	380.12	154.28	101.83	223.6	147.58
Котельная водогрейная	959.14	389.30	256.94	564.2	372.37
Хоз. Питьевая насосная	180.03	73.07	48.23	105.9	69.89
Сорбция №1	362.95	147.32	97.23	213.5	140.91
Фильтрация	273.36	110.95	73.23	160.8	106.13
Энергоцех	147.73	59.96	39.57	86.9	57.35
АБК, столовая	221.85	90.05	59.43	130.5	86.13
Пробирно-аналитич. лаборатория	204.68	83.08	54.83	120.4	79.46
Сгуститель №1	391.34	158.84	104.83	230.2	151.93
Компрессорная №1	901.765	366.01	241.57	530.45	350.10
Сгуститель №2	442.204	179.48	118.46	260.12	171.68
Сорбция №2	392.173	159.18	105.06	230.69	152.26
Компрессорная №2	952.765	386.71	255.23	560.45	369.90
Корпус крупного дробления №2	701.32	284.65	187.87	412.54	272.28
Корпус измельчения №2	817.67	331.88	219.04	480.98	317.45
Корпус крупного дробления №3	765.77	310.81	205.13	450.45	297.30
Корпус измельчения №3	626.59	254.32	167.85	368.58	243.26
Канализационная очистка	255.20	103.58	68.36	150.12	99.08
Насосная станция обратного водоснабж.№1	2320.67	941.92	621.67	1365.1	900.97
Насосная станция технического водоснабж.№1	1684.071	683.53	451.13	990.63	653.82
Транспортный комплекс	1914.37	777.01	512.83	1126.1	743.23
Итого				9371	6185

2.2 Расчёт осветительной нагрузки АО «Полюс Алдан»

В АО «Полюс Алдан» в качестве электрических источников света используются светодиодные лампы.

Активная расчётная нагрузка осветительных приёмников отделения определяется по удельной нагрузке:

$$P_{расч.л.} = P_{уд.л.} \cdot F_{ц}, \quad (19)$$

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

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

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

$$Q_{расч.Л.} = 0,75 \cdot P_{расч.Л.} \cdot tg\varphi_{рл}, \quad (20)$$

где $tg\varphi_{расч.Л.} = 0,5$ [13].

Пример расчёта приведем для электромеханического цеха, для остальных цехов результаты представлены в таблице 6.

Площадь пола электромеханического цеха определим по плану:

$$F_{ц} = 30 \cdot 48 = 1440 \text{ м}^2 \quad (21)$$

$$P_{расч.Л.} = P_{уд.Л.} \cdot F_{ц} = 25 \cdot 10^{-3} \cdot 1440 = 36 \text{ кВт} \quad (22)$$

$$Q_{расч.Л.} = 0,75 \cdot P_{расч.Л.} \cdot tg\varphi_{рл} = 0,75 \cdot 36 \cdot 0,5 = 13,5 \text{ кВар} \quad (23)$$

Результаты расчёта осветительной нагрузки для каждого цеха и отделения АО «Полнос Алдан» показаны в таблице 6.

Таблица 6 – Результаты расчёта осветительной нагрузки АО «Полюс Алдан»

Потребитель	$F_{ц}, м^2$	$P_{уд.л.} \frac{Вт}{м^2}$	$P_{расч.л}, кВт$	$Q_{расч.л}, кВар$
1	2	3	4	5
Электромеханический цех	1440	25	36.00	13.50
Корпус крупного дробления №1	400	25	10.00	3.75
Корпус измельчения №1	550	25	13.75	5.16
Котельная водогрейная	150	20	3.00	1.13
Хоз. Питъевая насосная	100	20	2.00	0.75
Сорбция №1	230	20	4.60	1.73
Фильтрация	120	20	2.40	0.90
Энергоцех	180	25	4.50	1.69
АБК, столовая	200	25	5.00	1.88
Пробирно-аналитич. лаборатория	60	20	1.20	0.45
Сгуститель №1	80	20	1.60	0.60
Компрессорная №1	600	25	15.00	5.63
Сгуститель №2	120	20	2.40	0.90
Сорбция №2	90	20	1.80	0.68
Компрессорная №2	750	25	18.75	7.03
Корпус крупного дробления №2	620	25	15.50	5.81
Корпус измельчения №2	540	25	13.50	5.06
Корпус крупного дробления №3	720	25	18.00	6.75
Корпус измельчения №3	400	25	10.00	3.75
Канализационная очистка	100	20	2.00	0.75
Насосная станция обратного водоснабж. №1	260	25	6.50	2.44
Насосная станция технического водоснабж. №1	280	25	7.00	2.63
Транспортный комплекс	150	20	3.00	1.13
Итого			197,5	74,06

2.3 Расчёт электрической нагрузки АО «Полюс Алдан»

Расчётная мощность высоковольтной нагрузки предприятия вычисляется по методу коэффициента расчетной нагрузки. Расчетный коэффициент характеризует отношение расчетной активной мощности к средней мощности для группы ЭП с эффективным числом больше 2.

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

$$k_p = f(k_{u.cp}; n_{эф}) \quad (24)$$

Определение расчетной нагрузки:

$$P_p = K_p \cdot P_{cp\Sigma}; \quad (25)$$

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

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

$$Q_p = Q_{cp\Sigma}, \text{ если } K_p > 1 \text{ и } n_{эф} > 10;$$

В нашем случае для внешнего высоковольтного электроснабжения $K_p = 1$. [19]

Для определения суммарной нагрузки по отделению в целом учитывают коэффициент одновременности максимумов нагрузки:

$$P_{ром0} = \sum_1^n K_0 \cdot P_{p\Sigma}; \quad (26)$$

$$Q_{ром0} = \sum_1^n K_0 \cdot Q_{p\Sigma}; \quad (27)$$

Коэффициент одновременности определяется, исходя из способа присоединения нагрузки к источнику питания.

$$P_{cp.BH} = K_u \cdot P_{уст.},$$

$$Q_{cp.BH} = K_u \cdot P_{уст.} \cdot tg\varphi,$$

где $P_{cp.}$ – средняя активная мощность;

K_u – коэффициент использования, принимаемый по справочным данным [10];

$tg\varphi$ – соответствует характерному для приемников данного предприятия средневзвешенному значению коэффициента мощности $\cos\varphi$.

Определим активную и реактивную мощность расчетной высоковольтной нагрузки мельниц, которые являются тихоходными, со скоростью до 300 оборотов в минуту:

$$P_{ср.ВН(мел)} = K_u \cdot P_{уст.} = 0,75 \cdot 1600 = 1200 \text{ кВт}, \quad (28)$$

$$Q_{расч.ВН(мел)} = tg\varphi_{мел} \cdot P_{ср.ВН(мел)} = 0,48 \cdot 1200 = 774 \text{ кВар}$$

Результаты расчётов высоковольтной нагрузки 10 кВ приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Расчёт высоковольтной нагрузки 10 кВ АО «Полюс Алдан»

№	Потребитель	$P_{уст.}$ кВт	K_u	$cos j$	$P_{расч}$ кВт	$Q_{расч.}$ квар
1	Мельницы	2x1600	0,75	0,8	2400	1548

Расчетная полная активная и реактивная мощность, отнесенная к шинам низкого напряжения ПС Нижний Куранах, находят по расчетным активным и реактивным нагрузкам цехов (как силовым – до 1 кВ и выше так и осветительным) с учетом потерь мощности в трансформаторах цеховых подстанций и коэффициента разновременности максимумов силовой нагрузки $K_{О.м}$.

Суммарные расчетные активные и реактивные нагрузки:

– силовые приемники до 1 кВ:

$$\Sigma P_{расч.НН.} = 9371 \text{ кВт},$$

$$\Sigma Q_{расч.НН.} = 6185 \text{ кВар},$$

– силовые приемники выше 1 кВ:

$$\Sigma P_{расч.ВН.} = 2400 \text{ кВт},$$

$$\Sigma Q_{сд} = -1548 \text{ кВар},$$

– осветительные приемники:

$$\Sigma P_{расч.Л.} = 197,5 \text{ кВт},$$

$$\Sigma Q_{расч.Л.} = 74,06 \text{ кВар}$$

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

$$\Delta P_{ТЦ} = 0,02 \cdot S_{расч.ΣН}; \quad (29)$$

$$\Delta Q_{ТЦ} = 0,1 \cdot S_{расч.ΣН}; \quad (30)$$

$$S_{расч.ΣН} = \sqrt{(P_{расч.ΣН})^2 + (Q_{расч.ΣН})^2} \quad (31)$$

$$P_{расч.ΣН} = \Sigma P_{расч.ΣН} + \Sigma P_{расч.ΣВН} + \Sigma P_{расч.Л.} = 9371 + 2400 + 197,5 = 11970 \text{ кВт} \quad (32)$$

$$Q_{расч.ΣН} = \Sigma Q_{расч.ΣН} + \Sigma Q_{расч.ΣВН} + \Sigma Q_{расч.Л.} = 6185 + (-1548) + 74,06 = 4711 \text{ кВар} \quad (33)$$

$$S_{расч.ΣН} = \sqrt{(11970)^2 + (4711)^2} = 12860 \text{ кВА} \quad (34)$$

$$\Delta P_{ТЦ} = 0,02 \cdot S_{расч.ΣН} = 0,02 \cdot 12860 = 257,2 \text{ кВт} \quad (35)$$

$$\Delta Q_{ТЦ} = 0,1 \cdot S_{расч.ΣН} = 0,1 \cdot 12860 = 1286 \text{ кВар} \quad (36)$$

Суммарные потери активной и реактивной мощности в цеховых сетях приближённо принимаются равными соответственно 1,5 и 2 % от полной трансформируемой мощности $S_{расч.ΣН}$:

$$\Delta P_{л.} = 0,015 \cdot S_{расч.ΣН}; \quad (37)$$

$$\Delta Q_{л.} = 0,02 \cdot S_{расч.ΣН} \quad (38)$$

$$\Delta P_{л.} = 0,015 \cdot S_{расч.ΣН} = 0,015 \cdot 12860 = 192,9 \text{ кВт} \quad (39)$$

$$\Delta Q_{л.} = 0,02 \cdot S_{расч.ΣН} = 0,02 \cdot 12860 = 257,2 \text{ кВар} \quad (40)$$

Полная, активная и реактивная мощность ПС определяется по следующим формулам:

$$P_{расч} = (\sum P_{расч.НН} + \sum P_{расч.ВН}) \cdot K_{О.м.} + \sum P_{расч.Л.} + \Delta P_{ТЦ} \quad (41)$$

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

$$P_{расч.} = (2400 + 9371) \cdot 0,9 + 197,5 + 257,2 = 11050 \text{ кВт}$$

$$Q_{расч.} = (\sum Q_{расч.НН} + \sum Q_{расч.ВН} - \sum Q_{мел.}) + \sum Q_{расч.Л.} + \Delta Q_{ТЦ} \quad (42)$$

$$Q_{расч.} = (6185 - 1548) + 197,5 + 1286 = 6120 \text{ кВар}$$

$$S_{расч.} = \sqrt{(P_{расч.})^2 + (Q_{расч.})^2} = \sqrt{(11050)^2 + (6120)^2} = 14630 \text{ кВА} \quad (43)$$

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

$$Q_{неск.} = P_{расч.} \cdot \text{tg} \varphi = 11050 \cdot 0,4 = 4420 \text{ кВар} \quad (44)$$

Расчётная нагрузка:

$$S_{расч.предприятие} = \sqrt{(P_{расч.})^2 + (Q_{неск.})^2} = \sqrt{(11050)^2 + (4420)^2} = 11900 \text{ кВА} \quad (45)$$

3 ПРОЕКТИРОВАНИЕ СИСТЕМЫ НИЗКОВОЛЬТНОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ЭЛЕКТРОМЕХАНИЧЕСКОГО ЦЕХА

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

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

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

Двухтрансформаторные подстанции рекомендуется применять при наличии потребителей I категории; для сосредоточенной цеховой нагрузки и отдельно стоящих объектов общезаводского назначения (компрессорная станция); для цехов с высокой удельной плотностью нагрузок (выше 0,5-0,7 кВА/м²).

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

$$S_{\text{дтп}} \geq \frac{P_{\text{д}}}{K_{\text{с.тпд}} \cdot N_{\text{д}}}, \quad (46)$$

где P_p - суммарная активная расчетная нагрузка цеха с учетом освещения;

$K_{\text{з.т.т.д}}$ - оптимальный коэффициент загрузки трансформатора (при наличии 3 категории равен 0,9);

$N_{\text{д}}$ - число силовых трансформаторов.

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

$$Q_T = \sqrt{(N_T \cdot K_{\text{з.т.т.д}} \cdot S_{\text{т.ном}})^2 - P_p^2}; \quad (47)$$

Определяется суммарная мощность НКУ:

$$Q_{\text{н.к.у.1}} = Q_p - Q_T;$$

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

$$Q_{\text{н.к.у.2}} = Q_p - Q_{\text{н.к.у.1}} - \gamma \cdot S_{\text{д.т.т.д}} \cdot N_{\text{д}}, \quad (48)$$

где γ - расчетный коэффициент, определяемый в зависимости от схемы питания и дополнительных показателей \hat{E}_1 и \hat{E}_2 ;

\hat{E}_1 - зависит от стоимости потерь электроэнергии, количества рабочих смен на предприятии и электрической системы.

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

Определяется суммарная мощность НКУ:

$$Q_{\text{н.к.у.с}} = Q_{\text{н.к.у.1}} + Q_{\text{н.к.у.2}} \quad (49)$$

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

Рассмотрим выбор числа и мощности трансформаторов цеха:

Определяется номинальная мощность трансформатора:

$$S_{ном.тр} = \frac{198,9}{0,9 \cdot 1} = 221 \text{ кВА};$$

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

Наибольшая реактивная мощность:

$$Q_T = \sqrt{(1 \cdot 0,9 \cdot 250)^2 - 198,9^2} = 105 \text{ кВар};$$

Определяется суммарная мощность НКУ:

$$Q_{НКУ1} = 131,1 - 105 = 25,96 \text{ кВар};$$

Определяется дополнительная мощность низковольтных компенсирующих устройств:

для данного случая $\hat{E}_1 = 9$, $\hat{E}_2 = 2$ и $\gamma = 0,28$ [10], следовательно:

$$Q_{НКУ2} = 131,1 - 25,96 - 0,28 \cdot 250 \cdot 1 = 35 \text{ кВар};$$

Определим суммарную мощность НКУ:

$$Q_{НКУ\Sigma} = 25,96 + 35 = 61,1 \text{ кВар}.$$

Определяем стандартную мощность НКУ $Q_{НКУ\Sigma стандарт} = 75$

Выбираем марку: УКН-0,38-75У3 - 1шт [10].

3.2 Выбор питающего кабеля

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

К техническим условиям относят выбор сечений по нагреву расчетным током, условиям коронирования, механической прочности, нагреву от кратковременного выделения тепла током КЗ, потерям напряжения в нормальном и послеаварийном режимах.

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

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

Максимальный ток в кабельных линиях рассчитывается по формуле:

$$I_{\max} = \frac{\sqrt{P_{\max}^2 + Q_{\max}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n_{\text{ц}}}, \quad (50)$$

где I_{\max} - максимальный ток, кА;

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

$n_{\text{ц}}$ - количество цепей;

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

Расчетный ток найдём по формуле:

$$I_p = I_{\max} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_T, \quad (51)$$

где I_{\max} - максимальный ток, А;

α_i - коэффициент, учитывающий изменение тока по годам эксплуатации;

α_T - коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки (T_M) [30].

По условиям задания коэффициента прироста нагрузки равен 1.

Рассмотрим выбор питающей линии от ПС:

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

$$I_{\text{норм}} = \frac{238}{\sqrt{3} \cdot 10} = 13,7 \text{ А.}$$

Выбираем тип кабеля АОСБ –3х16 мм².

3.3 Разработка схемы электроснабжения электромеханического цеха

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

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

Радиальная схема электроснабжения представляет собой совокупность линий цеховой электрической сети, отходящих от РУ низшего напряжения ТП и предназначенных для питания небольших групп приемников электроэнергии, расположенных в различных местах цеха, а так же когда питание

осуществляется непосредственно от ТП и двухступенчатыми, или питание осуществляется от промежуточных РП. Радиальные схемы электроснабжения применяют в тех случаях, когда невозможно применить магистральные схемы.

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

Рассмотрим питание электромеханического цеха магистральной схемы при помощи установки двух распределительных шинпроводов типа ШРА. Данный вариант целесообразен, так как цеховая трансформаторная подстанция имеет РУ НН, приемники электроэнергии расположены упорядоченно вдоль цеха. Питание станков осуществляется по помощи кабеля, присоединенного к шинпроводу через предохранитель. В месте присоединения шинпровода к распределительному устройству установлен автоматический выключатель. Даная схема показана на рисунке 3.

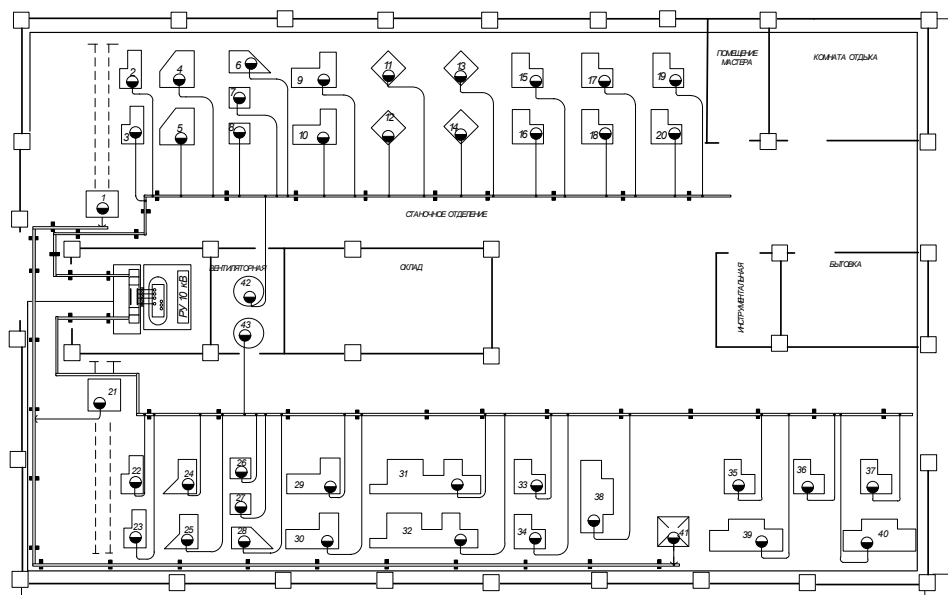


Рисунок 3 – Схема электроснабжения цеха выполненная с помощью шинпроводов

Для выбора ШРА нам необходимо посчитать нагрузки методом коэффициента расчётной нагрузки по второму этапу, где расчетный коэффициент $K_{\phi} \geq 1$. Это характерно для распределительных шкафов, щитов, пунктов, сборок и распределительных шинопроводов.

Расчёт электрических нагрузок по второму этапу для рисунка 2.

Алгоритм расчёта:

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

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

Определяем расчетный ток каждой категории:

$$I_{ШРА1} = \frac{\sqrt{P_{P1}^2 + Q_{P1}^2}}{\sqrt{3} \cdot 0.4}; \quad (52)$$

$$I_{ШРА1} = \frac{121,3}{\sqrt{3} \cdot 0.4} = 175,08 \text{ А};$$

$$I_{ШРА2} = \frac{87,1}{\sqrt{3} \cdot 0.4} = 125,7 \text{ А};$$

$$I_{ШТМ} = \frac{21,1}{\sqrt{3} \cdot 0.4} = 30,5; \text{ А};$$

Согласно расчету, выбираем ШРА1-73-250, ШРА2-73-250 и ШТМ TR60-40А.

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

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

$$I_{\phi} \leq k_{\text{н}\phi} \cdot k_{\text{г}\phi} \cdot I_{\text{аи}\text{г}}, \quad (53)$$

где I_{δ} - расчетный ток линии, питающей группу приемников (для линии, питающей единичный приемник, вместо I_{δ} принимают номинальный ток приемника $I_{\text{аи}}^{\text{н}}$);

$k_{\text{нд}}$ - поправочный коэффициент, учитывающий отличие температуры в цехе от температуры, при которой заданы $I_{\text{аи}}^{\text{н}}$ в ПУЭ, равный 0,95;

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

Номинальный ток ЭП определяется по формуле:

$$I_{\text{ии}}^{\text{н}} = \frac{P_{\text{ии}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ии}} \cdot \cos \varphi}; \quad (54)$$

Для примера расчёта произведен расчёт для манипулятора электрического.

$$I_{\text{расч}} = \frac{3,5}{\sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 0,5} = 9,2 \text{ А.}$$

По полученным данным выберем провод АПВ сечением 4 мм².

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

-для кабеля, ШРА:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I_{\text{аи}}^{\text{н}} \cdot l \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi) \cdot 10^{-3} \quad (55)$$

где r_0 , x_0 -удельное активное и индуктивное сопротивление;

l -длина питающей или распределительной линии.

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

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

$$\Delta U_{ЭП72.73} = \sqrt{3} \cdot 9,2 \cdot 0,5 \cdot (0,8 \cdot 3,1 + 0,073 \cdot 0,6) \cdot 10^{-3} = 0,063 \text{ \%};$$

$$\Delta U_{ШРА1} = \sqrt{3} \cdot 175,08 \cdot 35 \cdot (0,0001 \cdot 0,8 + 0,013 \cdot 0,6) \cdot 10^{-3} = 5,023 \text{ \%}.$$

Сведём полученные данные в таблицы 8.

Таблица 8 – Выбор марки и сечения кабелей, питающих ЭП от ШРА

Типы ЭП	Ірасч, А	Марка/сечение, мм	Іддоп А	ΔU , %
1	2	3	4	5
Манипуляторы электрические	9,23	АПВ 3×4	32	0,13
Точильно-шлифовальные станки	5,77	АПВ 3×4	32	0,045
Настольно-сверлильные станки	6,35	АПВ 3×4	32	0,069
Токарные полуавтоматы	22,206	АПВ 3×4	32	0,14
Токарные станки	28,9	АПВ 3×4	32	0,132
Слиткообдирочные станки	8,66	АПВ 3×4	32	0,036
Горизонтально-фрезерные стан	20,21	АПВ 3×4	32	0,32
Продольно-строгальные станки	28,9	АПВ 3×4	32	0,36
Анодно-механические станки	158,6	АВВГ 3×70	161	3,14
Тельфер	14,43	АПВ 3×4	32	0,69
Вентиляторы	8,12	АПВ 3×4	32	0,56

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

4 РАЗРАБОТКА СИСТЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ «ПОЛЮС АЛДАН»

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

Под системой внешнего электроснабжения понимают комплекс технических устройств, обеспечивающих передачу электроэнергии от источника питания до приёмных подстанций. Ввод на «ПОЛЮС АЛДАН» может осуществляться напряжением от 6 до 110 кВ.

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

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

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

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

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

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

Распределительное устройство по высокой стороне выполним по схеме: «два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии». Распределительное устройство по низкой стороне выполнено по схеме «одна секционированная система шин» [30].

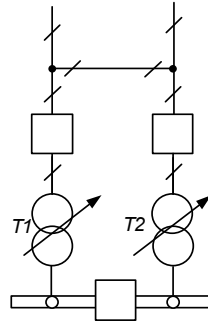


Рисунок 4 – ГПП

4.2 Выбор номинального напряжения

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

$$U_{РАЦ} = 4,34 \cdot \sqrt{l + 16 \cdot P_{\Sigma}} \quad (56)$$

где l – наибольшая длина линии;

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

$$U_{РАЦ} = 4,34 \cdot \sqrt{5 + 16 \cdot 11,050} = 48,2 \text{ кВ} \quad (57)$$

Принимаем номинальное напряжение по высокой стороне на ГПП 35 кВ.

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

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

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

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

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

4.3 Компенсация реактивной мощности

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

На промышленном предприятии уменьшение потребляемой реактивной мощности может быть достигнуто естественным путём, например улучшением режима работы приёмников, применением двигателей более совершенных конструкций, устранением их недогрузки, а также за счёт установки специальных компенсирующих устройств. Одним из средств искусственной компенсации наиболее часто применяют батареи силовых конденсаторов,

подключаемые параллельно к электросети. Их преимуществом являются простота, невысокая стоимость, недефицитность материалов, малые удельные собственные потери активной мощности. К недостаткам относятся невозможность плавного регулирования реактивной мощности, пожароопасность, наличие остаточного заряда.

Рассмотрим выбор КУ на ГПП.

Требуемая мощность компенсирующих устройств:

$$Q_{КУ\text{требуемая}} = Q_{MAX} - P_{max} \cdot \operatorname{tg}\varphi_{пред} \quad (58)$$

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

$\operatorname{tg}\varphi_{пред}$ – предельное значение коэффициента реактивной мощности для 10 кВ составляет 0,4 согласно приказу №380 [22].

По заданным коэффициентам мощности определяем заданную максимальную реактивную мощность:

$$Q_3 = P_{max} \cdot \operatorname{tg}\varphi_{зад} = 11050 \cdot 0,4 = 4,42 \text{ MVar};$$

Мощность необходимых КУ на одну секцию шин.

$$Q_{KV} = \frac{5,25 - 4,42}{2} = 0,415 \text{ MVar} \quad (59)$$

Фактическая мощность компенсирующего устройства:

$$Q_{KV.i}^{\Phi} = S \cdot n \quad (60)$$

где n – количество устанавливаемых батарей конденсаторов;

S – мощность батарей конденсаторов.

$$Q_{KV}^{\Phi} = n \cdot S = 1 \cdot 0,45 = 0,45 \text{ MVar}. \quad (61)$$

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

Определяем нескомпенсированную реактивную мощность для двух секций шин:

$$Q_{HECK.i} = Q_i - 2 \cdot Q_{KY.i}^{\Phi}; \quad (62)$$

$$Q_{HECK.3} = Q_3 - 2 \cdot Q_{KY.3}^{\Phi} = 5,25 - 2 \cdot 0,450 = 4,35 \text{ Мвар} \quad (63)$$

4.4 Выбор числа и мощности трансформаторов на ГПП

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

При оценке мощности, которая будет приходиться в послеаварийном режиме на оставшийся в работе трансформатор, следует учитывать его перегрузочную способность. В противном случае можно без достаточных оснований завысить установленную мощность трансформаторов и тем самым увеличить стоимость ГПП. В послеаварийных режимах допускается перегрузка трансформаторов до 140 % на время максимума (не более 6 ч в сутки на протяжении не более 5 суток), при этом коэффициент заполнения суточного графика нагрузки не должен быть больше 0.75 (коэффициент заполнения

графика нагрузки – отношение среднесуточного тока нагрузки к наибольшему току за сутки). Такая перегрузка может быть допущена при условии, что система обладает передвижным резервом трансформаторов. Следует учитывать, что при аварии на одном из параллельно работающих трансформаторов допускается отключение потребителей III категории. Практически это осуществимо в том случае, если потребители III категории питаются по отдельным линиям.

Расчётная мощность для выбора трансформатора определяется по формуле:

$$S_{тр\text{расч}} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_{неск}^2}}{n_m \cdot k_{зонт}} \quad (64)$$

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

$P_{ср}$ – расчетная активная мощность, МВт;

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

n_m – число трансформаторов;

$k_{зонт}$ – оптимальный коэффициент загрузки.

Рассчитаем мощность трансформатора на ГПП:

$$S_{тр\text{расч}} = \frac{\sqrt{11,05^2 + 4,35^2}}{2 \cdot 0,7} = 8,5 \text{ МВА} \quad (65)$$

Принимаем трансформаторы ТДН 10000 [14]

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

$$k_{з\text{норм}} = \frac{\sqrt{P_{расч}^2 + Q_{неск}^2}}{(n_m) \cdot S_{тр}} \quad (66)$$

$$k_{3n/a} = \frac{\sqrt{11,05^2 + 4,35^2}}{10 \cdot 2} = 0,594 \quad (67)$$

Условие выполняется.

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

$$k_{3n/a} = \frac{\sqrt{P_{расч}^2 + Q_{неск}^2}}{(n_m - 1) \cdot S_{тр}} \quad (68)$$

При этом должно выполняться условие:

$$k_{3n/a} \leq 1,4 \quad (69)$$

$$k_{3n/a} = \frac{\sqrt{11,05^2 + 4,35^2}}{10} = 1,19 \quad (70)$$

Условие выполняется, следовательно, трансформатор выбран, верно.

5 РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ СХЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

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

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

Первый вариант предусматривает строительство двух ВЛ-35 кВ от ВЛ-35 Нижний Куранах – Карьер №1 до проектируемой ГПП 35/10 кВ, протяженностью 4 км и от ПС 220 кВ Нижний Куранах с расширением ОРУ 35 кВ на одну линейную ячейку до проектируемой ГПП протяженностью 6 км. Первый вариант представлен на рисунке 5.

Второй вариант, предусматривает строительство двух воздушных линий 35 кВ от ПС 220 кВ Нижний Куранах до ГПП, с расширением ОРУ 35 кВ на две линейных ячейки на ПС 220 кВ Нижний Куранах. Второй вариант представлен на рисунке 6.

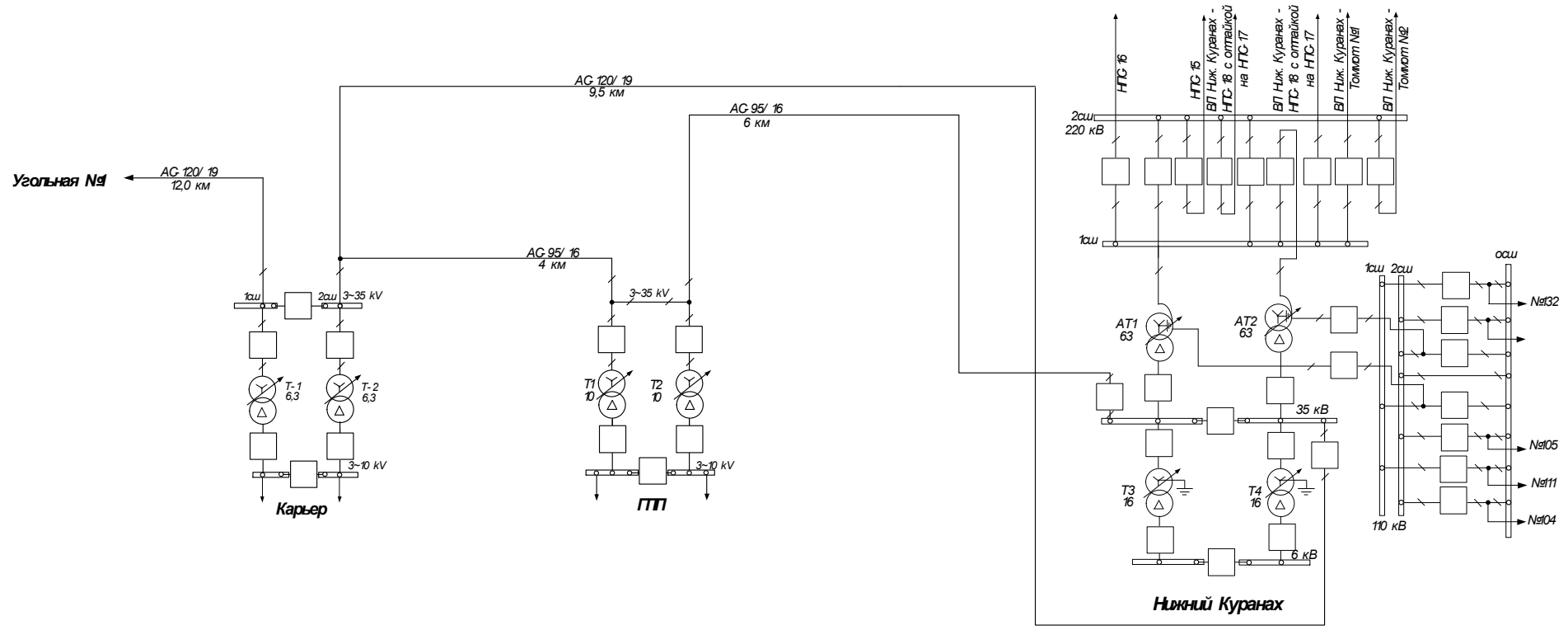


Рисунок 5 – 1 Вариант развития электрической сети

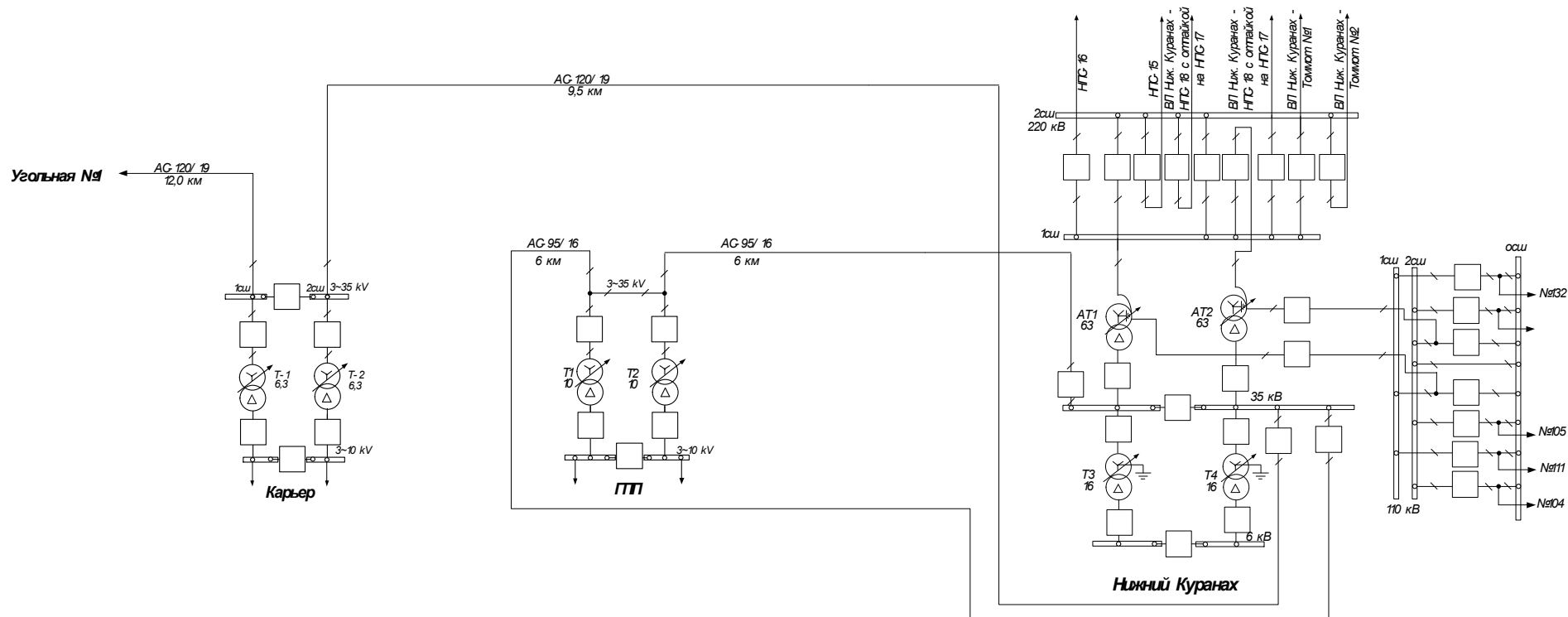


Рисунок 6 – 2 Вариант развития электрической сети

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

Таблица 9 - Технический анализ вариантов

U _{ном}	Линия	l, км	n _{цеп}	Кол. Выключат.
1 Вариант				
35 кВ	отпайка на ГПП ВЛ 35 кВ Нижний Куранах - Карьер и ВЛ 35 кВ ГПП – Нижний Куранах	10		4
2 Вариант				
35 кВ	ВЛ 35 кВ Нижний Куранах – ГПП	12		4

Критерием для выбора сечения проводников воздушных линий является минимум приведенных затрат. В качестве такого показателя при проектировании электрической сети 35 кВ является экономическая плотность тока.

Экономическое сечение проводов определяется по приведенному расчетному току, учитывающему изменение токовой нагрузки во времени:

$$S_{\text{эк}} = \frac{I_{\text{расч}}^{\text{np}}}{j_{\text{эк}}}, \quad (71)$$

где $S_{\text{эк}}$ – экономическое сечение провода, мм²;

$I_{\text{расч}}^{\text{np}}$ – приведенный расчетный ток, определенный с учетом фактора времени, А;

$j_{\text{эк}}$ – экономическая плотность тока провода, А/мм².

Приведенный расчетный ток определяем по формуле:

$$I_{\text{расч}}^{\text{np}} = \alpha \cdot I_5, \quad (72)$$

где I_5 – базисный ток, принимаемый по току пятого года эксплуатации, А;

α – поправочный коэффициент, зависящий от изменения тока во времени [30]:

$$\alpha = \sqrt{0,15 + 0,25(i_1 - 0,3)^2 + 0,35 \cdot (i_{нб} - 0,1)^2} \quad (73)$$

В этой формуле $i_1 = I_1 / I_5$ – расчетный ток первого года эксплуатации линии электропередачи, отнесенный к току пятого года; $i_{нб} = I_{нб} / I_5$ – наибольший расчетный ток за пределами пятого года эксплуатации линии электропередачи, отнесенный к току пятого года.

Сечение, полученное в результате указанного расчета, округляется до ближайшего стандартного значения.

Для ВЛ 35 кВ $I_{нб}$ принимаем равным расчетному току на уровне пятого года эксплуатации, который с учетом среднегодового прироста электропотребления равен:

$$I_{нб} = \frac{\sqrt{P_{max}^2 + Q_{max}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \cdot \left(1 + \frac{n}{100}\right)^5, \quad (74)$$

где P_{max} – наибольшая активная мощность, протекающая по линии;

Q_{max} – наибольшая реактивная мощность, протекающая по линии.

$$I_{нб} = \frac{\sqrt{11,050^2 + 4,35^2}}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 2} \cdot \left(1 + \frac{4,2}{100}\right)^5 = 129 \text{ A}$$

$$\alpha = \sqrt{0,15 + 0,25(83,9 / 105 - 0,3)^2 + 0,35 \cdot (129 / 105 - 0,1)^2} = 0,811$$

$$I_{расч}^{нр} = 0,811 \cdot 105 = 85,16 \text{ A}$$

$$S_{эк} = \frac{85,16}{1,1} = 77 \text{ мм}^2$$

Принимаем на ГПП ВЛ 35 кВ провода марки АС-95/16.

Для первого варианта схемы внешнего электроснабжения необходимо проверить сечение существующей линии ВЛ 35 кВ Нижний Куранах – Карьер.

Существующее сечение провода АС 95, на 23 опоре идет присоединение, необходимо до 23 опоры проверить сечение провода АС - 95

$$I_{нб} = \frac{\sqrt{16,33^2 + 8,24^2}}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 2} \cdot \left(1 + \frac{4,2}{100}\right)^5 = 223 A$$

$$\alpha = \sqrt{0,15 + 0,25(145 / 181 - 0,3)^2 + 0,35 \cdot (223 / 181 - 0,1)^2} = 0,67$$

$$I_{расч}^{нр} = 0,67 \cdot 181 = 121,44 A$$

$$S_{эк} = \frac{121,44}{1,1} = 110,4 \text{ мм}^2$$

Необходима замена существующего сечение провода АС 95/16 на сечение 120/19.

Согласно данным контрольного замера 16.12.2021 загрузка трансформаторов на Нижний Куранах с вновь водимой нагрузкой составит АТ 1- 34,9 %, АТ 2 – 36,5%.

5 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ СРАВНЕНИЕ ДВУХ ВАРИАНТОВ

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

Определение капитальных вложений в сеть

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

Капитальные вложения определяются по формуле:

$$K = K_{ВЛ} + K_{П/С} \quad (75)$$

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

$K_{П/С}$ – капиталовложения в ГПП.

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

Капиталовложения в воздушные линии определяются по формуле:

$$K_{ВЛ} = k_0 \cdot l \cdot k_{пер} \quad (76)$$

где k_0 – стоимость одного километра строительства линии в ценах 2000 г.;

$k_{пер}$ – коэффициент переоценки (индекс цен).

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

Таблица 10 – Капиталовложения в ВЛ:

U _{ном}	Линия	Марка провода	Пцеп	l, км	к ₀ , тыс. руб./км	Квл руб.
1 Вариант						
35 кВ	отпайка на ГПП ВЛ 35 кВ Нижний Куранах-Карьер и ВЛ 35 кВ ГПП - Нижний Куранах	АС-120 АС-95		10	4920	251,3 млн. руб.
2 Вариант						
35 кВ	ВЛ 35 кВ Нижний Куранах – ГПП	АС-95		12	4163	249,8 млн. руб.

Капитальные вложения на ГПП определяются по формуле:

$$K_{П/С} = (K_{ОРУ} + K_{тр} + K_{ку} + K_{пост})k_{пер}, \quad (77)$$

где $K_{ОРУ}$ – укрупненные показатели стоимости открытых распределительных устройств (ОРУ) [28];

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

$K_{ку}$ – укрупненные показатели стоимости компенсирующих устройств, тыс.руб. [28];

$K_{пост}$ – постоянные затраты на строительство подстанций [28].

Произведем сравнение капиталовложений в оба варианта.

Для первого и второго варианта:

$$K_{П/С} = (40+8+0+28) \cdot 6.41 = 439,5 \text{ млн. руб.}$$

В эксплуатационные издержки входят:

Суммарные затраты электросетевых хозяйств на ремонтно-эксплуатационное обслуживание сетей по укрупнённым стоимостным показателям:

$$I_{p\text{ЭО}} = \alpha_{p\text{ЭО}} \cdot K, \quad (78)$$

где $\alpha_{p\text{ЭО}}$ – нормы отчислений на обслуживание [28].

1) Амортизационные отчисления:

$$I_a = K \cdot \alpha, \quad (79)$$

где K – капиталовложения в ВЛ и ГПП;

α – норма амортизационных отчислений для силового оборудования.

Результаты расчётов сводятся в таблицу 11.

Таблица 11 – Издержки

Издержки	1 Вариант	2 Вариант
I_a , тыс. руб.	35065	34498
I_{Σ} , тыс. руб.	31198	31098
Суммарные издержки	66263	65499

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

$$Z_{\text{ср.г}} = E \cdot K + I \quad (80)$$

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

K – капитальные вложения;

I – суммарные эксплуатационные издержки.

Таблица 12 – Сравнение вариантов

Эквивалентные годовые расходы	1 Вариант	2 Вариант
Z , руб	675,23 млн. руб.	657,85 млн. руб.

Суммарные эквивалентные годовые расходы у двух вариантов разница меньше 5%. По результатам технико-экономических расчётов и с учетом надежности оптимальным считается вариант 2, подключение от ПС 220 кВ Нижний Куранах двумя воздушными линиями.

6 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ 0,4 КВ И ВЫБОР НИЗКОВОЛЬТНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Короткими замыканиями называют замыкания между фазами, замыкания фаз на землю (нулевой провод) в сетях с глухо и эффективно-заземленными нейтральными, а также витковые замыкания в электрических машинах. Короткие замыкания возникают при нарушении изоляции электрических цепей. Чаще всего КЗ происходят через переходное сопротивление, например, через сопротивление электрической дуги, возникающей в месте повреждения изоляции. Иногда, возникает металлическое КЗ без переходного сопротивления. Для упрощения анализа в большинстве случаев при расчете токов КЗ рассматривают металлическое КЗ без учета переходных сопротивлений. Расчеты токов КЗ производятся для выбора или проверки параметров электрооборудования, а также для выбора или проверки уставок релейной защиты и автоматики.

6.1 Расчет токов короткого замыкания электромеханического цеха

В электроустановках переменного тока напряжением до 1кВ расчёт токов КЗ выполняют с целью проверки коммутационных аппаратов и шинопроводов на динамическую стойкость проверка чувствительности и селективности действия защит. При напряжении 1кВ даже небольшое сопротивление оказывает существенное влияние на ток КЗ. Поэтому в расчётах учитывают все активные и индуктивные сопротивления короткозамкнутой цепи, включая активные сопротивления различных контактов и контактных соединений, а также сопротивления электрической дуги в месте КЗ.

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

$$I_{\dot{e}.0}^{(3)} \leq \frac{U_{\dot{n}\dot{o}.i\dot{i}\dot{i}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{r_{1\varepsilon}^2 + x_{1\varepsilon}^2}}, \quad (81)$$

где $U_{\dot{n}\dot{o}.i\dot{i}\dot{i}}$ -среднее номинальное напряжение сети, в которой рассматривается КЗ, В;

$r_{1\varepsilon}$, $x_{1\varepsilon}$ -соответственно суммарное активное и индуктивное сопротивление прямой последовательности цепи КЗ, мОм.

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

$$r_{1\varepsilon} = \sum_{i=1}^n r_i; \quad (82)$$

$$x_{1\varepsilon} = \sum_{i=1}^n x_i. \quad (83)$$

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

$$x_c = \frac{U_{\dot{n}\dot{o}.i\dot{i}\dot{i}}^2}{\sqrt{3} \cdot I_{\dot{e}.i\dot{i}} \cdot U_{\dot{n}\dot{o}.i\dot{i}}}; \quad (84)$$

$$r_T = \frac{\Delta P_K \cdot U_{HH.ном}^2}{S_{T.ном}^2} \cdot 10^6; \quad (85)$$

$$x_T = \sqrt{\left(\frac{u_k}{100}\right)^2 \cdot \left(\frac{\Delta P_K}{S_{T.ном}}\right)^2} \frac{U_{HH.ном}^2}{S_{T.ном}} \cdot 10^6; \quad (86)$$

6.2 Расчёт токов несимметричного короткого замыкания

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

$$I_{\epsilon,0}^{(1)} \leq \frac{U_{\bar{n}\bar{d}.i\bar{i}i} / \sqrt{3}}{Z_{\epsilon}^{(1)} \cdot /3 + Z_i}, \quad (87)$$

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

Z_i - полное сопротивление петли фаза-нуль от трансформатора до точки КЗ.

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

$$Z^{(1)} = \sqrt{(x_{1\dot{0}} + x_{2\dot{0}} + x_{0\dot{0}} + 2 \cdot x_{\bar{n}\bar{e}\bar{n}})^2 + (r_{1\dot{0}} + r_{2\dot{0}} + r_{0\dot{0}} + 3 \cdot r_{i\dot{a}\dot{a}})^2}, \quad (88)$$

где $x_{1\dot{0}}, x_{2\dot{0}}, x_{0\dot{0}}, r_{1\dot{0}}, r_{2\dot{0}}, r_{0\dot{0}}$ - индуктивные и активные сопротивления прямой, обратной и нулевой последовательностей силового трансформатора.

Точки короткого замыкания будем определять для шин КТП, для самого дальнего ЭП, и для самого близкого ЭП.

В качестве примера рассмотрим точку К1 для ШРА1.

Схема замещения для ШРА1 (для ШРА2 аналогичная) будет выглядеть следующим образом:



Рисунок 7 – Схема замещения

Сопротивление системы определяется по следующей формуле:

$$x_c = \frac{400^2 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 10.5} = 0,88 \text{ мОм}.$$

Для трансформатора ТМ-250/10: $\Delta P_{\dot{E}} = 7.6 \text{ кВт}$, $U_{K,\%} = 5.5 \%$, $U_{HH} = 0,4 \text{ кВ}$.

Активное сопротивление силового трансформатора:

$$r_{mp} = \frac{7.6 \cdot 0,4^2}{250^2} \cdot 10^6 = 3.064 \text{ мОм}.$$

Индуктивное сопротивление силового трансформатора:

$$X_{mp} = \sqrt{5.5 \cdot \left(\frac{100 \cdot 7.6}{630}\right)^2} \cdot \frac{0.4^2}{630} \cdot 10^4 = 13.628 \text{ мОм}. \quad (89)$$

Активные и индуктивные сопротивления прямой последовательности шинопроводов, кабелей:

$$r_{ш72} = r_{шрауд} \cdot l = 2.05 \cdot 0.1 = 0.205; \quad (90)$$

$$x_{ш72} = x_{шрауд} \cdot l = 2,05 \cdot 0,13 = 0,266, \quad (91)$$

где $r_{\phi 0}$, $x_{\phi 0}$ -удельные активные и индуктивные сопротивления прямой последовательности, мОм/м;

l -длина от ЭП 35 до шинопровода.

Сопротивление расцепителя автоматических выключателей на вводе определяем по таблице 2.54 [3], мОм:

$$X_{кв1} = 0.13; \quad R_{кв1} = 0.41;$$

Сопротивление шин КТП, мОм:

$$X_{кш1} = 0.06; \quad R_{кш1} = 0.1;$$

Определяем удельные сопротивления КЛ:

$$X_{кл72} = x_{0кл1} \cdot l_{кл1} = 0.043 \text{ мОм};$$

$$R_{\text{кл}72} = r_{0\text{кл}1} \cdot l_{\text{кл}1} = 1.81 \text{ мОм};$$

Определяем сопротивление контактов КЛ-ШРА:

$$R_{\text{кл}72} = 0.004 + 0.085 = 0.089 \text{ мОм}$$

Определим токи короткого замыкания для точки К1:

Определяем активное и индуктивное сопротивления цепи:

$$X_{\Sigma 1} = X_c + X_{m1} + X_{\text{шункТП}} + X_{\text{кв}} = 0,88 + 13,628 + 0,13 + 0,06 = 14,698 \text{ мОм}.$$

$$r_{\Sigma 1} = r_{m1} + r_{\text{кв}2} + r_{\text{шкТП}} = 3,064 + 0,41 + 0,1 = 3,574 \text{ мОм}.$$

Периодическая составляющая тока трехфазного короткого замыкания в начальный момент времени определяется по формуле:

$$I_{\text{но}1} = \frac{U_{\text{срн}} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{r_{\Sigma 1}^2 + X_{\Sigma 1}^2}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{3.6^2 + 14.7^2}} = 15.27 \text{ кА}. \quad (92)$$

Переходное активное сопротивление дуги в месте КЗ зависит в основном от тока КЗ и длины дуги и рассчитывается по формуле:

$$r_{\text{д}} = 16 \cdot \frac{\sqrt{l_{\text{д}}}}{I_{\text{но}}^{0.85}} = 16 \cdot \frac{\sqrt{60}}{10.144} = 12.134 \text{ мОм}, \quad (93)$$

где $l_{\text{д}}$ - начальное действующее значение периодической составляющей тока в месте КЗ, определяемое с учетом сопротивления дуги:

$l_{\text{д}} = a$, так как a - расстояние между фазами проводников, $a=40$, то и

$l_{\text{д}} = 60$ мм.

Пересчитываем активное сопротивление с учетом сопротивления дуги:

$$r'_{\Sigma 1} = r_{\Sigma 1} + r_{\text{д}} = 3.574 + 12.134 = 15.708 \text{ мОм}. \quad (94)$$

Периодическая составляющая трехфазного тока с учетом сопротивления дуги равно:

$$I_{no1} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{15.708^2 + 14.698^2}} = 10.735 \text{ кА.}$$

Определим постоянную затухания аperiodической составляющей:

$$T_{a1} = \frac{X_{\Sigma 1}}{\omega \cdot r_{\Sigma 1}} = \frac{14.698}{314 \cdot 3.574} = 0.012 \text{ с.} \quad (95)$$

Ударный ток:

$$I_{y01} = \sqrt{2} \cdot I_{no} \cdot \left(1 + e^{-(0.01/T_a)}\right) = \sqrt{2} \cdot 15.268 \cdot \left(1 + e^{-(0.01/0.012)}\right) = 31.6 \text{ кА} \quad (96)$$

Рассмотрим расчет однофазного КЗ:

Сопротивления трансформаторов прямой, обратной и нулевой последовательности равны между собой. Индуктивное сопротивление системы удваивается, а шинпроводов увеличивается в десять раз. Также сопротивления автоматических выключателей и кабелей увеличивается в три раза.

Определяем активное и реактивное сопротивления цепи:

$$X_{0\Sigma 1} = 2X_c + 3X_{m1} + 3X_{\text{шинКТП}} + 3X_{\text{кв1}} = 1,76 + 40,884 + 0,39 + 0,75 = 43,784 \text{ мОм}$$

$$r_{0\Sigma 1} = 3r_{\Sigma 1} - 3r_{\text{шинкТП}} + 3r_{\text{шин0}} = 10,721 - 0,1 + 0,33 = 11,411 \text{ мОм}$$

$$I'_{no1} = \frac{U_{срнн} \cdot \sqrt{3}}{\sqrt{r_{0\Sigma 1}^2 + X_{0\Sigma 1}^2}} = \frac{0,4 \cdot \sqrt{3}}{\sqrt{11,4^2 + 43,8^2}} = 15,312 \text{ кА}$$

Сопротивление дуги определим следующим образом:

$$r'_{\partial 1} = 16 \cdot \frac{\sqrt{100}}{15,312^{0,85}} = 12,099$$

Пересчитываем активное сопротивление с учетом сопротивления дуги:

$$r'_{0\Sigma 1} = r_{0\Sigma 1} + r'_{\partial 1} = 11,411 + 12,099 = 23,51 \text{ мОм.}$$

Периодическая составляющая трехфазного тока с учетом сопротивления дуги равно:

$$I'_{\text{но1}} = \frac{U_{\text{срнн}} \cdot \sqrt{3}}{\sqrt{(r'_{0\Sigma1})^2 + (X_{0\Sigma1})^2}} = \frac{400 \cdot \sqrt{3}}{\sqrt{12.099^2 + 43.784^2}} = 13.941 \text{ кА.}$$

6.3 Результаты расчёта токов короткого замыкания

Для наглядности сведём результаты расчёта для всех точек при симметричном и несимметричном коротком замыкании в таблицу 13.

Таблица 13 – Результаты расчёта токов короткого замыкания

Номер ЭП	т. КЗ на схеме	$I_{\text{помах}}^{(3)}$, кА	$I_{\text{помин}}^{(3)}$, кА	$I_{\text{по}}^{(1)}$, кА, без учета сопротивления дуги	$I_{\text{по}}^{(1)}$, кА, с учетом сопротивления дуги	$I_{\text{уд}}$, кА
3	1	15,268	10,735	15,312	13,941	31,654
	2	14,963	10,5	14,964	13,627	30,737
	3	14,393	12,661	11,305	10,643	23,363
19	1	15,268	10,735	15,312	13,941	31,654
	2	10,887	7,484	9,906	8,772	22,572
	3	8,004	6,651	4,648	4,339	11,826
22	1	15,268	10,735	15,312	13,941	31,654
	2	14,875	10,418	14,824	13,486	30,423
	3	14,29	12,5	7,189	6,669	26,324
37	1	15,268	10,735	15,312	13,941	31,654
	2	10,863	7,466	9,878	9,107	20,02
	3	8,33	6,792	8,271	7,558	31,788

6.4 Выбор аппаратов защиты электрооборудования

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

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

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

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

6.4.1 Выбор плавких предохранителей

Условия выбора и проверки плавкого предохранителя:

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

$$U_{\text{н.п.д}} \geq U_{\text{н.н.}}; \quad (97)$$

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

$$I_{\text{в.д}} \geq I_{\text{р}}; \quad (98)$$

$$I_{\text{в.д}} \geq \frac{I_{\text{п}}}{k_{\text{д.п}}}, \quad (99)$$

где $I_{\text{в.д}}$ - ток плавкой вставки предохранителя;

$I_{\text{р}}$ - расчетный ток группы ЭП;

$I_{\text{п}}$ - пиковый ток с учетом кратности пуска ЭД;

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

Проверка плавкой вставки определяется по условию:

$$I_{\text{т.д.п}} \leq 3 \cdot I_{\text{в.д.п}} \quad (100)$$

Для примера рассмотрим выбор предохранителя манипулятора электрического: $P_{ном} = 3,5 \text{ кВт}$, $\cos \varphi = 0,5$ [12].

$$U_{ном.л} \geq U_{сети};$$

$$0,4 \text{ кВ} \geq 0,4 \text{ кВ};$$

Номинальный ток:

$$I_{расч} = \frac{3,5}{\sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 0,5} = 9,2 \text{ А.}$$

Пусковой ток для данного станка определяется по формуле:

$$I_n = 5 \cdot I_{ном} = 5 \cdot 9,2 = 46 \text{ А};$$

$$I_{вст} = \frac{I_n}{2,5} = \frac{46}{2,5} = 18,4 \text{ А};$$

$$I_{нвст} = 31,5 \text{ А};$$

$$I_{нвст} \geq I_p = 31,5 \geq 18,4 \text{ А};$$

Выбираем плавкую вставку на ток $I_{нвст} = 31,5 \text{ А}$. Выбираем предохранитель ПН2-100/31,5.

Расчет предохранителей для остальных групп ЭП сведём в таблицу 14.

Таблица 14 - Данные выбранных предохранителей

Наименование ЭП	I_p , А	$I_{пуск}$, А	$I_{вст}$, А	$I_{ном.вст}$, А	Маркировка пред.
1	2	3	4	5	6
Манипуляторы электрические	9,23	38,49	15,396	31,5	ПН2-100/31,5
Точильно-шлифовальные станки	5,77	28,8	11,5	31,5	ПН2-100/31,5
Настольно-сверлильные станки	6,35	31,75	12,7	31,5	ПН2-100/31,5
Токарные полуавтоматы	22,206	111,03	44,4	50	ПН2-100/50
Токарные станки	28,9	144,5	57,8	63	ПН2-100/63
Слиткообдирочные ст.	8,66	43,31	17,3	31,5	ПН2-100/31,5

1	2	3	4	5	6
Горизонтально-фрезерные стан	20,21	101,05	40,42	50	ПН2-100/50
Продольно-строгальные станки	28,9	112,5	45	50	ПН2-100/50
Анодно-механические станки	158,6	832,5	303	315	ПН2-400/315
Тельфер	14,43	72,5	28,9	31,5	ПН2-100/31,5
Вентиляторы	8,12	40,59	16,3	31,5	ПН2-100/31,5

6.4.2 Выбор автоматических выключателей

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

Автоматические выключатели могут иметь следующие встроенные в них расцепители:

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

Условия выбора и проверки автоматического выключателя:

1. Соответствие номинального напряжения автоматического выключателя номинальному напряжению сети:

$$U_{ном.в} \geq U_{ном.с}; \quad (101)$$

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

$$I_{\text{дв}} \geq I_{\text{д}}; \quad (102)$$

3. Проверка осуществляется по току электромагнитного расцепителя:

$$I_{\text{с.о.}} \geq k_n I_n, \quad (103)$$

где I_n - пиковый (пусковой) ток ЭП;

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

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

$$I_n = (k_n - 1) \cdot I_{\text{м.ном}} + I_p, \quad (104)$$

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

I_p - расчетный ток группы электродвигателей;

k_n - кратность пуска.

4. Определяем ток электромагнитного расцепителя:

$$I_{\text{дв}} \geq 8 I_{\text{д}} \quad (105)$$

5. Проверка по согласованию с тепловым расцепителем:

$$I_{\text{н.расц}} \leq 1,5 \cdot I_{\text{дл.дон}}. \quad (106)$$

Для примера выберем АВ для ШРА1:

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

$$250 \text{ A} \geq 175,08 \text{ A};$$

$$I_{\text{дв}} = 8 \cdot 250 = 2000 \text{ A};$$

$$I_{\text{пуск}} = 437,7 \text{ A};$$

$$I_{\text{нск1}} = 437,7 + (175,08 - 0,1 \cdot 113,1) = 521 \text{ A};$$

$$I_{ср.эм} \geq 1,25 \cdot I_{пик} = 1,25 \cdot 521 = 651 \text{ А};$$

$$I_{н.расц} \leq 3 \cdot I_{дл.донШРА} = 250 \leq 651 \text{ А}.$$

Выбираем АВ ВА53-37-250А.

Данные других АВ сведём в таблицу 15.

Таблица 15 – Выбор АВ

Название элемента	Расчетный ток, А	Пиковый ток, А	Ток расцепителя	Тип АВ
ШРА 1	175,08	521	250	ВА53-37
ШРА 2	125,7	395	250	ВА53-37
ШТМ	30,5	52,3	40	ВА51-31

7 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ НА ШИНАХ ГПП И ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ НА ГПП

7.1 Расчет токов короткого замыкания на шинах ГПП

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

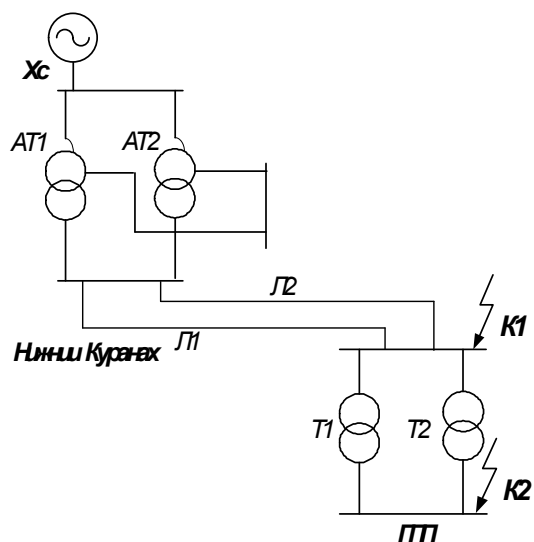


Рисунок 8 – Расчетная схема сети для расчета токов КЗ

Схема замещения выглядит следующим образом.

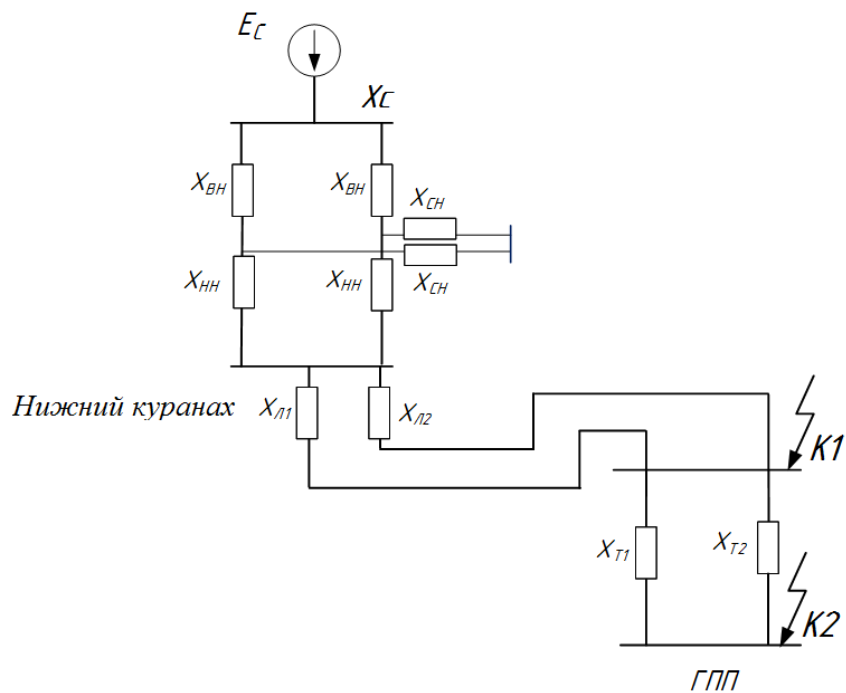


Рисунок 9– Схема замещения для расчёта тока КЗ на шинах 35 и 10 кВ

В качестве примера рассчитаем точки КЗ 1, КЗ 2. Рассчитаем параметры схемы замещения, найдём сопротивление всех элементов.

Сопротивление системы определяется выражением:

$$X_C = \frac{S_{\bar{0}}}{\sqrt{3} \cdot I_{IIO}^{(3)} \cdot U_{cp.ном}} \quad (107)$$

где $I_{IIO}^{(3)}$ – периодическая составляющая тока трехфазного КЗ для момента начала КЗ (информация взята с преддипломной практики).

$$X_C = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 12,3 \cdot 37} = 0,127 \text{ о.е.},$$

Параметры питающих линий:

ВЛ 35 кВ Нижний Куранах – ГПП:

$L_{л1,2} = 12$ км, марка провода АС-95, $x_0 = 0,421$ Ом/км;

Сопротивление линий находится по формуле:

$$X_{л} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\bar{0}}}{U_1^2} \quad (108)$$

$$X_{л1,2} = 0,421 \cdot 12 \cdot \frac{100}{35^2} = 0,34 \text{ о.е.}$$

$$X_I = \frac{X_{л1} \cdot X_{л2}}{X_{л1} + X_{л2}} = \frac{0,34 \cdot 0,34}{0,34 + 0,34} = 0,17 \text{ о.е.} \quad (109)$$

Сопротивление трансформаторов на ГПП:

$$X_{mp} = \frac{1}{2} \cdot \frac{U_k}{100} \cdot \frac{S_{\bar{0}}}{S_{mp}} = \frac{1}{2} \cdot \frac{10,5}{100} \cdot \frac{100}{10} = 0,51 \text{ о.е.} \quad (110)$$

Сопротивление трансформаторов на ПС 220 кВ Нижний Куранах:

$$U_{KB} = 0,5 \cdot (U_{KBH} + U_{KBC} - U_{KCH}) = 0,5 \cdot (20 + 12,5 - 6,5) = 13\%. \quad (111)$$

$$U_{KC} = 0,5 \cdot (U_{KBC} + U_{KCH} - U_{KBH}) = 0,5 \cdot (12,5 + 6,5 - 20) = 0,5\%. \quad (112)$$

$$U_{KH} = 0,5 \cdot (U_{KCH} + U_{KBH} - U_{KBC}) = 0,5 \cdot (6,5 + 20 - 12,5) = 7\% \quad (113)$$

$$X_{ATB} = \frac{U_{KB\%}}{100\%} \cdot \frac{S_{\bar{6}}}{S_{T2}} = \frac{13}{100} \cdot \frac{100}{63} = 0,52 \text{ о.е.} \quad (114)$$

$$X_{ATH} = \frac{U_{KH\%}}{100\%} \cdot \frac{S_{\bar{6}}}{S_{T2}} = \frac{7}{100} \cdot \frac{100}{63} = 0,28 \text{ о.е.} \quad (115)$$

$$X_{TC} = 0 \text{ о.е.} \quad (116)$$

$$X_2 = \frac{1}{2} \cdot X_{TB} = \frac{1}{2} \cdot 0,52 = 0,26 \text{ о.е.} \quad (117)$$

Эквивалентим схему замещения:

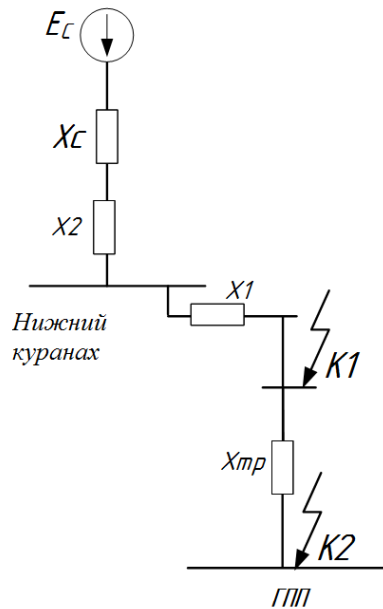


Рисунок 10 – Преобразование схемы замещения

Суммарное сопротивление до точки К1:

$$X_{\Sigma K1} = X_c + X_2 + X_1 = 0,127 + 0,26 + 0,17 = 0,56 \text{ о.е.} \quad (118)$$

Суммарное сопротивление до точки К2:

$$X_{\Sigma K2} = X_{mp} + X_{\Sigma K1} = 0,51 + 0,56 = 1,07 \text{ о.е.} \quad (119)$$

Определяем базисные токи:

$$I_{\delta} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta}} \quad (120)$$

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

$$I_{\delta 2} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,5 \text{ кА}$$

Ток трехфазного короткого замыкания в точке К1:

$$I_{\text{пок1}}^{(3)} = \frac{E}{X_{\Sigma 1}} \cdot I_{\delta 1} = \frac{1}{0,56} \cdot 1,56 = 2,8 \text{ кА} \quad (121)$$

Ток трехфазного короткого замыкания в точке К2:

$$I_{\text{пок2}}^{(3)} = \frac{E}{X_{\Sigma 2}} \cdot I_{\delta 2} = \frac{1}{1,07} \cdot 5,5 = 5,14 \text{ кА}$$

Определим ударные токи по следующей формуле:

$$I_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot I_{n0} \cdot k_{y\delta} \quad (122)$$

Согласно [3, с.110] принимаем среднее значение $k_{y\delta} = 1,608$ для точки К1, $k_{y\delta} = 1,369$ для точек К2. Тогда ударные токи будут равны:

$$I_{y\delta 1} = \sqrt{2} \cdot I_{n0.1} \cdot k_{y\delta 1} = \sqrt{2} \cdot 2,8 \cdot 1,608 = 6,4 \text{ кА},$$

$$I_{y\delta 2} = \sqrt{2} \cdot I_{n0.2} \cdot k_{y\delta 2} = \sqrt{2} \cdot 5,14 \cdot 1,369 = 9,95 \text{ кА}.$$

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

$$I_{\text{КЗ}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{n0} \quad (123)$$

Тогда токи составят:

$$I_{K31}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{n0.1} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 2,8 = 2,4 \text{ кА},$$

$$I_{K33}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{n0.2} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 5,14 = 4,45 \text{ кА}.$$

7.2 Выбор и проверка выключателей 35 кВ

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

Выбор выключателя производится по следующим параметрам:

- напряжению: $U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сет.ном}}$;
- длительному току : $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{норм.расч}}$; $k_{\text{пт}} I_{\text{ном}} \geq I_{\text{прод.расч}}$.

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

Затем проверяется возможность отключения апериодической составляющей тока КЗ:

$$i_{\text{а.ном}} = \sqrt{2} \cdot \beta_{\text{норм}} \cdot I_{\text{откл.ном}} / 100 \geq i_{\text{ат}}, \quad (124)$$

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

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

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

τ – наименьшее время от начала КЗ до момента расхождения дугогасительных контактов:

$$t = t_{3 \text{ min}} + t_{\text{с.в}}, \quad (125)$$

где $t_{3 \text{ min}}$ – минимальное время действия релейной защиты; $t_{\text{с.в}}$ – собственное время отключения выключателя.

По включающей способности проверка производится по условию:

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

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

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

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

$I_{\text{п0}}$ – начальное значение периодической составляющей тока КЗ в цепи выключателя.

На электродинамическую стойкость выключатель проверяется по предельным сквозным токам КЗ:

$$i_{\text{пр.скв}} \geq i_{\text{уд}}; I_{\text{пр.скв}} \geq I_{\text{п0}}, \quad (126)$$

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

$I_{\text{пр.скв}}$ – действующее значение периодической составляющей предельного сквозного тока КЗ [26].

На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу тока КЗ:

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}, \quad (127)$$

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

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

$B_{\text{к}}$ – тепловой импульс тока КЗ (интеграл Джоуля) по расчету:

$$B_{\text{к}} = I_{\text{п0}}^2 (t_{\text{откл}} + T_{\text{а}}), \text{кА}^2 \cdot \text{с}, \quad (128)$$

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

$T_{\text{а}}$ – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ.

Тепловой импульс тока КЗ равен:

$$B_k = 2,8^2 \cdot (3 + 0,01) = 19,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Выбираем колонковый элегазовый выключатель ВГТ-35П-40/630 с пружинным приводом типа ППрК.

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

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

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

Аperiodическая составляющая тока КЗ равна:

$$i_{at} = \sqrt{2} \cdot I_{n0} \cdot e^{\frac{-t}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 2,8 \cdot e^{\frac{-0,045}{0,03}} = 0,88 \text{ кА.}$$

Для определения действующего значения периодической составляющей $I_{\tau t}$ в любой момент КЗ t используется метод типовых кривых. Он основан на использовании кривых изменения во времени отношения действующих значений периодической составляющей тока КЗ от генератора в произвольный и начальный моменты времени, т. е. $\gamma_t = I_{\tau t} / I_{n0} = f(t)$, построенных для разных удаленностей точки КЗ. Метод типовых кривых целесообразно применять в тех случаях когда точка КЗ находится у выводов генераторов или на небольшой электрической удаленности от них. Если же энергосистема связана с точкой КЗ непосредственно как в нашем случае, то действующее значение аperiodической составляющей тока КЗ от системы при трехфазном КЗ для любого момента времени можно считать равным $I_{\tau t} = I_{n0} = \text{const}$.

Определим номинальное допустимое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе выключателя:

$$i_{a.ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot b_{норм} \cdot I_{откл.ном}}{100} = \frac{\sqrt{2} \cdot 40 \cdot 12,5}{100} = 7,07 \text{ кА.}$$

Термическая стойкость:

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

Максимальный рабочий ток выключателя на стороне ВН:

$$I_{max p} = \frac{1,4 \cdot S_{ВН}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{1,4 \cdot \sqrt{11,05^2 + 4,35^2}}{\sqrt{3} \cdot 35} = 0,239 \text{ кА.} \quad (129)$$

Результаты выбора выключателя на ГПП сведены в таблице 16.

Таблица 16 – Каталожные и расчетные данные по выбору выключателя 35 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном}=35 \text{ кВ}$	$U_{сет.ном}=35 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{сет.ном}$
$I_{ном}=630 \text{ А}$	$I_{max}=239 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{max}$
$I_{откл.ном} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{пт} = 2,8 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} \geq I_{пт}$
$i_{a.ном} = 7,07 \text{ кА}$	$i_{ат} = 2,4 \text{ кА}$	$i_{a.ном} \geq i_{ат}$
$I_{пр.скв} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{п0} = 2,8 \text{ кА}$	$I_{пр.скв} \geq I_{п0}$
$i_{дин} = 42 \text{ кА}$	$i_{ога} = 6,4 \text{ кА}$	$i_{дин} \geq i_{уд}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 156 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\epsilon} = 19,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_{к}$

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

7.3 Выбор и проверка разъединителей 35 кВ

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

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

На высокой стороне выбираем разъединители РГ-35/630 УХЛ1 с двигательным электроприводом типа ПД-14УХЛ1.

Таблица 17 – Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном}=35$ кВ	$U_{сет.ном}=35$ кВ	$U_{ном} \geq U_{сет.ном}$
$I_{ном}=630$ А	$I_{max}=239$ А	$I_{ном} \geq I_{max}$
$i_{дин}=42$ кА	$i_{уд}=6,4$ кА	$I_{откл.ном} \geq I_{пт}$
для главных ножей: $I_{тер}^2 \cdot t_{тер}=1350$ кА ² ·с	$V_k=19,7$ кА ² ·с	$i_{а.ном} \geq i_{ат}$
для заземляющих ножей: $I_{тер}^2 \cdot t_{тер}=156$ кА ² ·с	$V_k=19,7$ кА ² ·с	$I_{пр.скв} \geq I_{п0}$

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

7.4 Выбор и проверка трансформаторов тока 35 кВ

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

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

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

Для выбора трансформатора тока необходимо определить нагрузку вторичной обмотки:

$$Z_2 \leq Z_{2ном} ,$$

где Z_2 - вторичная нагрузка трансформатора тока;

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

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

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

$$R_2 = R_{приб} + R_{пр} + R_k;$$

Прежде чем приступить к выбору трансформаторов тока, необходимо определить число и тип измерительных приборов, включенных во вторичную цепь и иметь данные о длине l соединенных проводов. Их минимальные сечения должны быть 2,5 мм² по меди и 4 мм² по алюминиевым. Максимальные сечения, соответственно - 6 и 10 мм². Затем определяется сопротивление наиболее нагруженной фазы, в соответствии со схемой соединения приборов контроля и учета, считая что $Z_{пров} = R_{пров}$.

На стороне ВН выберем трансформатор тока ТОЛ - 35 II. Состав вторичной нагрузки трансформатора тока приведен в таблице 18.

Таблица 18 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

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

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

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

$$\Sigma r_{\text{приб}} = \frac{\Sigma S_{\text{приб}}}{I_{2н}^2} = \frac{8,24}{5^2} = 0,329 \text{ Ом}, \quad (130)$$

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

I_2 - вторичный номинальный ток прибора.

Переходное сопротивление контактов принимается равным $R_k = 0,1$ Ом.

Сечение провода определяется по формуле:

$$S = \frac{\rho \cdot l}{r_{\text{пр}}}, \quad (131)$$

где l - длина соединительного кабеля, которая зависит от напряжения;

$\rho = 0,028$ - удельное сопротивление материала (алюминий).

Принимаем кабель АКРНГ с сечением 4 мм², тогда сопротивление провода будет равно:

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{q} = \frac{0,028 \cdot 85}{4} = 0,595 \text{ Ом}. \quad (132)$$

Тогда сопротивление нагрузки будет равно:

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

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора тока представлено в таблице 19.

Таблица 19 - Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 300 \text{ А}$	$I_p = 239 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$Z_{2\text{НОМ}} = 15 \text{ Ом}$	$Z_2 = 1,024 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}}$
$I_{\text{дин}} = 100 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 6,4 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$
$I_T^2 \cdot t_T = 156 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 19,7 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T \geq B_k$

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

7.5 Выбор и проверка трансформаторов напряжения 35 кВ

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим условиям:

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

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном},$$

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

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

Трансформаторы напряжения также как и трансформаторы тока выбираются цифровые.

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

Измерительные трансформаторы напряжения своей первичной обмоткой включаются параллельно в цепь высокого напряжения. Во вторичную цепь включаются тоже параллельно. Вводы в аппарат и изоляция первичной обмотки выбираются по напряжению первичной цепи. Номинальное напряжение вторичной обмотки обычно 100 В. Сечения проводов первичной и вторичной цепей трансформаторов напряжения невелики, они зависят от мощности трансформатора, но чаще всего выбираются наименьшими допустимыми по механической прочности. Они связываются контрольными кабелями с приборами вторичных устройств, которые размещаются на панелях щитов и пультов. Измерительные трансформаторы напряжения должны быть малогабаритными, легкими и совершенными аппаратами, надежно

работающими в электроустановках. В применяемых схемах и конструкциях должны снижаться до минимума все виды погрешностей для получения высокой точности измерений. Условия выбора трансформаторов напряжения приведены в таблице 20.

Таблица 20 - Условия выбора и проверки трансформаторов напряжения

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

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

На сторону ВН ГПП выбираем трансформатор напряжения НАМИ - 35 УХЛ1. Вторичная нагрузка трансформаторов представлена в таблице 21.

Таблица 21 - Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Наименование прибора	Прибор	$S_{Обм}$, ВА	sin	cos	Число приборов	P, Вт	Q, Вар
Вольтметр	СВ3020	4	0	1	1	4	0
Ваттметр	СР3020	5	0,91	0,42	2	10	4,2
Варметр	СР3020	5	0,91	0,42	2	10	4,2
Счетчик АЭ	Энергомера СЕ 208-308	7,5	0.38	0,92 5	2	15	13,8
Счетчик АЭ	Энергомера СЕ 208-308	7,5	0.38	0.92 5	2	15	13,8
Сумма						54	36

$$S_p = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{54^2 + 36^2} = 64,9 \text{ ВА};$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора напряжения представлено в таблице 22.

Таблица 22 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{HT} = 35 \text{ кВ}$	$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$
$S_H = 100 \text{ ВА}$	$S_p = 64,9 \text{ ВА}$	$S_H \geq S_p$

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

7.6 Выбор комплектных распределительных устройств на ГПП

Комплектное распределительное устройство (КРУ) – это распределительное устройство, состоящее из закрытых шкафов с встроенными в них аппаратами, измерительными и защитными приборами и вспомогательными устройствами.

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

Максимальный рабочий ток на стороне НН ГПП:

$$I_{max p} = \frac{1.4 \cdot S_{THOM}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{1.4 \cdot 10}{\sqrt{3} \cdot 10} = 808 \text{ А.} \quad (133)$$

К установке принимаем КРУ серии К-63.

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

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

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

Применяются вакуумные выключатели с дополнительными расцепителями работающими в режиме дешунтирования.

Релейная защита присоединений к шкафам КРУ обеспечивается многофункциональными малогабаритными высоконадежными микропроцессорными блоками фирмы «Сириус».

7.7 Выбор и проверка выключателей встроенных в КРУ 10 кВ

Предварительно выбираем на вводах вакуумный выключатель ВВ/TEL-10-20/630 встроенный в выкатной элемент ВЭ/TEL.

Тепловой импульс тока КЗ равен:

$$B_k = I_{n0}^2 (t_{откл} + T_a) = 5,14^2 \cdot (2,5 + 0,01) = 66 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \quad (134)$$

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

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

I_{n0} – начальное значение периодической составляющей тока КЗ в цепи выключателя.

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

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

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

Апериодическая составляющая тока КЗ равна:

$$i_{at} = \sqrt{2} \cdot I_{n0} \cdot e^{\frac{-t}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 5,14 \cdot e^{\frac{-1,015}{0,01}} = 1,62 \text{ кА} \quad (135)$$

Действующее значение периодической составляющей тока КЗ от системы при трехфазном КЗ для любого момента времени можно считать равным $I_{пт} = I_{п0}$ (таблица 13).

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

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

Термическая стойкость:

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

Максимальный рабочий ток выключателя на стороне НН:

$$I_{max p} = \frac{S_{НН}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{\sqrt{(9,78)^2 + (3,39)^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 598 \text{ А.}$$

Выбираем секционный и вводной выключатель на ГПП марки ВВ/TEL-10-20/630. Результаты выбора вводного и секционного выключателя на стороне 10 кВ представлены в таблицах 23 и 24.

Таблица 23 – Данные по выбору вводного выключателя

Выключатель	Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
ВВ/TEL-10-20/1000	$U_{\text{НОМ}}=10 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.НОМ}}=10 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{сет.НОМ}}$
	$I_{\text{НОМ}}=1000 \text{ А}$	$I_{\text{макс}}=808 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{макс}}$
	$I_{\text{откл.НОМ}} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{\text{пт}} = 5,14 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.НОМ}} \geq I_{\text{пт}}$
	$i_{\text{а.НОМ}} = 10,08 \text{ кА}$	$i_{\text{ат}} = 4,45 \text{ кА}$	$i_{\text{а.НОМ}} \geq i_{\text{ат}}$
	$I_{\text{пр.скв}} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}} = 5,14 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.скв}} \geq I_{\text{п0}}$
	$i_{\text{дин}} = 32 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 9,95 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$
	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 156 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 66 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$

Таблица 24 – Данные по выбору секционного выключателя

Выключатель	Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
ВВ/TEL-10-20/630	$U_{\text{НОМ}}=10 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.НОМ}}=10 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{сет.НОМ}}$
	$I_{\text{НОМ}}=630 \text{ А}$	$I_{\text{макс}}=598 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{макс}}$
	$I_{\text{откл.НОМ}} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{\text{пт}} = 5,14 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.НОМ}} \geq I_{\text{пт}}$
	$i_{\text{а.НОМ}} = 10,08 \text{ кА}$	$i_{\text{ат}} = 4,45 \text{ кА}$	$i_{\text{а.НОМ}} \geq i_{\text{ат}}$
	$I_{\text{пр.скв}} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}} = 5,14 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.скв}} \geq I_{\text{п0}}$
	$i_{\text{дин}} = 32 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 9,95 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$
	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 156 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 66 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$

Расчет выбора выключателей по фидерам на ГПП аналогичный.

Результаты выбора выключателей по фидеру 10 кВ от ТП электромеханического цеха сведены в таблицу 25.

Таблица 25 – Данные по выбору выключателя Ф-1 ГПП

Выключатель	Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
ВВ/TEL-10-20/630	$U_{\text{НОМ}}=10 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.НОМ}}=10 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{сет.НОМ}}$
	$I_{\text{НОМ}}=630 \text{ А}$	$I_{\text{макс}}=13,7 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{макс}}$
	$I_{\text{откл.НОМ}} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{\text{пт}} = 5,14 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.НОМ}} \geq I_{\text{пт}}$
	$i_{\text{а.НОМ}} = 10,08 \text{ кА}$	$i_{\text{ат}} = 4,45 \text{ кА}$	$i_{\text{а.НОМ}} \geq i_{\text{ат}}$
	$I_{\text{пр.скв}} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}} = 5,14 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.скв}} \geq I_{\text{п0}}$
	$i_{\text{дин}} = 32 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 9,95 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$
	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 156 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 66 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$

7.8 Выбор трансформатора тока в КРУ 10 кВ

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

Состав вторичной нагрузки трансформатора тока приведен в таблице 26.

Таблица 26 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

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

Расчет производим аналогично.

$Z_{2ном} = 2,6$ Ом - допустимое сопротивление нагрузки на трансформатор тока;

$\sum r_{приб}$ - суммарное сопротивление приборов подключенных к трансформаторам тока на стороне НН.

$$\sum r_{приб} = \frac{\sum S_{приб}}{I_{2н}^2} = \frac{8,24}{5^2} = 0,329 \text{ Ом}, \quad (136)$$

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

I_2 - вторичный номинальный ток прибора.

Переходное сопротивление контактов принимается равным $R_K = 0,1$ Ом.

Сечение провода определяется по формуле:

$$S = \frac{\rho \cdot l}{r_{пр}};$$

Принимаем кабель АКРНГ с сечением 4 мм², тогда сопротивление провода будет равно:

$$r_{пр} = \frac{\rho \cdot l_{расч}}{S} = \frac{0,028 \cdot 10}{4} = 0,07 \text{ Ом}.$$

Тогда сопротивление нагрузки будет равно:

$$Z_2 = r_{\text{проб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}} = 0,329 + 0,07 + 0,1 = 0,499 \text{ Ом}.$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора тока представлено в таблице 27.

Таблица 27 - Проверка трансформатора тока на вводе 10 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{н}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{н}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{р}} \leq U_{\text{н}}$
$I_{\text{н}} = 1000 \text{ А}$	$I_{\text{р}} = 808 \text{ А}$	$I_{\text{р}} \leq I_{\text{н}}$
$Z_{2\text{ном}} = 0,8 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,499 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}$
$I_{\text{дин}} = 102 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 9,95 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$
$I^2_{\text{т}} \cdot t_{\text{т}} = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} = 66 \text{ кА}^2\text{с}$	$I^2_{\text{т}} \cdot t_{\text{т}} \geq B_{\text{к}}$

На секционном выключателе выбираем трансформатор тока марки ТОЛ-10-1-У2. Сопоставление расчетных и каталожных данных сводим в таблицу 28.

Таблица 28 – Проверка ТТ на секционном выключателе

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{н}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{н}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{р}} \leq U_{\text{н}}$
$I_{\text{н}} = 600 \text{ А}$	$I_{\text{р}} = 598 \text{ А}$	$I_{\text{р}} \leq I_{\text{н}}$
$Z_{2\text{ном}} = 0,8 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,499 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}$
$I_{\text{дин}} = 102 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 9,95 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$
$I^2_{\text{т}} \cdot t_{\text{т}} = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} = 66 \text{ кА}^2\text{с}$	$I^2_{\text{т}} \cdot t_{\text{т}} \geq B_{\text{к}}$

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

Сопоставление расчетных и каталожных данных сводим в таблицу 29.

Таблица 29 – Проверка ТТ на отходящем присоединении Ф-1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{н}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{н}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{р}} \leq U_{\text{н}}$
$I_{\text{н}} = 100 \text{ А}$	$I_{\text{р}} = 13,7 \text{ А}$	$I_{\text{р}} \leq I_{\text{н}}$
$Z_{2\text{ном}} = 0,8 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,499 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}$
$I_{\text{дин}} = 102 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 9,95 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$
$I^2_{\text{т}} \cdot t_{\text{т}} = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} = 66 \text{ кА}^2\text{с}$	$I^2_{\text{т}} \cdot t_{\text{т}} \geq B_{\text{к}}$

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

7.9 Выбор трансформатора напряжения в КРУ 10 кВ

На сторону НН выбираем трансформатор напряжения НАМИ-10-95-У2. Вторичная нагрузка трансформатора напряжения представлена в таблице 30.

Таблица 30 - Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Наименование прибора	Прибор	$S_{Обм},$ ВА	sin	cos	Число приборов	P, Вт	Q, Вар
Вольтметр	СВ3020	4	0	1	1	4	0
Ваттметр	СР3020	5	0,91	0,42	5	25	10,5
Варметр	СР3020	5	0,91	0,42	5	25	10,5
Счетчик АЭ	Энергомера СЕ 208-308	7,5	0.38	0,92 5	5	37,5	14,3
Счетчик АЭ	Энергомера СЕ 208-308	7,5	0.38	0.92 5	5	37,5	14,3
Сумма						125	49,6

$$S_p = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{125^2 + 49,6^2} = 134,5 \text{ ВА};$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителя представлено в таблице 31.

Таблица 31 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{нт} = 10 \text{ кВ}$	$U_n = 10 \text{ кВ}$	$U_{нт} \geq U_n$
$S_n = 105 \text{ ВА}$	$S_n = 134,5 \text{ ВА}$	$S_n \geq S_p$

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

7.10 Выбор и проверка токоведущих частей 10 кВ

В закрытых РУ 10 кВ ошиновка и сборные шины выполняются жесткими алюминиевыми шинами. Медные шины из-за высокой их стоимости не применяются даже при больших токовых нагрузках. При токах до 3000 А

применяются одно- и двухполосные шины. При больших токах рекомендуются шины коробчатого сечения.

Номинальный ток:

$$I_{\max p} = \frac{S_{HH}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{\sqrt{(11,05)^2 + (4,35)^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 598 \text{ A}; \quad (137)$$

Выбираем алюминиевые двухполосные шины прямоугольного сечения марки АО:

$$2 \times (6 \times 50) \text{ мм}, S = 297 \text{ мм}^2.$$

$$I_{доп} = 745 \text{ A}.$$

Проверка по термостойкости исходя из данных расчета точки КЗ.

$$I_{но} = 5,14 \text{ кА}; T_d = 0,02 \text{ [30]}; i_{yd} = 9,95 \text{ кА}.$$

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} = \frac{\sqrt{104,604 \cdot 10^6}}{91} = 112,39 \text{ мм}^2, \quad (138)$$

где $C = 91$ - для алюминиевых шин и кабелей [26];

q_{\min} – минимальное сечение провода.

B_k - тепловой импульс тока КЗ

$$q_{\min} < S.$$

Длину пролета между опорными изоляторами примем равной $L = 1,5$ м [26].

Собственная частота колебаний шины при выбранной L :

$$f_0 = \frac{173,2}{L^2} \cdot \sqrt{J} = \frac{173,2}{1,5^2} \sqrt{\frac{2,67}{2}} = 17,57 \text{ Гц} \quad (139)$$

где J - момент инерции шины, который равен

$$J = \frac{0,8 \cdot 5^3}{12} = 6,25 \text{ см}^4; \quad (140)$$

q - поперечное сечение выбранной шины.

Определяем максимальное усилие, приходящееся на один метр длины шины (Н/м)

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{y0}}{a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{2330^2}{1,5} = 10,276 \text{ Н / м} \quad (141)$$

где i_{y0} - ударный ток на шине (А);

a - расстояние между фазами (м).

Напряжение, в материале шины возникающее из-за изгибающего усилия, (МПа):

$$s_{расч} = \frac{f \cdot L^2}{10W_{\phi}} = \frac{10,276 \cdot 1,5^2}{10 \cdot 2,5} = 0,925 \text{ МПа} , \quad (142)$$

где L - длина пролета между опорными изоляторами (м);

W_{ϕ} - момент сопротивления шины, который равен:

$$W_{\phi} = \frac{0,6 \cdot 5^2}{6} = 2,5 \text{ см}^3.$$

Для выбранной шины $\sigma_{дон} = 90$ МПа, следовательно, напряжение в материале шины не превышает допустимого, а это значит, что они механически прочны.

7.11 Выбор и проверка ТСН в КРУ 10 кВ

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

Мощность трансформаторов СН выбирается по нагрузкам СН с учетом коэффициента загрузки и одновременности.

Определяем нагрузку собственных нужд и сводим в таблицу 32.

Таблица 32 – нагрузка собственных нужд [26]

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

Суммарная активная мощность определяется по формуле:

$$P_{\Sigma} = \sum_{i=0}^n P_i ; \quad (143)$$

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

Суммарная мощность электроприемников определяется по выражению:

$$S_{\Sigma} = \frac{P_{\Sigma}}{\cos \varphi}, \quad (144)$$

где $\cos \varphi$ – коэффициент мощности, равный 1 [16].

Найдем суммарную мощность для второй категории:

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

Определяем мощность трансформатора по формуле:

$$S_{TCH} = \frac{S_{\Sigma}}{k_3 \cdot N_T}. \quad (145)$$

Определяем мощность трансформатора для первой категории:

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

Выбираем ТМ-100/10 кВА.

7.12 Выбор и проверка опорных изоляторов 10 кВ на жестких шинах

Жесткие шины крепятся на опорных изоляторах.

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

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

$$U_{уст} \leq U_{ном},$$

$$F_{расч} = 0,6F_{разр} = F_{доп}. \quad (146)$$

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

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

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

Изолятор необходимо проверить на механическую прочность:

Максимальная сила, действующая на изгиб (Н):

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{y0}^2}{a} \cdot l \cdot K_h \cdot 10^{-7} = \sqrt{3} \frac{9950^2}{1} \cdot 1 \cdot 1,446 \cdot 10^{-7} = 22,29 \text{ Н}; \quad (147)$$

Поправка на высоту прямоугольных шин:

$$K_h = \frac{H}{H_{уз}} = \frac{H_{уз} + b + h / 2}{H_{уз}} = \frac{130 + 8 + 100 / 2}{130} = 1,446; \quad (148)$$

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

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

Выбор и результаты оборудования приведены на 3 листе графической части выпускной квалификационной работы.

8 МОЛНИЕЗАЩИТА И ЗАЗЕМЛЕНИЕ ГПП

8.1 Заземление ГПП

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

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

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

$$R \leq \frac{250}{I}, \quad (149)$$

где I – расчетный ток замыкания на землю, А.

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

Определим площадь S ГПП используемой под заземление:

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

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

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

Выбранное сечение проверяется на коррозионную стойкость по формуле:

$$F_{\text{кор}} = \pi \cdot \delta_{\text{ср}} (d_{\text{пр}} + \delta_{\text{ср}}), \quad (150)$$

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

$$\delta_{\text{ср}} = a_{\text{к}} \cdot \ln(T)^3 + b_{\text{к}} \cdot \ln(T)^3 + c_{\text{к}} \cdot \ln(T)^3 + d_{\text{к}}, \text{ мм} \quad (151)$$

где T – расчетный срок службы заземлителя, 240 месяцев;

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

$$\delta_{\text{ср}} = 0,0026 \cdot \ln(240)^3 + 0,00915 \cdot \ln(240)^3 + 0,0104 \cdot \ln(240)^3 + 0,0224 =$$

$$= 0,782 \text{ мм};$$

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

Подтверждается правильность выбора сечения прутков для заземлителя ГПП согласно условию:

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

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

Глубина залегания горизонтальных элементов заземлителя принимается 0,8 метров.

Пользуясь планом расположения оборудования показанный на листе №5 графической части выпускной квалификационной работы.

Определяется месторасположение и длина горизонтальных заземлителей, принимая во внимание, что размеры ячеек заземляющей сетки, примыкающей к

местам присоединения нейтралей силовых трансформаторов не должна превышать 6×6 метров.

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

Суммарная длина горизонтальных заземлителей определяется по формуле:

$$L = \left(\frac{S}{a_q} \right) \cdot 2 = \left(\frac{2394,4}{6} \right) \cdot 2 = 798,13 \text{ м.} \quad (152)$$

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

Число ячеек в этом случае определяется как:

$$m = \frac{L}{2 \cdot a} - 1 = \frac{798,13}{2 \cdot 48,93} - 1 = 7,16 \quad (153)$$

принимаем значение – 8 штук.

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

Длина горизонтальных полос в этой модели определяется по формуле:

$$L = 2 \cdot a \cdot (m + 1) = 2 \cdot 48,93 \cdot (8 + 1) = 880,8 \text{ м.} \quad (154)$$

Количество вертикальных электродов находится из выражения:

$$n_b = \frac{4 \cdot a}{\frac{a_q}{l_b} \cdot l_b} = \frac{4 \cdot 48,93}{6} = 33,62, \quad (155)$$

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

l_b – длина вертикальных электродов, м.

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

Определение стационарного сопротивления заземлителя, выполненного в виде сетки:

$$R_{ст} = \rho \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_B \cdot l_B} \right), \quad (156)$$

где ρ – удельное сопротивление грунта [17];

Удельное сопротивление первого и второго слоя грунта:

$$\rho_1 = \rho_{\text{э}1};$$

$$\rho_2 = \rho_{\text{э}2};$$

Находим отношения по кривой [17]:

$$\rho = \frac{\rho_{\text{э}1}}{\rho_{\text{э}2}};$$

Определяем эквивалентное сопротивление грунта двухслойного модели грунта:

$$\rho_{\text{ЭКВ}} = \frac{\rho_{\text{ЭКВ}}}{\rho_2} \cdot \rho_2 = 100;$$

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

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

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

$$R_{и} = R_{ст} \cdot \alpha_{и}, \quad (157)$$

$$\alpha_{и} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_{\text{ЭКВ}} + 320) \cdot (I_{\text{мол}} + 45)}}, \quad (158)$$

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

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

$$R_{\text{и}} = 0,32 \cdot 1,26 = 0,4 \leq 10 \text{ Ом.}$$

Полученное значение сопротивление заземлителя менее 10 Ом, что соответствует требованиям ПУЭ.

8.2 Защита от прямых ударов молнии

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

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

- 8 м для порталов 35 кВ;
- 6 м для остального оборудования (высота ЗРУ 10 кВ).

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

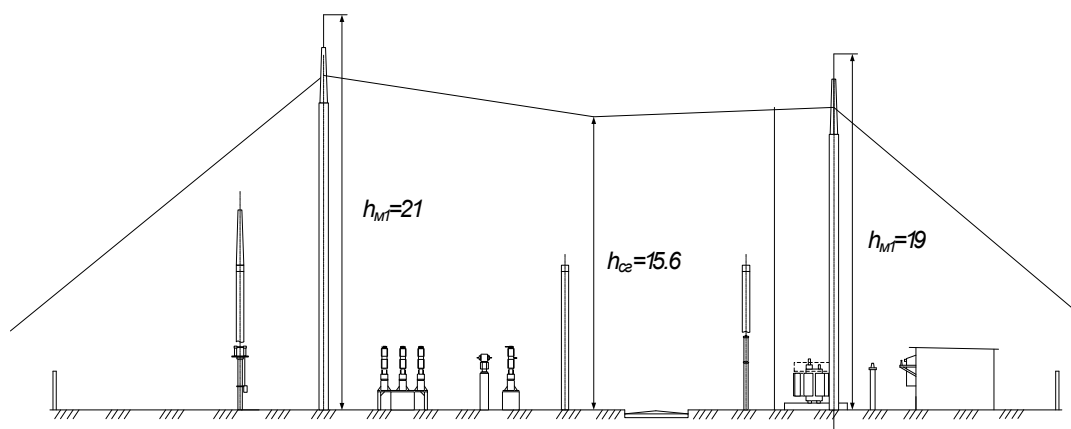


Рисунок 11 - Зоны защиты двойных стержневых молниеотводов

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

$$h_{эф1} = 0,85 \cdot h = 0,85 \cdot 21 = 17,8 \text{ м}; \quad (159)$$

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

$$r_{0.1} = (1,1 - 0,002 \cdot h_1) \cdot h_1 = (1,1 - 0,002 \cdot 21) \cdot 21 = 22,2 \text{ м}; \quad (160)$$

$$r_{0.2} = (1,1 - 0,002 \cdot h_2) \cdot h_2 = (1,1 - 0,002 \cdot 19) \cdot 19 = 20,2 \text{ м};$$

Устанавливаем два свободностоящих молниеотвода.

Границы внутренней области зоны защиты рассчитываются по формуле:

$$r_{ci} = r_{c0} \cdot \frac{h_{cr} - h_i}{h_{cr}}, \quad (161)$$

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

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

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

$$h_{cr} = h_{эф} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h) \cdot (L - h) \quad (162)$$

Для 1 молниеотвода определим:

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

Для 2 молниеотвода:

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

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

$$h_{cr12} = \frac{h_{cr1} - h_{cr2}}{2} = \frac{16,6 - 14,6}{2} = 15,6 \text{ м} \quad (163)$$

Радиус зоны защиты молниеотвода на высоте h защищаемых порталов 35 кВ:

$$r_{1,1} = r_{0,1} \cdot \left(1 - \frac{h_{об1}}{h_{эф1}}\right) = 22,2 \cdot \left(1 - \frac{8}{17,8}\right) = 12,3 \text{ м}, \quad (164)$$

$$r_{2,1} = r_{0,2} \cdot \left(1 - \frac{h_{об1}}{h_{эф2}}\right) = 20,2 \cdot \left(1 - \frac{8}{16,1}\right) = 10,2 \text{ м}$$

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

Границы внутренней области зоны защиты на высоте порталов 35 кВ определяются следующим образом:

$$r_{c1} = r_{c01} \cdot \left(\frac{h_{cr1} - h_{об1}}{h_{cr1}}\right) = 22,2 \cdot \left(\frac{16,6 - 8}{16,6}\right) = 11,5 \text{ м} \quad (165)$$

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

$$r_{c12} = \frac{r_{c1} - r_{c2}}{2} = \frac{11,5 - 9,1}{2} = 10,3 \text{ м} \quad (166)$$

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

8.3 Выбор и проверка ограничителей перенапряжения на ГПП

Нелинейные ограничители перенапряжения предназначены для защиты изоляции электрооборудования от атмосферных и коммутационных перенапряжений. В отличие от традиционных вентильных разрядников с

искровыми промежутками и карборундовыми резисторами ограничители перенапряжения не содержат искровых промежутков и состоят только из колонки металлооксидных нелинейных резисторов (варисторов) на основе окиси цинка, заключенных в полимерную или фарфоровую покрывку.

ОПН имеют ряд преимуществ по сравнению с ранее используемыми, для защиты от перенапряжений разрядниками:

- благодаря высокой нелинейности варисторов достигается быстрая реакция на импульсные переходные процессы с быстро нарастающим фронтом (грозовые перенапряжения).

- низкий и постоянный уровень защитного напряжения обеспечивает надежную защиту элемента настройки и самого заградителя в целом.

- из-за отсутствия искровых промежутков отсутствует дуга, вызывающая обгорание электродов и, соответственно, выход из строя разрядника.

В целом, использование ОПН в качестве защитного устройства взамен ранее применявшегося для этих целей разрядника позволяет существенно повысить надежность высокочастотного заградителя.

Для ограничителя перенапряжения (ОПН) основными характеристиками являются:

- класс номинального напряжения;
- наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение;
- пропускная способность по току;
- максимальная амплитуда импульса тока.

Чтобы определить расчётную величину рабочего напряжения ограничителей необходимо знать расчётную величину максимального допустимого на ограничителе напряжения $U_{нр}$, которое для сетей 35 кВ определяется по формуле:

$$U_{н.р.} = 1,2 \cdot U_{ном.сети}, \quad (167)$$

$$U_{н.р.} = 1,2 \cdot 35 = 42 \text{ кВ.}$$

Время действия повреждения (время действия релейной защиты) составляет – 0,5 сек. В соответствии с этим коэффициент K_B , учитывающий увеличение величины допустимого напряжения за счет сокращения кратности воздействия на ОПН исходя из условий теплового баланса, имеет значение равное 1.1, [7].

Расчетная величина длительного допустимого напряжения на ограничителе определяется по формуле:

$$U_{расч} = \frac{U_{н.р.}}{K_B}; \quad (168)$$

$$U_{расч} = \frac{42}{1,1} = 38,18 \text{ кВ.}$$

По длительно допустимому напряжению выбираем ОПН марки ОПН-П1- /35/40,5/10/3УХЛ1, [7].

Энергия, выделяемая в ограничителе 3-35 кВ:

$$W = 0.5 \cdot C \cdot [(K_n \cdot 0.82 \cdot U_{нр})^2 - (1.77 \cdot U_{нд})^2], \quad (169)$$

где C – емкость кабеля или конденсирующей батареи [7];

k – кратность напряжений, [7];

$U_{нр}$ – наибольшее рабочее напряжение сети,

$U_{нд}$ – наибольшее дополнительное напряжение ОПН.

$$W = 0.5 \cdot 2 \cdot [(2 \cdot 0.82 \cdot 42)^2 - (1.77 \cdot 35.7)^2] = 28,95 \text{ кДж}$$

Определяем удельную энергоемкость:

$$\mathcal{E}^* = \frac{W}{U_{ном}}; \quad (170)$$

$$\mathcal{E}^* = \frac{28.95}{35} = 0.827 \text{ кДж/кВ.}$$

Окончательно выбираем ОПН марки ОПН-П1-/35/40,5/10/3УХЛ1 с удельной энергоемкостью 7 кДж/кВ.

Для защиты трансформатора напряжения 10 кВ принимаем к установке ОПН-П-10/9,5/10/550 УХЛ1 встраиваемые в ячейку К-63. Характеристики выбранных ОПН представлены в таблице 33.

Таблица 33– Характеристики ОПН

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
ОПН- 35/40,5-10(1)УХЛ1		
$U_{нро}=40,5$ кВ	$U_{нс} =40,5$ кВ	$U_{нро} \geq U_{нс}$
$I_{вб} = 20$ кА	$I_{кз}=4,36$ кА	$I_{вб} > 1,2 \cdot I_{кз}$
$\mathcal{E}^*_{опн} =1,73$ кДж/кВ	$\mathcal{E}^* =0.827$ кДж/кВ	$\mathcal{E}^*_{опн} > \mathcal{E}^*$
ОПН-П-10/9,5/10/550 УХЛ1		
$U_{нро}= 10$ кВ	$U_{нс} =10,5$ кВ	$U_{нро} \geq U_{нс}$
$I_{вб} = 20$ кА	$I_{кз} = 1,044$ кА	$I_{вб} > 1,2 \cdot I_{кз}$
$\mathcal{E}^* =2$ кДж/кВ	$\mathcal{E}^* =0,36$ кДж/кВ	$\mathcal{E}^*_{опн} > \mathcal{E}^*$

9 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА НА ГПП 35/10 кВ

9.1 Виды и типы релейной защиты 35/10 кВ

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

дифференциальные, дифференциально-фазные и направленные высокочастотные защиты.

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

Чувствительной считается защита, обеспечивающая надежное отключение защищаемого элемента при его повреждениях. Надежность отключения характеризуется коэффициентом чувствительности.

Надежной считается защита, обеспечивающая ее устойчивое функционирование в неодинаковых режимах. Различают аппаратную и эксплуатационную надежность. Аппаратная надежность характеризует качество защиты, обеспечивается простотой схем, а также безотказностью, ремонтпригодностью и долговечностью комплектующих элементов. Для сложных защит применяют устройства самоконтроля (функциональный контроль), обеспечивающие, в частности, вывод защиты из работы при ее повреждениях и контроль исправности выходных цепей. Эксплуатационная надежность характеризует устойчивость функционирования и обеспечивается точностью работы и помехозащищенностью, а также реализацией таких основных требований, как быстродействие, избирательность и чувствительность. Для повышения надежности применяют дублирование и резервирование основных защит.

Наличие устройств сигнализации позволяет судить о правильности работы защиты и автоматики и анализировать порядок протекания процессов при КЗ. Для этой цели применяют различные устройства регистрации аварийных событий.

9.2 Защита силовых трансформатора 35/10 кВ

9.2.1 Выбор рабочих ответвлений токовых входов терминала.

Номинальные токи для трансформатора определяются по формуле:

$$I_{\text{ном.Н}} = \frac{S_{\text{ном.тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.Н}}}, \quad (171)$$

где $S_{\text{ном.тр}}$ – номинальная мощность трансформатора;

$U_{\text{ном.Н}}$ – номинальное напряжение стороны N.

Номинальные токи трансформатора равны:

$$I_{\text{ном.ВН}} = \frac{S_{\text{ном.тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.ВН}}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 165 \text{ A},$$

$$I_{\text{ном.НН}} = \frac{S_{\text{ном.тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.НН}}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 577 \text{ A}$$

При протекании в обмотках силового трансформатора номинального тока на входе терминала наблюдается вторичный ток в номинальном режиме:

$$I_{\text{ном.втор.Н}} = \frac{I_{\text{ном.Н}} \cdot I_{\text{н.ТТ.В}}}{I_{\text{н.ТТ.П}}} = \frac{I_{\text{ном.Н}}}{K_{\text{тр.ТТ.Н}}}, \quad (172)$$

где $K_{\text{тр.ТТ.Н}} = I_{\text{н.ТТ.П}} / I_{\text{н.ТТ.В}}$ – коэффициент трансформации измерительного трансформатора тока стороны N;

$I_{\text{н.ТТ.П}}$, $I_{\text{н.ТТ.В}}$ – первичный и вторичный номинальные токи трансформатора тока стороны N.

Коэффициенты трансформации трансформаторов тока:

$$K_{\text{тр.ТТ.ВН}} = 600 / 5 = 120$$

$$K_{\text{тр.ТТ.НН}} = 1000 / 5 = 200$$

$$I_{\text{ном.втор.ВН}} = \frac{165}{120} = 1,38 \text{ A}$$

$$I_{\text{ном.втор.НН}} = \frac{577}{200} = 2,89 \text{ A}$$

При выборе рабочего ответвления токового входа терминала, к которому подключаются вторичные цепи трансформатора тока, должно выполняться условие по максимальному коэффициенту цифрового выравнивания, который должен быть менее пяти и более 0,5.

$$0,5 \leq K_{TP.TTN} \leq 5$$

$$I_{ном.ВН} = 1,38 \text{ А, выбираем } 5 \text{ А}$$

$$I_{ном.НН} = 2,89 \text{ А, выбираем } 5 \text{ А}$$

9.2.2 Выбор уставок дифференциальной защиты трансформатора

Продольная дифференциальная защита трансформатора используется в качестве основной защиты от внутренних повреждений и от повреждений на выводах. Должно быть обеспечено несрабатывание защиты при бросках тока намагничивания.

Дифференциальная защита трансформатора включает в себя: ДЗТ-1 (быстродействующая дифференциальная токовая отсечка) и ДЗТ-2 (чувствительная дифференциальная токовая защита с торможением от сквозного тока и отстройкой от бросков тока намагничивания (БНТ))

- дифференциальный орган с торможением;
- дифференциальную токовую отсечку (ДТО).

Дифференциальную защиту трансформатора необходимо отстраивать от максимального тока небаланса и от бросков тока намагничивания.

Отстройка от броска тока намагничивания обеспечивается с помощью торможения от блокировки по второй гармонике и блокировки по форме тока.

Тормозная характеристика чувствительной ступени ДЗТ-2 изображена на рисунке 12. Она построена в относительных единицах, то есть токи приведены к базисному току стороны ВН.

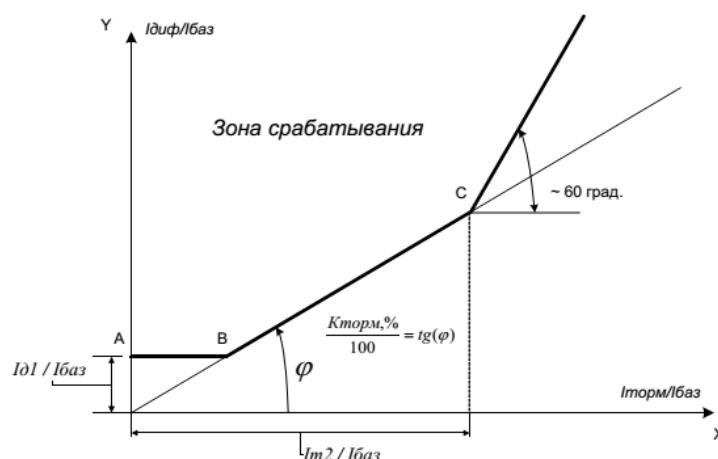


Рисунок 12 – Тормозная характеристика ступени ДЗТ-2 (чувствительная дифференциальная токовая защита с торможением)

Тормозная характеристика определяется уставками:

$I_{д1}/I_{ном.ВН}$ – минимальный дифференциальный ток (отнесенный к $I_{баз}$) срабатывания;

$K_{торм}, \%$ – коэффициент торможения второго участка характеристики;

$I_{т2}/I_{ном.ВН}$ – точка второго излома характеристики.

В качестве базисного тока в устройстве принято значение уставки $I_{ном.ВН}$.

Характеристика имеет три участка:

Участок 1 (отрезок А- В): точка В (точка первого излома характеристики) получается как пересечение уставки ДЗТ-2 – $I_{д1}/I_{ном.ВН}$ с прямой, проходящей через начало координат и точку С. На данном участке дифференциальный ток, необходимый для отключения, постоянный.

Участок 2 (между точками В и С): точка С определяется двумя уставками наклоном прямой ДЗТ-2 – $K_{торм}, \%$ и ДЗТ-2 – $I_{т2}/I_{ном.ВН}$.

Участок 3 (правее точки С): начало лежит в точке С, наклон участка постоянен и равен 60 градусам.

Значение $I_{д1}/I_{ном.ВН}$ выбирается по условию отстройки от тока небаланса при протекании номинального тока трансформатора:

$$I_{диф}/I_{баз} \geq K_{отс} \cdot I_{нб.расч}, \quad (173)$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки, учитывающий ошибки расчета и необходимый запас, принимается равным 1,2.

Относительный ток небаланса определяется как сумма трех составляющих, которые обусловлены погрешностями трансформаторов тока

$$I_{нб.расч} = I'_{нб.расч} + I''_{нб.расч} + I'''_{нб.расч}, \quad (174)$$

$$I'_{нб.расч} = k_{пер} \cdot k_{одн} \cdot \varepsilon \cdot I_{расч}^*, \quad (175)$$

$$I''_{нб.расч} = \Delta U \cdot I_{расч}^*, \quad (176)$$

$$I'''_{нб.расч} = f_{выр} \cdot I_{расч}^*, \quad (177)$$

где $I'_{нб.расч}$ – составляющая тока небаланса, обусловленная погрешностью измерительного трансформатора тока;

$k_{пер}$ – коэффициент, учитывающий переходной режим (наличие апериодической составляющей), рекомендуется принимать 1,0 согласно [6];

$k_{одн}$ – коэффициент однотипности трансформаторов тока. Для защиты Бреслер рекомендуется во всех режимах с запасом принимать коэффициент однотипности равным 1,0;

ε – относительное значение полной погрешности трансформаторов тока. Рекомендуется принимать равной 0,05;

$I'''_{нб.расч}$ – составляющая тока небаланса, обусловленная регулированием защищаемого трансформатора;

ΔU – погрешность, обусловленная регулированием напряжения под нагрузкой на сторонах защищаемого трансформатора и принимаемая равной половине используемого диапазона регулирования;

$I'''_{нб.расч}$ – составляющая тока небаланса, обусловленная погрешностью выравнивания токов плеч в терминале защиты;

$f_{\text{выр}}$ – погрешность выравнивания токов плеч терминале защиты, принимается равным 0,03;

$I_{\text{расч}}^*$ – относительное значение периодической составляющей тока, проходящего через защищаемую зону при трехфазном КЗ.

$$I_{\text{нб.расч}} = (1 \cdot 1 \cdot 0,05 \cdot 0,16 + 0,03) \cdot 12,91 = 0,49 \text{ о.е.}$$

Относительный начальный дифференциальный ток срабатывания равен:

$$I_{\text{диф}} / I_{\text{баз}} \geq K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}} = 1,2 \cdot 0,24 = 0,59 \text{ о.е.}$$

Коэффициент торможения $K_{\text{торм}}$ должен обеспечивать несрабатывание ступени при сквозных токах, соответствующих второму участку тормозной характеристики. Такие токи возможны при действии устройств АВР трансформаторов, АПВ питающих линий.

Коэффициент снижения тормозного тока равен:

$$K_{\text{сн.т.}} = 1 - 0,5 \cdot I_{\text{нб.расч}} = 1 - 0,5 \cdot 0,49 = 0,76 \quad (178)$$

Коэффициент торможения определяется по выражению:

$$K_{\text{торм}} \geq 100 \cdot K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}} / K_{\text{сн.т.}} \quad (179)$$

$$K_{\text{торм}} = 100 \cdot 1,2 \cdot 0,49 / 0,76 = 77\%$$

Вторая точка излома тормозной характеристики $I_{\text{T2}}/I_{\text{баз}}$ определяет размер второго участка тормозной характеристики. В нагрузочном и аналогичных режимах тормозной ток равен сквозному. Появление витковых КЗ лишь незначительно изменяет первичные токи, поэтому тормозной ток почти не изменится. Для высокой чувствительности к витковым КЗ следует, чтобы во второй участок попал режим номинальных нагрузок ($I_{\text{T}}/I_{\text{баз}}=1$), режим допустимых длительных перегрузок ($I_{\text{T}}/I_{\text{баз}}=1,3$). Желательно, чтобы во второй участок попали и режимы возможных кратковременных перегрузок

(самозапуск двигателей после АВР, пусковые токи мощных двигателей, если таковые имеются). Поэтому рекомендуется принимать уставку равную $I_{T2}/I_{баз} = 1,5 - 2$.

9.2.3 Выбор уставок дифференциальной токовой отсечки

Дифференциальная токовая отсечка (ДТО) служит для мгновенного отключения больших токов повреждения в зоне действия защиты.

Уставка ДТО отстраивается:

- от бросков тока намагничивания;
- от максимального тока небаланса при КЗ.

$$I_{дто} \geq 6$$

$$I_{дто} \geq k_{отс} \cdot I_{нб.расч*}$$

где $k_{отс} = 1,5$ – коэффициент отстройки;

$I_{нб.расч*}$ – расчетный ток небаланса при максимальном токе КЗ.

При расчете $I_{нб.расч*}$ коэффициент переходного режима рекомендуется принимать равным $3 \div 4$. Величина $I_{расч*}$ принимается равной току (в относительных единицах), проходящему через защищаемую зону при расчетном трехфазном КЗ на стороне, где рассматривается повреждение. Этот ток определяется при работе трансформатора на расчетном ответвлении, соответствующем, как правило минимальному значению напряжения регулируемой обмотки.

Уставка ДТО выбирается равной наибольшему значению.

$$I_{нб.расч} = (3,5 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,1 + 0,03) \cdot 12,91 = 2,65 \text{ о.е.}$$

$$I_{дто} = 1,25 \cdot 2,65 = 3,31 \text{ о.е.}$$

Выбираем $I_{дто} = 3,5 \text{ о.е.}$

Выбор уставок максимальной токовой защиты

Первичный ток срабатывания МТЗ без пуска по напряжению должен

быть отстроен от максимального тока нагрузки с учетом самозапуска двигательной нагрузки по выражению:

$$I_{с.з} \geq \frac{K_{отс} \cdot K_{зап}}{K_{в}} \cdot I_{раб.макс}, \quad (180)$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки, равный 1,2;

$K_{зап}$ – коэффициент, учитывающий увеличение тока в условиях самозапуска заторможенных двигателей нагрузки. В предварительных расчетах, а также в случае отсутствия соответствующей информации, данный коэффициент может быть принят из диапазона от 1,5 до 2,5. Согласно [6] для городских сетей общего назначения: $K_{зап}=2,5$;

$K_{в}$ – коэффициент возврата, который принимается равным 0,9 (для реле максимального тока);

$I_{раб,макс}$ – первичный максимальный рабочий ток в месте установки защиты.

Первая ступень используется в качестве токовой отсечки без пуска по напряжению и без органа направления мощности.

Ток срабатывания на стороне ВН:

$$I_{с.з} \geq \frac{1,2 \cdot 2,5}{0,9} \cdot 45 = 150 \text{ А}$$

Ток срабатывания на стороне НН:

$$I_{с.з} \geq \frac{1,2 \cdot 2,5}{0,9} \cdot 261 = 870 \text{ А}$$

Проверка коэффициента чувствительности производится при металлическом КЗ расчетного вида в расчетной точке в режиме, обуславливающим наименьшее значение этого тока, по выражению:

$$K_{ч} = \frac{I_{кз,мин}}{I_{уст}}, \quad (181)$$

где $I_{кз,мин}$ – минимальное значение тока в месте установки защиты, при расчетном виде КЗ;

$I_{уст}$ – принятое значение тока срабатывания.

В качестве расчетного вида принимается междуфазное КЗ.

Согласно ПУЭ значение коэффициента чувствительности должно быть не менее 1,5 для МТЗ, установленной на стороне НН трансформатора, и не менее 1,2 для МТЗ, установленной на стороне ВН.

$$K_{\text{ч}} = \frac{1,044 \cdot 10^3}{171} = 2,4, > 1,2$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{1,032 \cdot 10^3}{598} = 1,98 > 1,5$$

9.3 Газовая защита

Газовая защита трансформаторов имеет абсолютную селективность и срабатывает только при повреждениях внутри бака защищаемого объекта. Защита реагирует на повреждения, сопровождающиеся выделением газа, выбросом масла из бака в расширитель или аварийным понижением уровня масла. Газовая защита – одна из немногих, после которых не допускается действие АПВ, так как в большинстве случаев отключаемые ей повреждения оказываются устойчивыми.



Рисунок 13– Газовое реле Бухгольца

В рассечку трубопровода, соединяющего бак и расширитель, устанавливается газовое реле. Газовое реле имеет герметичный корпус со смотровыми окошками. Сверху на корпусе реле имеется специальный кран, предназначенный для выпуска воздуха и отбора проб газа. Газовое реле имеет два поплавковых элемента, действующих при срабатывании на замыкание механически связанных с ними контактов, и реагирующих на снижение уровня масла в реле, а также струйный элемент (подвешенная на пути масла пластинка с калиброванным отверстием), срабатывающим при интенсивном движении потока масла из бака в расширитель. В нормальном режиме корпус газового реле заполнен маслом, и контакты, связанные с его поплавковыми и струйным элементами, разомкнуты.

При внутреннем повреждении в баке защищаемого аппарата – горение электрической дуги или перегрев внутренних элементов – трансформаторное масло разлагается с выделением горючего газа, содержащего до 70% водорода. Выделяющийся газ стремится вверх к крышке бака и, так как трансформатор устанавливается с наклоном (1÷2)% в сторону расширителя, движется в расширитель. Проходя через газовое реле, газ вытесняет из него масло. При незначительном выделении газа или снижении уровня масла в расширителе до уровня верхнего поплавкового элемента, он срабатывает и замыкаются контакты, действующие на сигнал (первая ступень газовой защиты). При значительном выделении газа срабатывает нижний поплавковый элемент и замыкаются контакты, действующие на отключение (вторая ступень газовой защиты). При интенсивном движении потока масла из бака в расширитель срабатывает струйный элемент, действующий на отключение, аналогично второй ступени газовой защиты.

9.4 Защита линий 10 кВ отходящих от ГПП

В сетях напряжением до 35 кВ в качестве основных применяют максимальные токовые защиты в сочетании с токовой отсечкой при обеспечении требуемой селективности и чувствительности. Защиту отходящих линий выполним на основе микропроцессорного терминала «Сириус-Л».

Данное устройство предназначено для выполнения функций релейной защиты в линиях 6-35 кВ. В нём имеются такие защиты как трёхступенчатая МТЗ, защита от однофазных замыканий на землю, защита от обрыва фазы, токовая отсечка.

МТЗ может иметь четыре ступени, первая ступень выполнена в виде токовой отсечки, вторая ступень, ступень с независимыми времятоковыми характеристиками, третья – с зависимыми времятоковыми характеристиками. Четвёртая ступень – дополнительная, и может быть либо введена, либо выведена, в зависимости от необходимости, и действовать на отключение или сигнализацию.

Произведем расчет защиты линии от Ф 1 -ТП.

Рассчитаем максимальную токовую защиту.

Ток срабатывания защиты определяется по следующей формуле:

$$I_{c.з} = \frac{k_H \cdot k_{c/з}}{k_{\theta}} \cdot I_{раб}, \quad (182)$$

где k_H – коэффициент надежности микропроцессорной защиты, равный 1,05 [23, с 45];

$k_{c/з}$ – коэффициент, учитывающий толчки тока от самозапуска электродвигателей, принимаем равным 1, [29, с 48];

k_{θ} – коэффициент возврата, равный 0,95, [29, с 49];

$I_{раб}$ – максимальный рабочий ток нагрузки защищаемой линии.

Определим ток срабатывания защиты:

$$I_{c.з} = \frac{1,05 \cdot 1}{0,95} \cdot 17,3 = 76,2 \text{ А.}$$

Ток надежного срабатывания защиты определится из выражения:

$$I_{c.п} = I_{c.з} \cdot \left(\frac{k_{cx}}{k_{T.T}} \right) = 17,3 \cdot \frac{1}{100/5} = 3,45 \text{ А}, \quad (183)$$

где k_{cx} – коэффициент схемы ($k_{cx}=1$, для схемы неполной звезды);
 $k_{T.T}$ – коэффициент трансформации трансформатора тока на отходящем
 присоединении равен 300/5.

Коэффициент чувствительности определяется по формуле:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ}}^{(2)}}{I_{\text{с.з}}} \geq 1,5, \quad (184)$$

где $I_{\text{КЗ}}^{(2)}$ – двухфазный минимальный ток КЗ.

Определим коэффициент чувствительности:

$$k_{\text{ч}} = \frac{149,4}{76,2} = 1,96;$$

$$1,96 \geq 1,5.$$

Условие выполняется.

Выдержка времени МТЗ согласуется со временем срабатывания резервируемых защит:

$$t_1 = t_2 + \Delta t, \quad (185)$$

где t_1 – выдержка времени рассчитываемой защиты;

t_2 – выдержка времени защиты, с которой ведется согласование;

Δt – ступень селективности.

$$\Delta t = t_Q + t_{KT2} + t_{KT1} + t_{зан}, \quad (186)$$

где t_Q – время отключения выключателя, $t_Q = 0,04$ с, [29, с 180];

t_{KT2} , t_{KT1} – погрешности в срабатывании реле времени защиты поврежденного элемента и последующей защиты;

$t_{зан}$ – время запаса, учитывает неточность регулировки реле времени, принимается равным $0,1-0,15$ с, [29, с 56];

$$t_1 = 0,5 + 0,04 = 0,54 \text{ с.}$$

Принимаем максимальную токовую защиту «Сириус» с диапазоном уставок $0,5 \div 9$ с.

Выдержка времени МТЗ при КЗ в основной зоне защиты слишком велика, поэтому дополнительно к МТЗ применяют токовую отсечку.

Ток срабатывания отсечки определяется по формуле:

$$I_{с.з.}^{TO} = k_n \cdot I_{к\max}^{(3)}, \quad (187)$$

где k_n – коэффициент надежности защиты равен 1,1, [6, с 61];

$I_{к\max}^{(3)}$ – максимальный ток в фазе линии при коротком замыкании.

Поэтому $I_{с.з.}^{TO}$ должен удовлетворять условию:

$$I_{с.з.}^{TO} \geq k_{нам} \cdot \Sigma I_{т.ном}, \quad (188)$$

где $k_{нам}$ - коэффициент, учитывающий бросок тока намагничивания силовых трансформаторов, $k_{нам} = 3 \dots 5$ [6, с 81];

$\Sigma I_{т.ном}$ - сумма номинальных токов силовых трансформаторов, питаемых по защищаемой цепи.

Коэффициент чувствительности токовой отсечки:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{кз}^{(3)} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2}}{I_{с.з.}} \geq 1,5; \quad (189)$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 149,4}{76,2} = 2,01$$

Токовую отсечку дополняют пусковым органом минимального напряжения.

9.5 Автоматика

Электроавтоматика включает в себя устройства автоматического повторного включения, автоматического ввода резервного питания, автоматике регулирования напряжения трансформаторов, автоматической частотной разгрузки и другой делительной автоматике.

9.5.1 Автоматическое повторное включение

Статистические данные о повреждаемости линий электропередачи показывают, что доля неустойчивых повреждений составляет от 50 % до 90% [15].

Учитывая, что отыскание места повреждения на линии электропередачи путем ее обхода требует длительного времени, и что многие повреждения носят неустойчивый характер, обычно при ликвидации аварий оперативный персонал производит опробование линии путем включения ее под напряжение.

Операцию включения под напряжение отключившейся линии называют повторным включением.

Линия, на которой произошло неустойчивое повреждение, при повторном включении остается в работе. Повторные включения при неустойчивых повреждениях принято называть успешными.

Реже на линиях возникают такие повреждения, как обрывы проводов, тросов или гирлянд изоляторов, падение или поломка опор и т. д. Такие повреждения не могут самоустраниться, и поэтому их называют устойчивыми. При повторном включении линии, на которой произошло устойчивое повреждение коротким замыканием, линия вновь отключается защитой. Повторные включения линий при устойчивых повреждениях называют неуспешными.

Повторное неавтоматическое включение линий на подстанциях с постоянным оперативным персоналом или на телеуправляемых объектах занимает несколько минут, а на подстанциях не телемеханизированных и без

постоянного оперативного персонала – $(0,5 \div 1)$ час и более. Для ускорения повторного включения линий и уменьшения времени перерыва электроснабжения потребителей широко используются специальные устройства автоматического повторного включения. Время действия АПВ обычно не превышает нескольких секунд. Поэтому, при успешном включении они быстро подают напряжение потребителям, чего не может обеспечить оперативный персонал.

Согласно [15] обязательно применение АПВ на всех воздушных и смешанных (кабельно-воздушных) линиях напряжением 1000 В и выше.

Наиболее эффективно применение АПВ на линиях с односторонним питанием, так как в этих случаях каждое успешное действие АПВ восстанавливает питание потребителей и предотвращает аварию.

Схемы АПВ, применяемые на линиях и другом оборудовании, должны удовлетворять следующим основным требованиям:

1) Схемы АПВ должны приходить в действие при аварийном отключении выключателя (или выключателей), находившегося в работе. В некоторых случаях схемы АПВ должны отвечать дополнительным требованиям, при выполнении которых разрешается пуск АПВ, например, при наличии или при отсутствии напряжения, при наличии синхронизма и т. д.

2) Схемы АПВ не должны приходить в действие при оперативном отключении выключателя персоналом, а также в случаях, когда выключатель отключается релейной защитой сразу же после его включения персоналом, т. е. при включении выключателя на КЗ, поскольку повреждения в таких случаях обычно бывают устойчивыми.

3) Схемы АПВ должны обеспечивать определенное количество повторных включений, т. е. действие с заданной кратностью. Наибольшее распространение получили АПВ однократного действия.

4) Время действия АПВ должно быть минимально возможным для того чтобы обеспечить быструю подачу напряжения потребителям и восстановить нормальный режим работы. Наименьшая выдержка времени, с которой

производится АПВ на линиях с односторонним питанием, принимается 0,3–0,5 с.

5) Схемы АПВ должны автоматически обеспечивать готовность выключателя, на который действует АПВ, к новому действию после его включения.

Реализовать функцию АПВ питающих линий позволяет выбранное устройство защиты «Сириус-21-Л».

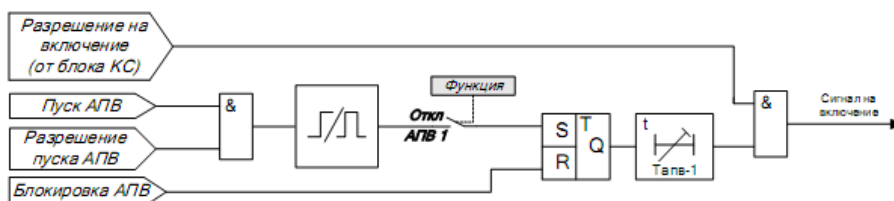


Рисунок 14 – Упрощенная функционально-логическая схема работы АПВ

Для параллельных линий с односторонним питанием прием на питающем конце однократное АПВ без контроля по напряжению, на приемном конце – однократное АПВ с контролем наличия напряжения на линии для того, чтобы избежать суммарно двойного включения выключателей на устойчивое КЗ внутри питающей линии.

9.5.2 Автоматическое включение резерва

Схемы подстанции и распределительной сети должны обеспечивать надежность электроснабжения потребителей. Высокую степень надежности обеспечивают принятые схемы питания с двумя трансформаторами, работающими на разные секции шин, с применением АВР на секционном выключателе.

При наличии АВР время перерыва питания потребителей в большинстве случаев определяется лишь временем включения секционного выключателя и составляет (0,3÷0,8)с.

Все устройства АВР должны удовлетворять следующим основным требованиям:

Схема АВР должна приходить в действие в случае исчезновения напряжения на шинах потребителей по любой причине, в том числе при аварийном, ошибочном или самопроизвольном отключении выключателей рабочего источника питания, а также при исчезновении напряжения на шинах, от которых осуществляется питание рабочего источника.

Для того, чтобы уменьшить длительность перерыва питания потребителей, включение резервного источника питания должно производиться возможно быстрее, сразу же после отключения рабочего источника.

Действие АВР должно быть однократным для того, чтобы не допускать нескольких включений резервного источника на неустранившееся КЗ.

Схема АВР не должна приходить в действие до отключения выключателя рабочего источника для того, чтобы избежать включения резервного источника на КЗ в неотключившемся рабочем источнике.

Для того, чтобы схема АВР действовала при исчезновении напряжения на шинах, питающих рабочий источник, когда его выключатель остается включенным, схема АВР должна дополняться специальным пусковым органом минимального напряжения.

Для ускорения отключения резервного источника питания при его включении на неустранившееся КЗ должно предусматриваться ускорение действия защиты резервного источника после АВР.

Рассмотрим принципы использования АВР на примере схемы подстанции, приведенной на рисунке 15.

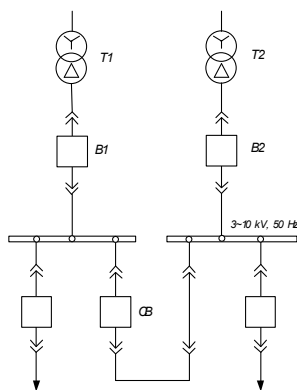


Рисунок 15– Фрагмент схемы ГПП

Трансформаторы Т1 и Т2 включены на разные секции шин. Секционный выключатель СВ нормально отключен. При аварийном отключении любого из рабочих трансформаторов автоматически от АВР включается выключатель СВ, подключая нагрузку секции, потерявшей питание, к оставшемуся в работе трансформатору. Принятые к установке трансформаторы имеют мощность, достаточную для питания всей нагрузки подстанции.

Функцию АВР секционного выключателя 10 кВ реализуем на устройстве защиты «Сириус-2-В».

Функцию АВР секционных выключателей 0,4 кВ в РУ НН ТП распределительной сети реализуем на устройстве защиты «Сириус-2-0,4-ВВ».

9.6 Сигнализация

Кроме своего основного назначения – автоматического отключения поврежденного участка от остальной неповрежденной сети, релейная защита служит так же для сигнализации (подачи предупредительных сигналов) обслуживающему персоналу нарушений нормального режима работы оборудования или неисправностей, которые в дальнейшем могут привести к аварии.

На подстанциях предусматриваются следующие виды сигнализации:

- сигнализация положения коммутационных аппаратов, положения РПН;
- сигнализация действия отдельных устройств релейной защиты и автоматики;
- аварийная сигнализация – об аварийных отключениях коммутационных аппаратов;
- предупредительная сигнализация – о наступлении ненормального режима или ненормального состояния отдельных элементов электроустановки.

Цепи индивидуальных аварийных и предупредительных сигналов отдельных элементов подстанции собираются в общую схему сигнализации объекта. Общая для всех элементов объекта схема сигнализации, собранная на панели (в релейном шкафу), воспринимающая и фиксирующая сигналы от

отдельных элементов, формирующая аварийный и предупредительный сигналы для обслуживающего персонала, называется центральной сигнализацией.

При аварийном отключении выключателей присоединений без выдержки времени срабатывает аварийная звуковая сигнализация.

При нарушении нормального режима работы оборудования, или при появлении его неисправности, обычно с выдержкой времени, позволяющей отстроиться от кратковременных процессов и самоустраняющихся неисправностей, срабатывает предупредительная звуковая сигнализация.

Сигнализация отключенного, включенного и аварийно отключенного состояния коммутационных аппаратов выполняется при помощи сигнальных ламп. Аварийное отключение коммутационных аппаратов (определяется по принципу несоответствия) сигнализируется миганием лампы положения «Отключено» данного коммутационного аппарата.

Сигнализация срабатывания отдельных ступеней защиты и функций автоматики микропроцессорных устройств РЗ осуществляется светодиодными индикаторами.

Центральная сигнализация подстанции должна обеспечивать:

- постоянную готовность сигнализации к работе;
- автоматический контроль наличия оперативного тока;
- ручной контроль ее исправности;
- выдачу аварийного звукового сигнала без выдержки времени;
- выдачу предупредительного сигнала с выдержкой времени;
- фиксацию факта срабатывания сигнализации;
- ручной или автоматический съем звукового сигнала;
- возможность определения источника поступившего сигнала;
- повторность действия при последовательном поступлении нескольких сигналов;
- одновременный прием сразу нескольких сигналов;
- возможность передачи сигналов по каналам телемеханики.

10 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

10.1 Безопасность

При модернизации подстанций, линий электропередачи и других электроэнергетических объектов важнейшей задачей в комплексе проектирования является обеспечение безопасности использования всех вышеперечисленных объектов человеком. Для этого необходимо строго соблюдать требования ПУЭ.

Охрана труда на ПС Нижний Куранах.

Подстанция Нижний Куранах обслуживается оперативно-ремонтным персоналом, к которому относятся лица в возрасте не моложе 18 лет.

Имеющие квалификационную группу не ниже IV, имеющие практические навыки введения работ и прошедшие инструктаж по технике безопасности. Все работы на подстанции выполняются по наряду, в количестве двух человек. В отдельных видах работ, по распоряжению, в порядке текущей эксплуатации должен выдаваться перечень выполняемых работ. В целях предупреждения электротравмотизма применяют следующие мероприятия [2]:

1. Периодический инструктаж и проверка знаний лиц, обслуживающих электроустановки.
2. Проверка защитных заземлений и периодические проверки заземляющей сети.
3. Периодический контроль технического состояния электроустановок и электрооборудования и устранение дефектов.
4. Применение индивидуальных средств защиты.
5. Применение безопасных напряжений (12-36) В в цепях управления и переносного освещения.
6. Поддержание надлежащего состояния технической документации.

Все работы на действующих электроустановках должны производиться с обязательным выполнением организационных и технических мероприятий.

К организационным мероприятиям относятся [2]:

1. Оформление работ нарядами или распоряжением.
2. Допуск к работе.
3. Надзор во время работы.
4. Оформление перерыва в работе, перевод на другое место работы, окончание работы.

К техническим мероприятиям относится [2]:

1. Производство необходимых отключений и принятие мер, против ошибочного и самопроизвольного включения.
2. Вывешивание плакатов «НЕ ВКЛЮЧАТЬ РАБОТАЮТ ЛЮДИ», «НЕ ВКЛЮЧАТЬ РАБОТА НА ЛИНИИ».
3. Проверка отсутствия напряжения на токоведущих частях.
4. Наложение заземления.
5. Развешивание плакатов и установка ограждений.

Допуск на подстанцию для производства работ разрешается только закрепленному распоряжением по участку оперативно-ремонтному персоналу. Разрешается так же допуск на подстанцию инженерно-техническому персоналу данного участка, для осмотра оборудования, проверки его работы, имеющие группу допуска V и утвержденные распоряжением главного инженера.

Согласно норм комплектования защитными средствами для электроустановок, ПС 220/110/35/16 Нижний Куранах укомплектована средствами защиты, представленными в таблице 33.

Таблица 33 - Защитные средства [19]

№	Наименование	Количество (шт.)
1	2	3
1	Заземлители напряжения 220 кВ	2
2	Заземлители напряжения 110 кВ	2
3	Указатели напряжения 35 кВ	2
4	Указатели напряжения 6 кВ	2
5	Изолирующие штанги 220 кВ	1
6	Изолирующие штанги 110 кВ	1
7	Изолирующие штанги 35 кВ	1

1	2	3
8	Изолирующие штанги 6 кВ	1
9	Диэлектрические перчатки	2 (пары)
10	Диэлектрические боты	1 (пара)
11	Изолирующие подставки	14
12	Переносное заземление 220 кВ	1 (комплект)
13	Переносное заземление 110 кВ	1 (комплект)
14	Переносное заземление 35 кВ	2 (комплекта)
15	Переносное заземление 6 кВ	2 (комплекта)
16	Временное ограждение	1 (комплект)
17	Переносные плакаты	15
18	Защитные очки	2
19	Защитные каски	4
20	Противогаз	2
21	Лестница	1

Средства, находящиеся в эксплуатации, размещаются в цеху ПС. Находящиеся в эксплуатации средства защиты из резины хранятся в сухом помещении при температуре 0 — 30 °С в специальных ящиках отдельно от инструментов. Они защищены от воздействия масел, бензина, кислот, щелочей и других разрушающих резину веществ, а также от прямого воздействия солнечных лучей и теплоизлучений нагревательных приборов (не ближе одного метра от них). Изолирующие штанги и клещи хранятся в условиях, исключающих их прогиб и соприкосновение со стенами, т.е. в подвешенном состоянии. Специальные места для хранения переносных заземлений нумеруются так же, как и сами переносные заземления. Средства защиты размещают в специально отведенных местах, как правило, у входа в помещение, а также на щитах управления. В местах хранения имеются перечни средств защиты. Места хранения оборудованы крючками для штанг, изолирующих клещей, переносных заземлений, плакатов и знаков безопасности, а также шкафами для диэлектрических перчаток, бот, галош, подставок, защитных очков и касок, противогазов, указателей напряжения. Отдельно от других инструментов в ящиках, сумках или чехлах хранят средства

защиты, предназначенные для работы оперативно-выездных бригад и бригад эксплуатационного обслуживания. Те средства защиты, которые позволяют работать под напряжением, держать в сухих, проветриваемых помещениях.

Мероприятия по промышленной санитарии предусматривает наличие медицинских аптек, подвоза питьевой воды, поддержание чистоты на территории и в технологическом помещении.

Техника безопасности при строительстве ВЛ

При производстве всего комплекса строительно-монтажных работ должно быть обеспечено выполнение мероприятий по организации безопасной работы с применением механизмов, грузоподъемных машин, транспортных средств, работ на высоте и других технологических операций в соответствии с действующими нормативными правовыми актами.

Безопасные методы и способы ведения строительно-монтажных работ должны соответствовать предусмотренным в технологических картах на производство соответствующих видов строительных и монтажных работ. Строительство ВЛ вблизи действующих, находящихся под напряжением, должно выполняться с соблюдением нормируемых расстояний от проводов ВЛ до работающих машин и механизмов, их надлежащего заземления и других мероприятий по обеспечению техники безопасности.

При монтаже проводов под действующей ВЛ, находящейся под напряжением, необходимо выполнить мероприятия по предупреждению подхлестывания проводов. Когда требования СНиП в части расстояния от находящихся под напряжением проводов до работающих механизмов выполнить не удастся, на время сборки и установки опор и монтажа проводов необходимо отключать и заземлять находящиеся вблизи действующие линии электропередачи.

Работы вблизи действующей ВЛ, в зоне наведенного напряжения и в стесненных условиях проводить при наличии наряда – допуска, после проведения целевого инструктажа о мерах безопасного ведения работы.

10.2 Экологичность

Согласно закону Российской Федерации «Об охране окружающей среды», «при размещении, проектирования, реконструкции в энергетике, при прокладке линий должны выполняться требования экологической безопасности и охраны здоровья населения. Нарушение указанных требований влечет за собой приостановление до устранения недостатков, либо полное прекращение деятельности по размещению, проектированию, реконструкции вредных экологических объектов в соответствии с предписанием специально на то уполномоченных государственных органов Российской Федерации в области охраны окружающей среды.

Передача и распределение электроэнергии на напряжении 0,38 – 110 кВ является безотходным процессом и не сопровождается вредными выбросами в окружающую среду (как воздушную, так и водную), а уровень шума и вибрации, не достигает высоких значений.

Вредное действие магнитного поля на живые организмы, и в первую очередь на человека, проявляется только при очень высоких напряжениях. В данном проекте отсутствуют линии СВН и УВН, а линии 10 не оказывают негативного воздействия на человека.

Трансформаторы могут являться источником постоянного шума механического происхождения. Шум излучается баком трансформатора и в основном зависит от типовой мощности трансформатора. Для защиты населения от шума решающее значение имеют санитарно – гигиенические нормативы допустимых уровней шума, поскольку они определяют необходимость разработки технических или иных мер по шумозащите в населенных пунктах.

Допустимые уровни шума на территории, непосредственно прилегающей к жилым домам, зданиям поликлиник, домов отдыха, детских дошкольных учреждений, школ и других учебных заведений, библиотек следует принять по таблицам [4].

Произведём расчёт минимального защитного расстояния от ПС Нижний Куранах до селитебной зоны. Мощность автотрансформаторов на ПС 220/110/35/6 кВ Нижний Куранах равна 63000 кВА. Эквивалентный уровень звука, для селитебной зоны взят для ночного времени суток с 23⁰⁰ до 7⁰⁰ – 45 дБА, как наиболее жесткое требование к допустимому уровню звука. Согласно [4] значение скорректированного уровня звуковой мощности одного трансформатора типа АТДЦТН составляет 105 дБА. Так как на подстанции расположено два автотрансформатора, то необходимо определить скорректированный уровень звуковой мощности двух автотрансформаторов, пренебрегая расстоянием между автотрансформаторами, так как расстояние между трансформаторами намного меньше расстояния до рассматриваемой территории.

Расчётная схема изображена на рисунке 16:

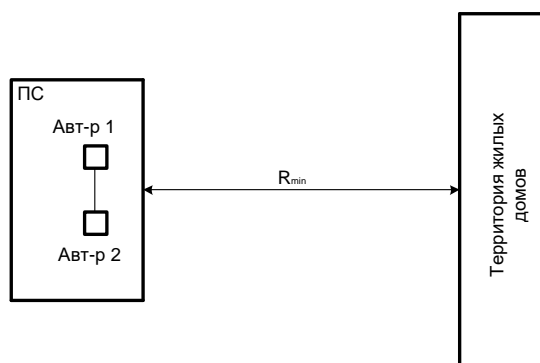


Рисунок 16 – Расположение подстанции вблизи жилых домов

Определим минимальное расстояние до соответствующей территории, которое выражается из формулы [4]:

$$L_{WAS} = 10 \lg \sum_{i=1}^N 10^{0.1 \cdot L_{WA}} \quad (190)$$

$$L_{WAS} = 10 \lg \sum_{i=1}^2 10^{0.1 \cdot 97} = 108 \text{ дБА},$$

$$L_{WA\Sigma} = DV_{LA} + 10 \cdot \lg(S/S_0), \quad (191)$$

где $S_0 = 1 \text{ м}^2$, а $S = 2 \cdot \pi \cdot (R_{min})^2$.

Отсюда [4]:

$$R_{min} = \sqrt{\frac{10^{\frac{L_{WAS} - DY_{LA}}{10}}}{2\pi}} = \sqrt{\frac{10^{\frac{108-45}{10}}}{2\pi}} = 563,5 \text{ м.}$$

Минимальное расстояние от ПС Нижний Куранах до территории жилых домов составляет 563,5 м, а существующее расстояние от ПС Нижний Куранах до территории жилых домов составляет 1020 м. Таким образом, получается, что защита жилых домов от шума выполняется. Дополнительных мер по защите от шума не требуется.

10.3 Чрезвычайные ситуации

В процессе эксплуатации электроэнергетического оборудования могут возникать различные непредвиденные ситуации, которые могут привести к тяжелым последствиям. Одной из многих опасных ситуаций может быть возникновение пожара вводов электропроводки зданий и сооружений, на трансформаторах, масляных выключателях.

Наибольшее число пожаров имеет свободное развитие из-за несвоевременного отключения электроустановок, а также из-за расположения в непосредственной близости от этих установок другого оборудования под напряжением. Снятие напряжения с электроустановок является сложным организационным процессом и требует определенного времени, что приводит к увеличению материального ущерба и осложнению обстановки на пожаре.

Сложность обстановки на таких пожарах и наличие большого количества электрооборудования высокого напряжения существенно затрудняют действия пожарных подразделений и добровольных формирований при локализации и ликвидации пожаров на энергообъектах. Поэтому необходимо применение таких способов подачи огнетушащих веществ и средств для их реализации, которые обеспечили бы безопасную и одновременно эффективную ликвидацию горения электроустановок под напряжением.

3.1 Тушение возгорания

Особенности развития пожаров трансформаторов зависят от места его возникновения. При коротком замыкании в результате воздействия электрической дуги на трансформаторное масло и разложения его на горючие газы могут происходить взрывы, которые приводят к разрушению трансформаторов и масляных выключателей и растеканию горящего масла. Пожары, где установлены трансформаторы, могут распространяться в помещении распределительного щита и кабельные каналы или туннели, а также создавать угрозу соседним установкам и трансформаторам.

При повреждении с возникновением возгорания электрооборудование должно быть незамедлительно отключено и заземлено со всех сторон. После снятия напряжения тушение возгорания можно производить любыми средствами пожаротушения (воздушно-механической пеной, распыленной водой, огнетушителями, газовыми и порошковыми) [8].

Питание населённых пунктов реконструируемых в данном проекте, осуществляется от ПС Нижний Куранах, на которой установлены масляные трансформаторы, и на которой может возникнуть пожароопасная ситуация.

Порядок тушения пожара на энергообъектах:

1) Первый, заметивший возгорание или при срабатывании телемеханики необходимо немедленно сообщить об этом в пожарную охрану, после чего он должен приступить к тушению пожара имеющимися средствами.

2) Оперативно выездная бригада определяет место пожара, возможные пути его распространения, угрозу действующему электрооборудованию и участки электрической схемы, оказавшиеся в зоне пожара.

3) После определения очага пожара оперативно выездная бригада обязана проверить включение автоматической (стационарной) системы пожаротушения, создать безопасные условия пожарным подразделениям для ликвидации пожара (отключение оборудования, снятие напряжения, слив масла), приступить к тушению пожара силами и средствами ОРУ и выделить

для встречи пожарных подразделений лицо, хорошо знающее расположение подъездных путей и водоисточников.

4) Отключать присоединения, на которых горит оборудование, может оперативно выездная бригада без предварительного получения разрешения вышестоящего лица, осуществляющего оперативное руководство, но с последующим уведомлением его о произведенном отключении.

5) Пожарные подразделения могут приступить к тушению пожара после инструктажа, проведенного старшим из технического персонала, и получения от него письменного разрешения на тушение пожара.

6) Работа пожарных подразделений при тушении пожара производится с учетом указаний старшего лица технического персонала по соблюдению правил техники безопасности и возможности загорания рядом стоящего оборудования (необходимо согласование действий по расстановке сил и средств пожаротушения).

7) Недопустимо проникновение личного состава пожарных подразделений за ограждения токоведущих частей, находящихся под напряжением. Также во время пожара необходимо усилить охрану территории и не допускать к месту пожара посторонних лиц.

Тушение пожаров на электроустановках должно осуществляться с соблюдением обязательных условий:

- надежного заземления ручных стволов и насосов пожарных автомобилей;

- применения личным составом, участвующим в тушении, индивидуальных изолирующих электрозащитных средств;

- соблюдения минимальных безопасных расстояний от электроустановок под напряжением до пожарных, работающих со стволами или огнетушителями;

- применения эффективных огнетушащих веществ, способов и приемов их подачи.

Тушение пожаров на энергообъектах может проводиться на отключенном электрооборудовании и на электроустановках, находящихся под напряжением, используют воду в виде компактных струй из стволов РСК-50 ($d_{сн} = 11,5$ мм) РС-50 ($d_{сн} = 13$ мм) и распыленных из стволов с насадками НРТ-5, а также негорючие газы, порошковые составы и комбинированные составы (углекислота с хладоном или распыленная вода с порошком).

Подача любой пены ручными средствами при тушении электроустановок под напряжением категорически запрещается. Минимальные безопасные расстояния от насадок стволов до электроустановок под напряжением приведены в таблице 34 [2].

Таблица 34 – Безопасное расстояние до горящих электроустановок, находящихся под напряжением [2]

Применяемое огнетушащее вещество	до 1кВ	от 1 до 6 кВ	от 6 до 35 кВ	от 35 до 110 кВ	от 110 до 220 кВ вкл.
Вода (распыленные струи), подаваемая из стволов, снабженных насадками турбинного типа НРТ; огнетушащие порошковые составы (всех типов); одновременная подача воды и порошка	1,5	2,0	2,5	3,0	4,0
Вода (компактные струи), подаваемая из ручных стволов типа РС- 50 с расходом 3,6 л/с	4,0	6,0	8,0	10,0	Не допускается
Вода (компактные струи), подаваемая из ручных стволов типа РС- 70 с расходом 7,4 л/с	8,0	12,0	16,0	20,0	Не допускается

Данные расстояния приняты из условия прохождения через ствольщика тока силой до 0,5 мА, который не является опасным для человека.

Расстояние от насадок стволов до электрооборудования под напряжением определяют с учетом удельного сопротивления воды, равного 100 Ом/см.

Сильно загрязненная и морская вода, по сравнению с водопроводной, имеет меньшее сопротивление, поэтому применять ее для тушения электроустановок под напряжением запрещается.

Тушение небольших пожаров и загораний на электроустановках под напряжением можно осуществлять с помощью ручных и передвижных огнетушителей согласно таблице 35.

Таблица 35 – Типы огнетушителей, применяемых для тушения электроустановок под напряжением [2]

Напряжение, кВ	Безопасное расстояние до электроустановки	Тип персональных огнетушителей
до 0,4	не менее 1 м	хладоновые
до 1,0	не менее 1 м	порошковые
до 10,0	не менее 1 м	углекислотные

Ликвидация возгорания на ПС производится по оперативному плану. Во всех случаях возникновения или обнаружения возгорания необходимо оповестить окружающих людей о пожаре и о месте пожара любыми доступными средствами, например, голосом или ударами по металлу, и сообщить дежурному персоналу ПС и в пожарную часть.

При загорании кабелей, проводок и аппаратуры на панелях в первую очередь следует снять с них напряжение, приступить к тушению, не допуская перехода огня на соседние панели. При этом необходимо применять углекислотные или углекислотные-бромэтиловые огнетушители, а также распыленную воду. В случае необходимости тушения пожара без снятия напряжения прикасаться к кабелям, проводам и аппаратуре запрещается.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе проведено проектирование электроснабжения «ПОЛЮС АЛДАН» в Южной Якутии.

В выпускной квалификационной работе выполнены следующие основные задачи:

- дана характеристика «ПОЛЮС АЛДАН»;
- рассчитаны нагрузки «ПОЛЮС АЛДАН»;
- разработаны два варианта схемы внешнего электроснабжения «ПОЛЮС АЛДАН»;
- выбран оптимальный вариант и схема подключения к электрической сети «ПОЛЮС АЛДАН»;
- выполнена проектирование ГПП;
- произведены расчеты токов короткого замыкания для выбора и проверки электрооборудования, а также для расчета и проверки уставок устройств релейной защиты и автоматики.
- произведен расчет молниезащиты вводимой ГПП с расстановкой молниеотводов;
- произведен выбор защит на ГПП;
- рассмотрены вопросы по безопасности выполняемых работ при проектировании ГПП.

Таким образом, разработан вариант электрической сети обеспечивающий эффективное и надежное электроснабжения потребителя – «ПОЛЮС АЛДАН».

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Балаков Ю.Н. Проектирование схем электроустановок / Ю. Н. Балаков, М.Ш. Мисриханов.– М.: Выш. шк., 2004.–186с.
- 2 ГОСТ 12.1.019-79* ССБТ «Электробезопасность»
- 3 ГОСТ 28249-93. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением до 1 кВ. – М.: Изд-во Стандартиформ, 2006. – 47 с.
- 4 ГОСТ 12.2.024 – 87. Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля. – Взамен ГОСТ 12.2.024—76; Введ. 01.01.89 – М.: Изд-во стандартов, 1990.
- 5 ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация».
- 6 Гловацкий В.Г. Современные средства релейной защиты и автоматики энергосетей: [Электронный ресурс]/ В.Г. Гловацкий, И.В. Понамарев. –М. 2006 г.
- 7 Дмитриев М.В. Применение ОПН в электрических сетях 6-750 кВ. М.В. Дмитриев. – СПб.: 2007. –57 с.
- 8 Инструкции по применению и испытанию средств защиты, используемых в электроустановках 153-34.03.603-2003.
- 9 Кабышев А.В. Расчет и проектирование систем электроснабжения. Справочные материалы по электрооборудованию: Учебное пособие/ А.В. Кабышев, С.Г. Обухов – Томск: Том.политех.ун-т, 2010. – 168 с.
- 10 Киреева Э.А., Орлов В.В, Старкова Л.Е. «Электроснабжение и электрооборудование цехов промышленных предприятий». Москва НТФ «энергетик », 2011 -368 с.
- 11 Наумов И.В. « Электроснабжение» [Электронный ресурс] : учеб. пособие / И. В. Наумов. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2014. - 381 с.

- 12 Макаров Е. Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110-1150 кВ. Т.2. Москва, 2003.- 398с.
- 13 Мясоедов Ю. В. «Компенсация реактивной мощности в системах электроснабжения с распределенной генерацией» [Текст] : учеб. пособие / Ю. В. Мясоедов ; АмГУ, Эн.ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2013. - 117 с.
- 14 Мясоедов. Ю.В., Савина Н. В., Ротачева А.Г., «Электрическая часть станций и подстанций». Благовещенск 2013.- 106 с.
- 15 Микропроцессорные устройства релейной защиты Seram [Электронный ресурс]: Режим доступа:
- 16 Савина Н.В. «Электроснабжение промышленных предприятий » [Электронный ресурс]: метод. указания к курс. проектированию / Н. В. Савина. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2014. - 81 с.
- 17 Савина. Н.В., Проценко. П.П., «Техника высоких напряжений». Благовещенск 2015.- 105 с.
- 18 СНиП 12-04-2002. Безопасность труда в строительстве
- 19 Повзик Я. С. Пожарная тактика. – М.: ЗАО «СПЕЦТЕХНИКА», 2004. - 416 с.
- 20 Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок. М.: НЦ ЭНАС., 2013.
- 21 Правила устройства электроустановок. Распределительные устройства и подстанции. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2003.
- 22 Приказ Минпромэнерго РФ от 23.06.2015 № 380. О порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии, применяемых для определения обязательств сторон в договорах об оказании услуг по передаче электрической энергии.

23 Приказ ФСТ России № 1747/17 от 19.12.2020 г. Об утверждении предельных уровней тарифов на услуги по передаче электрической энергии по субъектам Российской Федерации на 2021 год

24 Руководящий документ «Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий» РД-153.-34.0-03.301-00. – МЗАО «Энергетические технологии», 2000.- 116 с.

25 Руководящий документ «Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок». М.: НЦ ЭНАС., 2013

26 Рожкова Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций /Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева. –М.: Издательский центр «Академия», 2005 .– 448с.

27 СНиП 12-04-2002. Безопасность труда в строительстве.

28 Файбисович Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей /Д. Л. Файбисович, И.Г. Карапетян – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2012.– 320с.

29 Шабад М.А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей: Монография/ М.А. Шабад. – Спб.: ПЭИПК, 2003. –4-е изд., перераб. и доп. – 350 стр., ил.

30 Электротехнический справочник, Т 3/ Под общ. ред. профессоров МЭВ.Г. Герасимова и др. – М.: Изд-во МЭИ, 2002.