

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

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« ____ » _____ 2022 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Проектирование релейной защиты и автоматики подстанции
Газохимическая напряжением 35/10 кВ в городе Сковородино Амурской
области

Исполнитель

студент группы 842- об4

подпись, дата

И.А. Кругликов

Руководитель

профессор,
канд.техн.наук

подпись, дата

Ю.В. Мясоедов

Консультант:

по безопасности и
экологичности

доцент, канд. техн. наук

подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

доцент, канд. техн. наук

подпись, дата

А.Н.Козлов

Благовещенск 2022

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

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

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента Кругликова Игоря Александровича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Проектирование релейной защиты и автоматики подстанции Газохимическая напряжением 35/10 кВ в городе Сковородино Амурской области

(утверждена приказом от _____)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе Схемы электрических соединений северных сетей, нагрузка ПС Сковородино согласно контрольным замерам, электроприемники метанолового завода и электрические нагрузки.

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Характеристика района, расчет нагрузок метанолового завода, проектирование ПС Газохимическая, подключение ПС Газохимическая к существующей сети, расчет токов КЗ, выбор оборудования, молниезащита, выбор типов защит и автоматики, техника безопасности, экономическая оценка эффективности.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 7 листов графической части, 21 таблица, программный продукт Mathcad.

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: Мясоедов Юрий Викторович,
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

профессор, канд. техн. наук

Задание принял к исполнению (дата): _____

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 125 с., 14 рисунков, 21 таблица, 24 использованных источника.

АВТОМАТИКА, ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, КАПИТАЛОВЛОЖЕНИЯ, НАПРЯЖЕНИЕ, НАГРУЗКА, ПОТОКИ МОЩНОСТИ, ПОТРЕБИТЕЛЬ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, СЕТЬ, СЕЧЕНИЕ ПРОВОДА, ТРАНСФОРМАТОР, ТЕРМИНАЛЫ.

В выпускной квалификационной работе рассмотрено проектирование релейной защиты и автоматики подстанции Газохимическая напряжением 35/10 кВ в городе Сковородино Амурской области, в связи, с чем необходимо спроектировать новую ПС Газохимическая и разработать схему подключения к существующей сети. В ходе проектирования решены такие задачи как: расчет токов короткого замыкания для выбора и проверки высоковольтного и низковольтного электрооборудования; определены параметры заземляющих устройств ПС Газохимическая, зоны защиты от прямых ударов молнии, расчет релейной защиты трансформатора и линии, автоматика, а так же диспетчерское управление, телемеханика и средства связи на ПС Газохимическая.

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

- АВР – автоматическое включение резерва
- АПВ – автоматическое повторное включение
- АРМ – автоматизированное рабочее место
- 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
- РЗА – релейная защита и автоматика
- РУ – распределительное устройство
- СТМ – система телемеханики
- ТИ – телеизмерения
- ТН – трансформатор напряжения
- ТО – токовая отсечка
- ТП – трансформаторная подстанция
- ТС – телесигнализация
- ТТ – трансформатор тока
- ТУ – телеуправление
- УЗО – устройство защитного отключения
- ЦС – центральная сигнализация
- ЭП – электроприемник

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	7
1 Характеристика Метанолового завода	10
1.1 Краткое описание Метанолового завода	10
1.2 Климатическая характеристика города Сковородино	10
1.3 Характеристика центров питания	11
1.4 Характеристика электроприёмников объекта Метанолового завода	12
2 Расчёт электрических нагрузок	14
2.1 Расчёт низковольтной нагрузки	14
2.2 Расчёт осветительной нагрузки	16
2.3 Расчёт высоковольтной нагрузки	18
2.4 Расчёт электрической нагрузки предприятия	21
3 Подключение ПС Газохимическая к существующей сети	24
3.1 Разработка однолинейной схемы и конструктивное исполнение	24
3.2 Выбор номинального напряжения на ПС Газохимическая	25
3.3 Компенсация реактивной мощности	26
3.4 Выбор числа и мощности трансформаторов на ПС Газохимическая	28
3.5 Подключение ПС Газохимическая к существующей сети	30
4 Расчёт токов короткого замыкания	33
5 Выбор и проверка оборудования 35 кВ	38
5.1 Выбор и проверка выключателей	38
5.2 Выбор разъединителей	41
5.3 Выбор и проверка трансформаторов тока	42
5.4 Выбор и проверка трансформаторов напряжения	44
6 Выбор и проверка оборудования 10 кВ	47
6.1 Выбор комплектного распределительного устройство	47
6.2 Выбор и проверка выключателей встроенных в КРУ 10 кВ	48
6.3 Выбор трансформатора тока в КРУ 10 кВ	50

6.4	Выбор трансформатора напряжения в КРУ 10 кВ	51
6.5	Выбор и проверка токоведущих частей	52
6.6	Выбор и проверка ТСН в КРУ 10 кВ	54
6.7	Выбор и проверка опорных изоляторов	55
7	Молниезащита и заземление ПС Газохимическая	57
7.1	Заземление ПС Газохимическая	57
7.2	Защита от прямых ударов молнии	61
7.3	Выбор и проверка ограничителей перенапряжения	63
8	Выбор системы оперативного тока ПС Газохимическая	67
9	Релейная защита, автоматика и сигнализация	70
9.1	Виды и типы релейной защиты	70
9.2	Защита трансформатора на ПС Газохимическая	72
10	Защита линии ВЛ 35 КВ Сквородино – Газохимическая	83
10.1	Максимальная токовая защита	83
10.2	Защита от однофазного замыкания на землю	89
10.3	Автоматика на ПС Газохимическая	89
11	Сигнализация на ПС Газохимическая	95
12	Организация измерения и учёта электроэнергии, телемеханизация ПС Газохимическая	97
13	Технико-экономическое обоснование проекта	101
13.1	Расчет капитальных вложений в выбранное оборудование	101
13.2	Расчет эксплуатационных издержек	102
14	Безопасность и экологичность	106
14.1	Безопасность	106
14.2	Экологичность	108
14.3	Чрезвычайные ситуации	115
	Заключение	123
	Библиографический список	124

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время Амурская область обладает богатейшим природно-ресурсным потенциалом и на сегодняшний день является одним из наиболее инвестиционно привлекательных российских регионов. В настоящее время планируется строительство метанолевого завода на базе железнодорожного нефтеналивного терминала, в городе Сковородине, которое реализует компания «Технолизинг». Ожидается, что объем производства составит 1 миллион тонн продукции в год. Основным получателем продукции завода станет Китай: перспективные объемы потребления оцениваются примерно в 1 млрд куб. м.

Метаноловый завод планируют запитать от проектируемой подстанции Газохимическая напряжением, предусматривается осуществить строительство двух воздушных линий 35 кВ от ПС Сковородино до ПС Газохимическая, с расширением ОРУ 35 кВ на две линейный ячейки на ПС Сковородино.

Для обеспечения непрерывности и устойчивости, на подстанции предусмотрена релейная защита всего сетевого оборудования.

На всех технологических этапах производства, передачи и распределения электрических мощностей возможно возникновение аварийных ситуаций, которые способны разрушить техническое оборудование или привести к гибели обслуживающий персонал за очень короткое время, исчисляемая долями секунды.

Качество электроэнергии строго регламентируется техническими нормативами:

- амплитудой напряжения и тока;
- частотой сети;
- формой синусоидальной гармоники и наличием в ней посторонних шумов;
- направлением, величиной и качеством мощности;

- фазой сигнала и некоторыми другими параметрами.

Под каждую из этих характеристик создаются определённые виды релейных защит. Они после ввода в работу:

- постоянно отслеживают измерительным органом — реле состояние одного или нескольких параметров сети. Например, тока, напряжения, частоты, фазы, мощности и непрерывно сравнивают его величину с заранее установленным диапазоном, называемым уставкой;
- в случае выхода контролируемой величины за нормированную границу измерительный орган срабатывает и переключением положения своих контактов коммутирует цепи подключенной логической части;
- в зависимости от решаемых задач логика схемы настроена на определенные алгоритмы. Она выполняет их воздействием на коммутационный аппарат, например, соленоид отключения выключателя первичного оборудования электрической схемы;
- силовой выключатель ликвидирует возникшую неисправность в схеме снятием с нее питания.

Для достижения поставленной цели необходимо осуществить ряд задач:

- проектирование ПС Газохимическая и подключения к существующей сети,
- расчет токов короткого замыкания на шинах ПС Газохимическая;
- выбор и проверка высоковольтного и низковольтного электрооборудования на ПС Газохимическая;
- определение параметров заземляющих устройств, зоны защиты от прямых ударов молнии;
- выбор устройств РЗА ЛЭП 35 кВ Сковородино – Газохимическая;
- выбор устройств РЗА трансформаторов на ПС Газохимическая;
- произвести расчет необходимых параметров сети и защищаемого оборудования;
- рассчитать параметры настройки (уставки) для выбранных устройств РЗА;

- сделать вывод о чувствительности выбранных защит в разных режимах работы;

- была произведена экономическая оценка эффективности и финансовой состоятельности инвестиций проекта.

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

1 ХАРАКТЕРИСТИКА МЕТАНОЛОВОГО ЗАВОДА

1.1 Краткое описание Метанолового завода

Метановый завод - одно из крупнейших предприятий отрасли. Исходным сырьём для производства метанола является природный газ. Завод работает круглосуточно и круглогодично - с ежегодным перерывом на один месяц, в течение которого на заводе осуществляется капитальный ремонт. Завод будет производить 2,5 тысячи тонн метанола в сутки - это примерно один железнодорожный состав, ежедневно отгружаемый с завода. Завод будет работать по следующей схеме: Природный газ по газопроводу поступает на завод, в две печи реформинга, где превращается в синтез-газ - смесь окиси углерода и водорода. Проходя через котлы-утилизаторы, синтезгаз охлаждается. При этом образуется большое количество пара. Получаемый газ сжимается с помощью мощного компрессора и поступает на установку синтеза, откуда выходят метанола - сырец и возвратный газ. Метанола - сырец подается на ректификацию, где метанол отделяется от других веществ. Далее идет стандартизация метанола, на него выдается паспорт, после чего метанола отправляется к потребителю.

Метанол активно используется в химической промышленности, при производстве пластмасс, формальдегидов. Кроме того, метанол используется в топливных элементах, которые преобразуют энергию химической реакции в электрическую напрямую, без сжигания топлива.

1.2 Климатическая характеристика города Сковородино

Расположение объекта Метанолового завода находится в Сковородинском районе Амурской области, расположенный на берегу реки Большой Невер, в 669 километрах к северо-западу от Благовещенска. Площадь населенного пункта составляет 22 квадратных километра.

Город Сковородино приравнен к районам Крайнего Севера.

Климат резкоконтинентальный, что определяется наличием горных массивов. Зима очень холодная и длительная. Среднемесячная температура

января -30°C. Лето очень теплое и недолгое. Самый теплый месяц июль со средней температурой + 20°C. Время с устойчивыми морозами до 5 месяцев. Средняя высота снежного покрова 20 см. Продолжительность залегания до 170 дней. Среднегодовое количество осадков 450 – 600 мм. Влажность воздуха изменяется в пределах 60 – 80 %. Преобладающие ветры - северо-западного направления, среднегодовая скорость ветра 1,6 м/с.

Грунт рассматриваемого района представлен суглинками и супесями.

При расчете ВЛ и их элементов должны учитываться климатические условия - ветровое давление, скоростной напор ветра, толщина стенки гололеда, температура воздуха, интенсивность грозовой деятельности. Для расчета заземления подстанций необходимо учитывать глубину промерзания и удельное сопротивление грунта. В таблице 1 представлена климатическая характеристика г. Сковородино.

Таблица 1 – Климатическая характеристика г. Сковородино

Климатическая зона	II
Среднегодовая температура, °С	4
Абсолютный минимум, °С	-49,2
Абсолютный максимум, °С	31,6
Скоростной напор ветра, кгс/м ²	21
Район по ветровому давлению	II
Район по толщине стенки гололеда	II
Число грозových часов в год	50
Глубина промерзания грунта, м	0,3
Удельное сопротивление грунта $\rho_{изм}$, Ом·м	150

1.3 Характеристика центров питания

Основным источником электроснабжения потребителей является ПС Сковородино 220/110/35/10 кВ.

ПС Сковородино является подстанцией системообразующей сети 220 кВ Амурской области. Распределительное устройство на 220, 110 кВ ПС Сковородино выполнено по схеме «Одна секционированная система шин». На подстанции установлено два автотрансформатора АТДН 63000/220/110/35 кВ и трехобмоточный трансформатора типа ТДТН 25000/220/35/10 кВ.

Распределительное устройство 35 кВ и 10 кВ выполнены по схеме: «Одна секционированная система шин»

По географическим признакам проектируемая подстанция Газохимическая ближе всего расположена Сковородино.

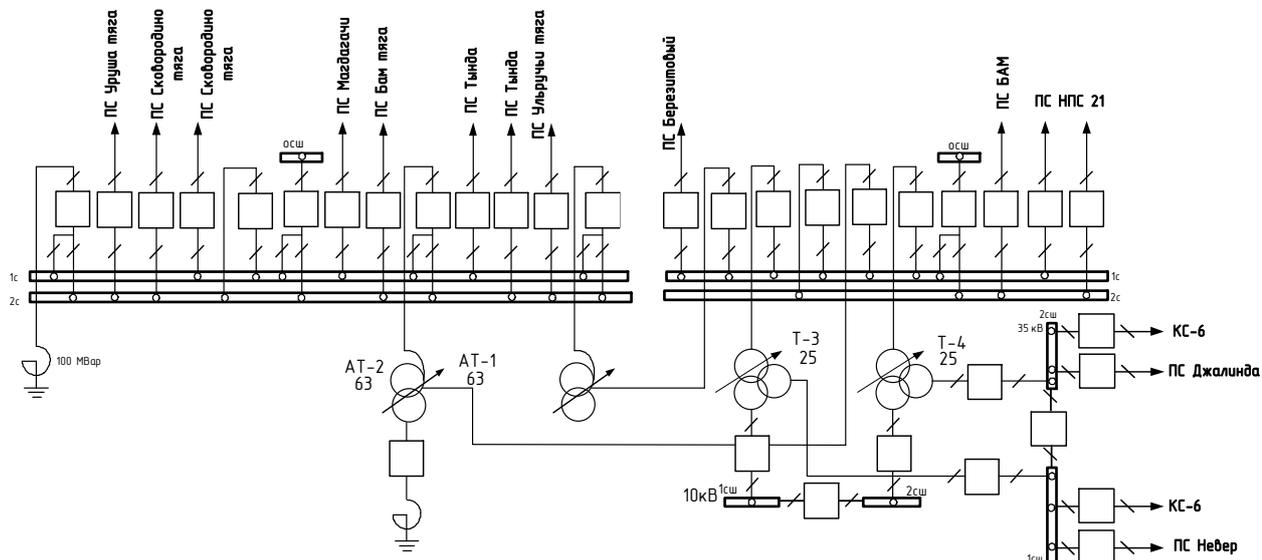


Рисунок 1 – Упрощенная схема ПС Сковородино

Загрузка автотрансформаторов АТ1 и АТ2 на ПС Сковородино согласно данным зимнего контрольного замера 15.12.2021 г. составляет 43% и 53%, а Т3,Т4 составляет 68% и 71%.

Исходя из географического расположения Метанолового завода и характеристики центра питания, целесообразнее всего подключить к ПС Сковородино.

1.4 Характеристика электроприёмников объекта Метанолового завода

К основным потребителям электроэнергии метанолового завода относятся:

на напряжение до 1000 В (0,4/0,23 кВ) переменного тока — электродвигатели производственных механизмов мощностью до 250 кВт (питатели, конвейеры, насосы, вентиляторы, освещение)

на напряжение 6—10 кВ переменного тока — электродвигатели мощностью свыше 250 кВт (мельницы, компрессоры, насосы, дымососы, приводы обжиговых печей);

По степени надежности электроснабжения в соответствии с Правилами устройства электроустановок электроприемники горно-обогательного комплекса 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, например компрессорная, водоносная, обжиговые печи. В процентном соотношении метаноловый завод состоит из электроприемников II и III категории – 70%, и I категории – 30%.

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

2 РАСЧЁТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

Правильное определение ожидаемых электрических нагрузок при проектировании является основой для рационального решения всего сложного комплекса вопросов электроснабжения современного промышленного предприятия. Завышенные нагрузки вызывают излишние затраты и недоиспользование дефицитного электрооборудования и проводникового материала. Заниженные значения электрических нагрузок влекут за собой недоиспользование дорогого технологического оборудования и недоотпуск продукции.

Расчет электрических нагрузок необходим для выбора и проверки проводников и трансформаторов по пропускной способности и экономической плотности тока, а также для расчета потерь и отклонений напряжения, колебаний напряжения, выбор защиты и компенсирующих устройств.

2.1 Расчёт низковольтной нагрузки

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

По средней активной мощности и по расчетному коэффициенту для всех характерных групп потребителей определяются расчётные активные P_{pi} и реактивные Q_{pi} мощности нагрузок:

$$P_{pi} = P_{cpi} \cdot K_{pi}, \quad (1)$$

Реактивную расчётную мощность определим по формуле:

$$Q_{pi} = P_{pi} \cdot \operatorname{tg} \varphi_i, \quad (2)$$

где K_{pi} – коэффициент расчетной активной мощности для внешнего электроснабжения равен 1 [11];

Рассмотрим пример расчёта для бытового корпуса.

Определяем среднюю активную мощность:

$$P_{срi} = P_{устi} \cdot K_{ui} = 2408 \cdot 0,8 = 1926 \text{ кВт}, \quad (3)$$

где K_u – коэффициент использования, принимаем по справочным данным [11];

Расчетная активная и реактивная нагрузка составляет:

$$P_p = 1926 \cdot 1 = 1926 \text{ кВт};$$

$$Q_{pi} = 1926 \cdot 0,91 = 1753 \text{ квар}.$$

Для остальных цехов и корпусов метанолового завода расчёт низковольтной нагрузки произведем по указанным формулам. Результаты полученных расчётов представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Расчёт низковольтной нагрузки метанолового завода

Потребитель	$P_{уст.}$ кВт	$K_u.$	$K_p.$	$tg\varphi_i$	$P_{расч}$ кВт	$Q_{расч.}$ кВар
1	2	3	4	5	6	7
Бытовой корпус	350	0.6	1,05	0.75	210	157.5
Котельная	1020	0.8	1,0	0.85	816	693.6
Вентиляторы продувки электродвигателей	2571	0.85	1,14	0.85	2185.35	1857.55
Аварийные насосы смазки ГПА	340	0.85	1,0	0.67	289	193.63
Противопожарные насосы	480	0.8	1,0	0.82	384	314.88
парогенератор	290	0.45	1,05	0.65	130.50	84.83
Конденсатная	140	0.45	1,05	0.65	63	40.95
Компрессоры газодинамических уплотнений ГПА	890	0.8	1,0	0.74	712	526.88
теплообменник	644	0.45	1,05	0.6	289.80	173.88
Автоматизированная система управления технологическими процессами цеха	250	0.45	1	0.78	112.5	87.75
Приточная вентиляция	340	0.3	1,14	0.65	102	66.3

1	2	3	4	5	6	7
Компрессорный цех с турбокомпрессор и поршневыми ГПА и линейные КС и ПХГ	750	0.6	1,0	0.75	450	337.5
Маслонасосы уплотнений	328	0.85	1,0	0.8	278.80	223.04
Экологическая лаборатория	120	0.3	1,05	0.7	36	25.2
Циркуляционные насосы АВО масла	407	0.45	1,05	0.8	183.15	146.52
Ректификационные колонны	185	0.3	1,05	0.73	55.50	40.52
Экипировочная	152	0.3	1,05	0.75	45.60	34.2
Электродвигатели подпорных и приточных вентиляторов	720	0.8	1,0	0.71	576	408.96
Административный корпус	342	0.6	1,05	0.75	205.20	153.9
Итого					7124	5568

2.2 Расчёт осветительной нагрузки

На метаноловом заводе в качестве электрических источников света используются энергосберегающие лампы.

Активная расчётная нагрузка осветительных приёмников цеха определяется по удельной нагрузке:

$$P_{расч.Л.} = P_{уд.Л.} \cdot F_{ц}, \quad (4)$$

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

$F_{ц}$ - площадь пола цеха.

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. Люминесцентные лампы на предприятии используются как основной источник света (составляют примерно 75% от общего освещения),

обеспечивающий нормальную работу производства. Для них реактивная мощность вычисляется по формуле:

$$Q_{расч.Л} = 0,75 \cdot P_{расч.Л} \cdot tg\phi_{рл}, \quad (5)$$

где $tg\phi_{рл} = 0,5$ [11].

Пример расчёта приведем для бытового корпуса, для остальных цехов результаты представлены в таблице 6.

Площадь пола бытового корпуса определим:

$$F_{ц} = 310 + 250 - 200 = 360 \text{ м}^2 \quad (6)$$

$$P_{расч.Л.} = P_{уд.Л.} \cdot F_{ц} = 23 \cdot 10^{-3} \cdot 360 = 8,28 \text{ кВт} \quad (7)$$

$$Q_{расч.Л.} = 0,75 \cdot P_{расч.Л.} \cdot tg\phi_{рл} = 0,75 \cdot 8,28 \cdot 0,5 = 2,05 \text{ квар} \quad (8)$$

Результаты расчёта осветительной нагрузки для каждого цеха предприятия метанолового завода показаны в таблице 3.

Таблица 3 – Результаты расчёта осветительной нагрузки

Потребитель	$F_{ц},$ $м^2$	$P_{уд.Л.}$ $Вт/м^2$	$P_{расч.Л}$ $кВт$	$Q_{расч.Л}$ $квар$
1	2	3	5	6
Аварийное освещение цеха	4024	20,00	80.48	19.92
Бытовой корпус	360	23,00	8.28	2.05
Котельная	288	23,00	6.62	1.64
Вентиляторы продувки электродвигателей	750	20,00	15.00	3.71
Аварийные насосы смазки ГПА	1230	16,00	19.68	4.87
Противопожарные насосы	1150	17,00	19.55	4.84
парогенератор	1411	22,00	31.04	7.68
Конденсатная	1152	23,00	26.50	6.56
Компрессоры газодинамических уплотнений ГПА	1728	18,00	31.10	7.70

Продолжение таблицы 3

1	2	3	5	6
теплообменник	864	20,00	17.28	4.28
Автоматизированная система управления технологическими процессами цеха	273	23,00	6.28	1.55
Приточная вентиляция	244	24,00	5.86	1.45
Компрессорный цех с турбокомпрессор и поршневыми ГПА и линейные КС и ПХГ	950	24,00	22.80	5.64
Маслонасосы уплотнений	158	18,00	2.84	0.70
Экологическая лаборатория	320	20,00	6.40	1.58
Циркуляционные насосы АВО масла	850	20,00	17.00	4.21
Ректификационные колонны	288	18,00	5.18	1.28
Экипировочная	216	19,00	4.10	1.02
Электродвигатели подпорных и приточных вентиляторов	288	24,00	6.91	1.71
Административный корпус	288	24,00	6.91	1.71
Итого			339	84

2.3 Расчёт высоковольтной нагрузки

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.

Определение расчетной нагрузки:

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

$$Q_p = K_p \cdot Q_{cp\Sigma}.$$

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

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

$$P_{\text{предн}} = \sum_1^n K_0 \cdot P_{p\Sigma}; \quad (10)$$

$$Q_{\text{предн}} = \sum_1^n K_0 Q_{p\Sigma}. \quad (11)$$

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

$$P_{\text{ср.ВН}} = K_u \cdot P_{\text{уст.}};$$

$$Q_{\text{ср.ВН}} = K_u \cdot P_{\text{уст.}} \cdot \text{tg}\phi,$$

где $P_{\text{ср.}}$ – средняя активная мощность;

K_e – коэффициент использования [11];

$\text{tg}\phi$ – соответствует характерному для приемников данного цеха средневзвешенному значению коэффициента мощности $\cos\phi$.

Основные элементы газоперекачивающего оборудования — это нагнетатель природного газа (компрессор) и его привод, всасывающее и выхлопное устройства, маслосистема, топливовоздушные коммуникации, автоматика и вспомогательное оборудование. В качестве привода центробежных нагнетателей рассмотрим четыре электродвигателя типа СТД-630-23УХЛ4, которые подключаются к нагнетателям через повышающий редуктор. Два электродвигателя работают на производство, а два электродвигателя резервных, которые находятся в состоянии постоянной готовности.

Для синхронных двигателей находится максимальная реактивная мощность, которую СД может генерировать. Значения реактивной мощности, получаемой от СД, зависят от его загрузки активной мощностью и относительного напряжения на зажимах двигателя:

$$Q_{CD} = \frac{K_{з. Q_{CD}} \cdot P_{ном. \Sigma CD} \cdot tg \phi_{CD}}{\eta_{CD}}, \quad (12)$$

где $P_{ном. \Sigma CD}$ – суммарная установленная мощность группы СД;

$tg \phi_{CD}$, η_{CD} – номинальные данные СД (коэффициент реактивной мощности и КПД);

$K_{з. Q_{CD}}$ – коэффициент наибольшей допустимой нагрузки СД по реактивной мощности.

Определим активную и реактивную мощность расчетной высоковольтной нагрузки для «КС-3» (где установлены СД):

$$P_{ср. ВН(двиг)} = K_u \cdot P_{уст.}, \quad (13)$$

$$P_{ср. ВН(двиг)} = 0,8 \cdot 630 \cdot 4 = 2016 \text{ кВт},$$

$$P_{расч. ВН(двиг)} = K_p \cdot P_{ср. ВН(двиг)},$$

$$P_{расч. ВН(двиг)} = 1 \cdot 2016 = 2016 \text{ кВт}$$

$$Q_{CD(двиг)} = - \frac{K_{з. Q_{CD}} \cdot P_{ном. \Sigma CD} \cdot tg \phi_{CD}}{\eta_{CD}}, \quad (14)$$

$$Q_{CD(двиг)} = - \frac{1,27 \cdot 2016 \cdot 0,48}{0,945} = -1300 \text{ квар},$$

Для СД, работающих с «опережающим» коэффициентом мощности, величина Q_{CD} берётся со знаком “минус”.

Результаты расчётов высоковольтной нагрузки 10 кВ приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Расчёт высоковольтной нагрузки 10 кВ

Потребитель	$P_{уст.}$ кВт	K_ϵ	$\cos \varphi$	$P_{расч}$ кВт	$Q_{расч.}$ квар
СТД-630-23УХЛ4	4 шт х 630	0,8	0,85	2160	-1300

2.4 Расчёт электрической нагрузки предприятия

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

Суммарные расчетные активные и реактивные нагрузки:

– силовые приемники до 1 кВ:

$$\Sigma P_{расч.НН.} = 7124 \text{ кВт} ,$$

$$\Sigma Q_{расч.НН.} = 5568 \text{ квар} ,$$

– силовые приемники выше 1 кВ:

$$\Sigma P_{расч.ВН.} = 2160 \text{ кВт} ,$$

$$\Sigma Q_{сд} = -1300 \text{ квар} ,$$

– осветительные приемники:

$$\Sigma P_{расч.Л.} = 339 \text{ кВт} ,$$

$$\Sigma Q_{расч.Л.} = 84 \text{ квар}$$

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

$$\Delta P_{ТЦ} = 0,02 \cdot S_{расч.ΣН} ; \quad (15)$$

$$\Delta Q_{ТЦ} = 0,1 \cdot S_{расч.ΣН} ; \quad (16)$$

$$S_{расч.ΣН} = \sqrt{(P_{расч.ΣН})^2 + (Q_{расч.ΣН})^2} \quad (17)$$

$$P_{расч.ΣН} = \sum P_{расч.ΣН} + \sum P_{расч.Л.} = 7124 + 339 = 7463 \text{ кВт} \quad (18)$$

$$Q_{расч.ΣН} = \sum Q_{расч.ΣН} + \sum Q_{расч.Л.} = 5568 + 84 = 5652 \text{ квар} \quad (19)$$

$$S_{расч.ΣН} = \sqrt{(7463)^2 + (5652)^2} = 9362 \text{ кВА} \quad (20)$$

$$\Delta P_{ТЦ} = 0,02 \cdot S_{расч.ΣН} = 0,02 \cdot 9362 = 187,24 \text{ кВт} \quad (21)$$

$$\Delta Q_{ТЦ} = 0,1 \cdot S_{расч.ΣН} = 0,1 \cdot 9362 = 936,2 \text{ квар} \quad (22)$$

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

$$\Delta P_{л.} = 0,015 \cdot S_{расч.ΣН}; \quad (23)$$

$$\Delta Q_{л.} = 0,02 \cdot S_{расч.ΣН} \quad (24)$$

$$\Delta P_{л.} = 0,015 \cdot S_{расч.ΣН} = 0,015 \cdot 9362 = 140 \text{ кВт} \quad (25)$$

$$\Delta Q_{л.} = 0,02 \cdot S_{расч.ΣН} = 0,02 \cdot 9362 = 187,2 \text{ квар} \quad (26)$$

Полная, активная и реактивная мощность метанолового завода определяется по следующим формулам:

$$P_{расч.} = (\sum P_{расч.НН} + \sum P_{расч.ВН}) \cdot K_{О.м.} + \sum P_{расч.Л.} + \Delta P_{ТЦ} \quad (27)$$

где $K_{О.м.}$ – коэффициент одновременности максимумов силовой нагрузки,

$$\text{равный } K_{О.м.} = 0,9$$

$$P_{расч.} = (7124 + 2160) \cdot 0,9 + 339 + 187,2 = 9780 \text{ кВт}$$

$$Q_{расч.} = (\sum Q_{расч.НН} + \sum Q_{расч.ВН} - \sum Q_{СД}) + \sum Q_{расч.Л.} + \Delta Q_{ТЦ} \quad (28)$$

$$Q_{расч.} = (5568 - 1300) + 84 + 936,2 = 4288 \text{ квар}$$

$$S_{расч.} = \sqrt{(P_{расч.})^2 + (Q_{расч.})^2} = \sqrt{(9780)^2 + (4290)^2} = 10680 \text{ кВА} \quad (29)$$

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

$$Q_{сист} = P_{расч.} \cdot \operatorname{tg} \phi = 9780 \cdot 0,4 = 3912 \text{ квар} \quad (30)$$

Расчётная нагрузка:

$$S_{расч.СКЗ} = \sqrt{(P_{расч.})^2 + (Q_{сист.})^2} = \sqrt{(9780)^2 + (3912)^2} = 10533 \text{ кВА} \quad (31)$$

3 ПОДКЛЮЧЕНИЕ ПС ГАЗОХИМИЧЕСКАЯ К СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СЕТИ

3.1 Разработка однолинейной схемы и конструктивное исполнение

Метаноловый завод запитан от ПС Газохимическая. Все элементы распределительного устройства (РУ) электрической станции или ПС 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 ПС обуславливается величиной и характером электрических нагрузок, и размещением их на плане. Намеченное место расположения уточняется по условиям розы ветров, планировки предприятия, габаритов и типа ПС, 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».

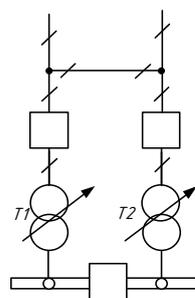


Рисунок 2 – ПС Газохимическая

3.2 Выбор номинального напряжения на ПС Газохимическая

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:

$$U_{РАЦ} = 4,34 \cdot \sqrt{l + 16 \cdot P_{\Sigma}} \quad (32)$$

где l – наибольшая длина линии;

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

$$U_{РАЦ} = 4,34 \cdot \sqrt{10 + 16 \cdot 9,780} = 37,9 \text{ кВ} \quad (33)$$

Принимаем номинальное напряжение по высокой стороне на ПС Газохимическая 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.

3.3 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 ПС Газохимическая.

Требуемая мощность компенсирующих устройств:

$$Q_{KV\text{требуемая}} = Q_{MAX} - P_{max} \cdot \text{tg}\varphi_{пред} \quad (34)$$

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

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

По заданным коэффициентам мощности определяем заданную максимальную реактивную мощность:

$$Q_3 = P_{max} \cdot \text{tg}\varphi_{зад} = 9,780 \cdot 0,4 = 3,912 \text{ МВар};$$

Мощность необходимых КУ на одну секцию шин.

$$Q_{KV} = \frac{4,29 - 3,912}{2} = 0,2 \text{ МВар} \quad (35)$$

Фактическая мощность компенсирующего устройства:

$$Q_{KV.i}^{\Phi} = S \cdot n \quad (36)$$

где n – количество устанавливаемых батарей конденсаторов;

S – мощность батарей конденсаторов.

$$Q_{KV}^{\Phi} = n \cdot S = 1 \cdot 0,45 = 0,45 \text{ МВар}. \quad (37)$$

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

Определяем некомпенсированную реактивную мощность для двух секций шин:

$$Q_{HECK.i} = Q_i - 2 \cdot Q_{KV.i}^{\Phi}; \quad (38)$$

$$Q_{HECK.3} = Q_3 - 2 \cdot Q_{KV.3}^{\Phi} = 4,29 - 2 \cdot 0,450 = 3,39 \text{ Мвар} \quad (39)$$

3.4 Выбор числа и мощности трансформаторов на ПС Газохимическая

Мощность трансформатора в нормальных условиях эксплуатации должна обеспечивать питание электрической энергией всех потребителей, подключенных к ПС Газохимическая. Кроме того, нужно учитывать необходимость обеспечения ответственных потребителей (I и II категорий) электрической энергией и в случае аварии на одном из трансформаторов, установленных на ПС. Повреждения трансформаторов на понижающих подстанциях, сопровождающиеся их отключением, довольно редки, однако с их возможностью следует считаться, особенно если к ПС 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 ПС двух трансформаторов, номинальная мощность каждого из которых будет рассчитана на 60...70 % максимальной нагрузки ПС.

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 ПС. 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:

$$S_{тр\text{расч}} = \frac{\sqrt{P_{ср}^2 + Q_{неск}^2}}{n_m \cdot \chi_{зонт}} \quad (40)$$

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

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

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

n_m – число трансформаторов;

$\chi_{зонт}$ – оптимальный коэффициент загрузки.

Рассчитаем мощность трансформатора на ПС Газохимическая:

$$S_{тр\text{расч}} = \frac{\sqrt{9,78^2 + 3,39^2}}{2 \cdot 0,7} = 7,4 \text{ МВА} \quad (41)$$

Принимаем трансформаторы ТДН 10000 [16]

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

$$k_{з\text{норм}} = \frac{\sqrt{P_{расч}^2 + Q_{неск}^2}}{(n_m) \cdot \chi_{тр}} \quad (42)$$

$$k_{з\text{н/а}} = \frac{\sqrt{9,78^2 + 3,39^2}}{10 \cdot 0,7} = 0,52 \quad (43)$$

Условие выполняется.

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

$$k_{3n/a} = \frac{\sqrt{P_{расч}^2 + Q_{неск}^2}}{(n_m - 1)\Phi_{тр}} \quad (44)$$

При этом должно выполняться условие:

$$k_{3n/a} \leq 1,4 \quad (45)$$

$$k_{3n/a} = \frac{\sqrt{9,78^2 + 3,39^2}}{10} = 1,04 \quad (46)$$

Условие выполняется, следовательно, трансформатор выбран, верно.

3.5 Подключение ПС Газохимическая к существующей сети

Схема электрических сетей должна 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.

Подключение ПС Газохимическая к существующей сети предусматривает строительство двух воздушных линий 35 кВ от ПС Сковородино до ПС Газохимическая, с расширением ОРУ 35 кВ на две линейный ячейки на ПС Сковородино.

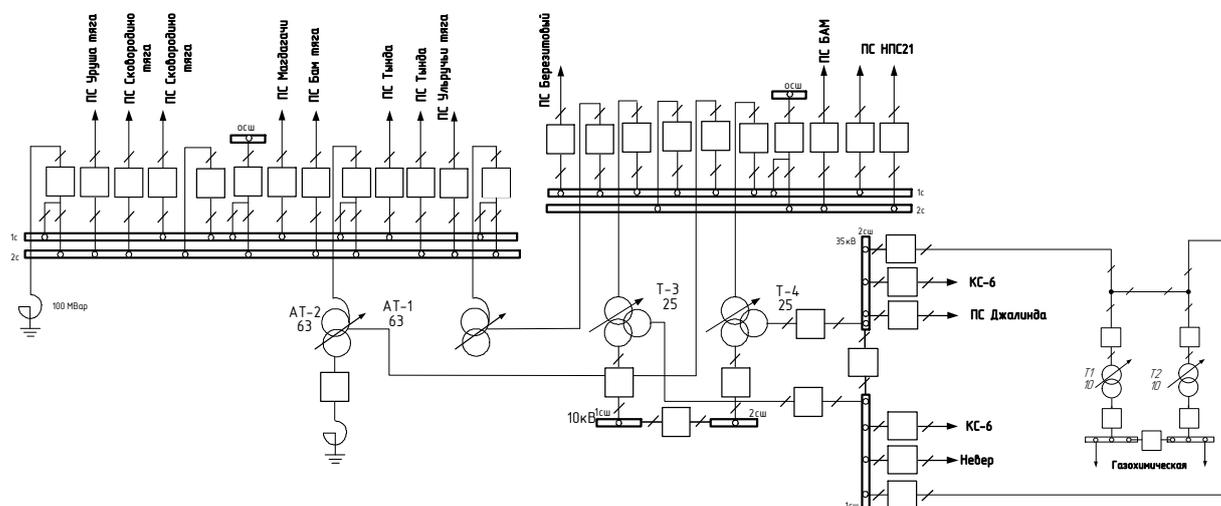


Рисунок 3 – Подключение ПС Газохимическая к существующей сети

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:

$$S_{\text{эк}} = \frac{I_{\text{расч}}^{\text{нр}}}{j_{\text{эк}}}, \quad (47)$$

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

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

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

Приведенный расчетный ток определяем по формуле:

$$I_{\text{расч}}^{\text{нр}} = \alpha \cdot I_5,$$

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

α – поправочный коэффициент, зависящий от изменения тока во времени

$$\alpha = \sqrt{0,15 + 0,25(i_1 - 0,3)^2 + 0,35 \cdot (i_{\text{нб}} - 0,1)^2} \quad (48)$$

В этой формуле $i_1 = I_1 / I_5$ – расчетный ток первого года эксплуатации линии электропередачи, отнесенный к току пятого года; $i_{\text{нб}} = I_{\text{нб}} / I_5$ – 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 $I_{\text{нб}}$ принимаем равным расчетному току на уровне десятого года эксплуатации, который с учетом среднегодового прироста электропотребления равен:

$$I_{нб} = \frac{\sqrt{P_{max}^2 + Q_{max}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \cdot \left(1 + \frac{n}{100}\right)^{10}, \quad (49)$$

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

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

$$I_{нб} = \frac{\sqrt{9,78^2 + 3,39^2}}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 2} \cdot \left(1 + \frac{4,2}{100}\right)^{10} = 129 \text{ A}$$

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

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

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

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

Согласно данным контрольного замера 15.12.2021 загрузка трансформаторов на ПС Сквородино с вновь водимой нагрузкой составит Т3 - 108 %, Т4 - 85,4 %.

4 РАСЧЁТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Короткими замыканиями называют замыкания между фазами, замыкания фаз на землю (нулевой провод) в сетях с глухо и эффективно-заземленными нейтральями, 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.

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

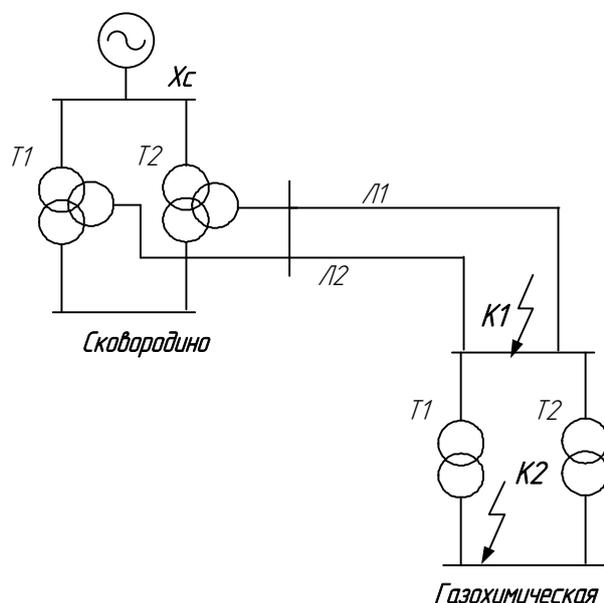


Рисунок 4 – Расчетная схема сети для расчета токов КЗ

Схема замещения выглядит следующим образом.

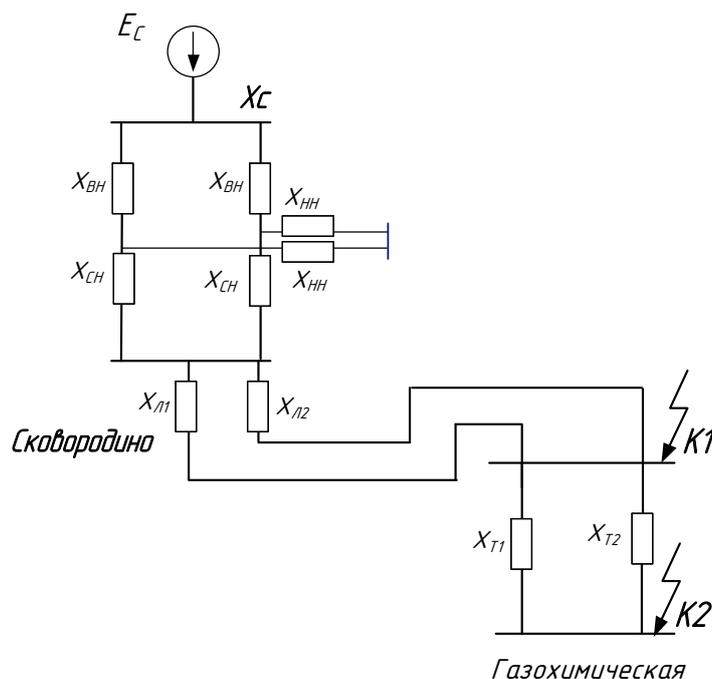


Рисунок 5 – Схема замещения для расчёта тока КЗ на шинах 35 и 10 кВ

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

Сопротивление системы определяется выражением:

$$X_C = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot I_{П0}^{(3)} \cdot U_{ср.ном}} \quad (50)$$

где $I_{П0}^{(3)}$ – 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:

Сковородино – Газохимическая:

$L_{л1,2} = 10$ км, марка провода АС-95, $x_0 = 0,421$ Ом/км;

Сопротивление линий находится по формуле:

$$X_{л} = x_0 \cdot \sqrt{3} \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_1^2} \quad (51)$$

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

$$X_1 = \frac{X_{л1} \sqrt{X_{л2}}}{X_{л1} + X_{л2}} = \frac{0,34 \sqrt{0,34}}{0,34 + 0,34} = 0,17 \text{ о.е.} \quad (52)$$

Сопротивление трансформаторов на ПС Газохимическая:

$$X_{mp} = \frac{1}{2} \sqrt{\frac{U_{\kappa}}{100}} \sqrt{\frac{S_{\delta}}{S_{mp}}} = \frac{1}{2} \sqrt{\frac{10,5}{100}} \sqrt{\frac{100}{10}} = 0,51 \text{ о.е.} \quad (53)$$

Сопротивление трансформаторов на ПС Сковородино:

$$U_{KB} = 0,5 \cdot (U_{KBH} + U_{KBC} - U_{KCH}) = 0,5 \cdot (20 + 12,5 - 6,5) = 13\% \quad (54)$$

$$U_{KC} = 0,5 \cdot (U_{KBC} + U_{KCH} - U_{KBH}) = 0,5 \cdot (12,5 + 6,5 - 20) = 0,5\% \quad (55)$$

$$U_{KH} = 0,5 \cdot (U_{KCH} + U_{KBH} - U_{KBC}) = 0,5 \cdot (6,5 + 20 - 12,5) = 7\% \quad (56)$$

$$X_{TB} = \frac{U_{KB\%}}{100\%} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{T2}} = \frac{13}{100} \cdot \frac{100}{25} = 0,52 \text{ о.е.} \quad (57)$$

$$X_{TH} = \frac{U_{KH\%}}{100\%} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{T2}} = \frac{7}{100} \cdot \frac{100}{25} = 0,28 \text{ о.е.} \quad (58)$$

$$X_{TC} = 0 \text{ о.е.} \quad (59)$$

$$X_2 = \frac{1}{2} \sqrt{X_{TB}} = \frac{1}{2} \sqrt{0,52} = 0,26 \text{ о.е.} \quad (60)$$

Эквивалентирuem схему замещения:

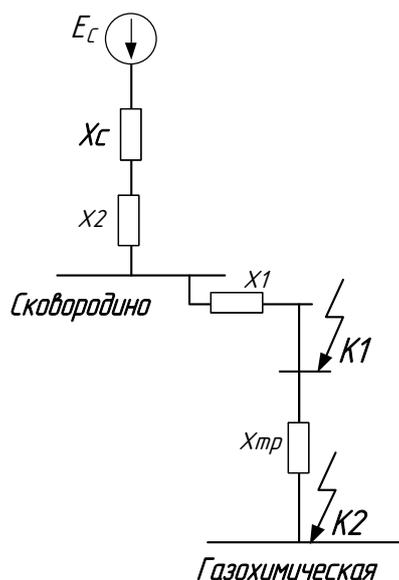


Рисунок 6 – Преобразование схемы замещения

Суммарное сопротивление до точки К1:

$$X_{\Sigma K1} = X_c + X_2 + X_1 = 0,127 + 0,26 + 0,17 = 0,56 \text{ о.е.} \quad (61)$$

Суммарное сопротивление до точки К2:

$$X_{\Sigma K2} = X_{тр} + X_{\Sigma K1} = 0,51 + 0,56 = 1,07 \text{ о.е.} \quad (62)$$

Определяем базисные токи:

$$I_{\delta} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} U_{\delta}} \quad (63)$$

$$I_{\delta 1} = \frac{100}{\sqrt{3} U_{7}} = 1,56 \text{ А}$$

$$I_{\delta 2} = \frac{100}{\sqrt{3} U_{0,5}} = 5,5 \text{ А}$$

Ток трехфазного короткого замыкания в точке К1:

$$I_{пок1}^{(3)} = \frac{E}{X_{\Sigma 1}} \cdot I_{\delta 1} = \frac{1}{0,56} \cdot 1,56 = 2,8 \text{ кА} \quad (64)$$

Ток трехфазного короткого замыкания в точке К2:

$$I_{п0к2}^{(3)} = \frac{E}{X_{\Sigma 2}} \cdot I_{\delta 2} = \frac{1}{1,07} \cdot 5,5 = 5,14 \text{ кА}$$

Определим ударные токи по следующей формуле:

$$I_{\dot{\alpha}\dot{\alpha}} = \sqrt{2} \cdot I_{r0} \cdot \hat{e}_{\dot{\alpha}\dot{\alpha}} \quad (65)$$

Согласно [24, 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:

$$I_{K3}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{n0} \quad (66)$$

Тогда токи составят:

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

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

5 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ОБОРУДОВАНИЯ 35 КВ

5.1 Выбор и проверка выключателей

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

Выбор выключателя производится по следующим параметрам:

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

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

Затем проверяется возможность отключения аperiodической составляющей тока КЗ:

$$i_{\text{а.ном}} = \sqrt{2} \cdot b_{\text{норм}} \cdot I_{\text{откл.ном}} / 100^3 i_{\text{ат}}, \quad (67)$$

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

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

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

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

$$t = t_{\text{з min}} + t_{\text{с.в}}, \quad (68)$$

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

По включающей способности проверка производится по условию:

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

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:

$$i_{\text{пр.скв}} \geq i_{\text{уд}}; I_{\text{пр.скв}} \geq I_{\text{п0}}, \quad (69)$$

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

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

На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу тока КЗ:

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}, \quad (70)$$

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:

$$B_{\text{к}} = I_{\text{п0}}^2 (t_{\text{откл}} + T_{\text{а}}), \text{кА}^2 \cdot \text{с}, \quad (71)$$

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

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

Тепловой импульс тока КЗ равен:

$$B_{\text{к}} = 2,8^2 \cdot (2,5 + 0,01) = 19,7 \text{кА}^2 \cdot \text{с}$$

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 t .

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

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

Аperiodическая составляющая тока КЗ равна:

$$i_{at} = \sqrt{2} \cdot I_{n0} \cdot e^{\frac{-t}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 2,8 \cdot e^{\frac{-0,045}{0,03}} = 0,88 \text{ кА.} \quad (72)$$

Для определения действующего значения периодической составляющей I_{it} 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. $\gamma_t = I_{it}/I_{n0} = f(t)$, 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 $I_{it} = I_{n0} = \text{const}$.

Определим номинальное допустимое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе выключателя:

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

Термическая стойкость:

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

Максимальный рабочий ток выключателя на стороне ВН:

$$I_{max p} = \frac{S_{BH}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{\sqrt{9,78^2 + 3,39^2}}{\sqrt{3} \cdot 35} = 0,171 \text{ кА}. \quad (73)$$

Результаты выбора выключателя на ПС Газохимическая сведены в таблице 5.

Таблица 5 – Каталожные и расчетные данные по выбору выключателя 35 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном}=35 \text{ кВ}$	$U_{сет.ном}=35 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{сет.ном}$
$I_{ном}=630 \text{ А}$	$I_{max}=171 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{max}$
$I_{г\delta\epsilon\epsilon.\dot{\iota}\dot{\iota}} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{г\tau}=2,8 \text{ кА}$	$I_{г\delta\epsilon\epsilon.\dot{\iota}\dot{\iota}} \geq I_{г\tau}$
$i_{\dot{\alpha}.\dot{\iota}\dot{\iota}} = 7,07 \text{ кА}$	$i_{\dot{\alpha}\tau} = 2,4 \text{ кА}$	$i_{\dot{\alpha}.\dot{\iota}\dot{\iota}} \geq i_{\dot{\alpha}\tau}$
$I_{г\delta.\dot{\iota}\dot{\iota}} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{г0} = 2,8 \text{ кА}$	$I_{г\delta.\dot{\iota}\dot{\iota}} \geq I_{г0}$
$i_{\dot{\alpha}\dot{\epsilon}\dot{\iota}} = 42 \text{ кА}$	$i_{\dot{\alpha}\dot{\epsilon}} = 6,4 \text{ кА}$	$i_{\dot{\alpha}\dot{\epsilon}\dot{\iota}} \geq i_{\dot{\alpha}\dot{\epsilon}}$
$I_{\dot{\alpha}\dot{\delta}}^2 \cdot t_{\dot{\alpha}\dot{\delta}} = 156 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\dot{\epsilon}} = 19,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\dot{\alpha}\dot{\delta}}^2 \cdot t_{\dot{\alpha}\dot{\delta}} \geq B_{\dot{\epsilon}}$

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

5.2 Выбор и проверка разъединителей

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

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

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

Таблица 6 – Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}}=35 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.ном}}=35 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сет.ном}}$
$I_{\text{ном}}=630 \text{ А}$	$I_{\text{max}}=171 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{max}}$
$i_{\text{а\text{в}г}}=42 \text{ кА}$	$i_{\text{о\text{а}}} = 6,4 \text{ кА}$	$i_{\text{а\text{в}г}} \geq i_{\text{о\text{а}}}$
для главных ножей: $I_{\text{о\text{а}д}}^2 \cdot t_{\text{о\text{а}д}} = 1350 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{е}} = 19,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{о\text{а}д}}^2 \cdot t_{\text{о\text{а}д}} \geq B_{\text{е}}$
для заземляющих ножей: $I_{\text{о\text{а}д}}^2 \cdot t_{\text{о\text{а}д}} = 156 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{е}} = 19,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{о\text{а}д}}^2 \cdot t_{\text{о\text{а}д}} \geq B_{\text{е}}$

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

5.3 Выбор и проверка трансформаторов тока

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

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

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

Для выбора трансформатора тока необходимо определить нагрузку вторичной обмотки:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}} ,$$

где Z_2 - вторичная нагрузка трансформатора тока;

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

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

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

$$R_2 = R_{\text{приб}} + R_{\text{пр}} + R_{\text{к}}; \quad (74)$$

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

На стороне ВН выберем трансформатор тока ТОЛ-35 II. Состав вторичной нагрузки трансформатора тока приведен в таблице 7.

Таблица 7 – 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	Ртутный 230ART2-03	7,5	7,5	7,5
ИТОГО		8,24	7,5	7,64

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

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

$$\sum r_{\text{приб}} = \frac{\sum S_{\text{приб}}}{I_{2н}^2} = \frac{8,24}{5^2} = 0,329 \text{ Ом}, \quad (75)$$

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

I_2 - вторичный номинальный ток прибора.

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

Сечение провода определяется по формуле:

$$S = \frac{\rho \cdot l}{r_{np}}, \quad (76)$$

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

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

Принимаем кабель АКРНГ с сечением 4 мм^2 , тогда сопротивление провода будет равно:

$$r_{np} = \frac{\rho \cdot l_{расч}}{q} = \frac{0,028 \cdot 85}{4} = 0,595 \text{ Ом}. \quad (77)$$

Тогда сопротивление нагрузки будет равно:

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

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора тока представлено в таблице 8.

Таблица 8 - Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 630 \text{ А}$	$I_p = 171 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$Z_{2ном} = 15 \text{ Ом}$	$Z_2 = 1,024 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2ном}$
$I_{дин} = 100 \text{ кА}$	$i_{уд} = 6,4 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq I_{дин}$
$I_T^2 \cdot t_T = 156 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$B_K = 19,7 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$I_T^2 \cdot t_T \geq B_K$

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

5.4 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим условиям:

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

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном},$$

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 9.

Таблица 9 - 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 ПС Газохимическая выбираем трансформатор напряжения НАМИ - 35 УХЛ1. Вторичная нагрузка трансформаторов представлена в таблице 10.

Таблица 10 - 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	12	5,5
Варметр	СР3020	5	0,91	0,42	5	12	5,5
Счетчик АЭ	Меркурий 230ART2-03	7,5	0.38	0,92 5	5	75	183
Счетчик АЭ	Меркурий 230ART2-03	7,5	0.38	0.92 5	5	75	183
Сумма						178	377

$$S_p = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{178^2 + 377^2} = 445,5 \text{ ВА};$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора напряжения представлено в таблице 11.

Таблица 11 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{нт} = 35 \text{ кВ}$	$U_{н} = 35 \text{ кВ}$	$U_{нт} \geq U_{н}$
$S_{н} = 800 \text{ ВА}$	$S_p = 445,5 \text{ ВА}$	$S_{н} \geq S_p$

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

6 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ОБОРУДОВАНИЯ 10 КВ

6.1 Выбор комплектного распределительного устройство на ПС Газохимическая

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 ПС Газохимическая:

$$I_{max p} = \frac{1.4 \cdot S_{ТНОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{1.4 \cdot 10}{\sqrt{3} \cdot 10} = 808 \text{ А.} \quad (78)$$

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».

6.2 Выбор и проверка выключателей встроенных в КРУ 10 кВ

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

Тепловой импульс тока КЗ равен:

$$B_k = I_{n0}^2 (t_{откл} + T_a) = 5,14^2 \cdot (2,5 + 0,01) = 66 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \quad (79)$$

где $t_{i\delta\delta\delta}$ – расчетная продолжительность КЗ, которая для отходящих линий 10 кВ согласно принимается равной 1 с [22];

T_a – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ [22].

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

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

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

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

Апериодическая составляющая тока КЗ равна:

$$i_{at} = \sqrt{2} \cdot I_{n0} \cdot e^{\frac{-t}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 5,14 \cdot e^{\frac{-1,015}{0,01}} = 1,62 \text{ кА} \quad (80)$$

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

Определим номинальное допустимое значение апериодической составляющей в отключаемом токе выключателя:

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

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 ПС Газохимическая марки ВВ/TEL-10-20/630.

Таблица 12 – Данные по выбору секционного и вводного выключателя

Выключатель	Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
ВВ/TEL-10-20/630	$U_{ном}=10 \text{ кВ}$	$U_{сет.ном}=10 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{сет.ном}$
	$I_{ном}=630 \text{ А}$	$I_{max}=598 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{max}$
	$I_{г\ddot{o}e\ddot{e}.f\ddot{i}\ddot{i}} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{г\tau}=5,14 \text{ кА}$	$I_{г\ddot{o}e\ddot{e}.f\ddot{i}\ddot{i}} \geq I_{г\tau}$
	$i_{a.f\ddot{i}\ddot{i}} = 10,08 \text{ кА}$	$i_{at}=4,45 \text{ кА}$	$i_{a.f\ddot{i}\ddot{i}} \geq i_{at}$
	$I_{г\ddot{o}.n\ddot{e}a} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{г0}=5,14 \text{ кА}$	$I_{г\ddot{o}.n\ddot{e}a} \geq I_{г0}$
	$i_{a\ddot{e}f} = 32 \text{ кА}$	$i_{o\ddot{a}} = 9,95 \text{ кА}$	$i_{a\ddot{e}f} \geq i_{o\ddot{a}}$
	$I_{o\ddot{a}d}^2 \cdot t_{o\ddot{a}d} = 156 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\epsilon} = 66 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{o\ddot{a}d}^2 \cdot t_{o\ddot{a}d} \geq B_{\epsilon}$

Расчет выбора выключателей по фидерам на ПС Газохимическая аналогичный.

6.3 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 13.

Таблица 13 – 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	Меркурий 230ART2-03	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.

$$\sum r_{приб} = \frac{\sum S_{приб}}{I_{2н}^2} = \frac{8,24}{5^2} = 0,329 \text{ Ом}, \quad (81)$$

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 мм^2 , 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 14.

Таблица 14 - Сравнение каталожных и расчетных данных

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

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

6.4 Выбор трансформатора напряжения в КРУ 10 кВ

На сторону НН выбираем трансформатор напряжения НАМИ-10-95-У2. Вторичная нагрузка трансформатора напряжения представлена в таблице 15.

Таблица 15 - Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Наименование прибора	Прибор	$S_{\text{обм}}, \text{ ВА}$	sin	cos	Число приборов	P, Вт	Q, Вар
Вольтметр	СВ3020	4	0	1	1	4	0
Ваттметр	СР3020	5	0,91	0,42	1	12	5,5
Варметр	СР3020	5	0,91	0,42	1	12	5,5
Счетчик АЭ	Меркурий 230ART2-03	7,5	0.38	0,92 5	5	75	183
Счетчик АЭ	Меркурий 230ART2-03	7,5	0.38	0.92 5	5	75	183
Сумма						178	377

$$S_{\text{р}} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{178^2 + 377^2} = 445,5 \text{ ВА}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителя представлено в таблице 16.

Таблица 16 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{HT} = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$
$S_H = 105 \text{ ВА}$	$S_H = 445.5 \text{ ВА}$	$S_H \geq S_p$

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

6.5 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:

$$I_{\max p} = \frac{S_{HH}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{\sqrt{(9,78)^2 + (3,39)^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 598 \text{ А}; \quad (82)$$

Выбираем алюминиевые двухполосные шины прямоугольного сечения марки АО:

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

$$I_{дон} = 745 \text{ А}.$$

Проверка по термостойкости исходя из данных расчета точки КЗ.

$$I_{no} = 5,14 \text{ кА}; \quad T_a = 0,02 \text{ [23]}; \quad i_{yd} = 9,95 \text{ кА}.$$

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} = \frac{\sqrt{104,604 \cdot 10^6}}{91} = 112,39 \text{ мм}^2, \quad (83)$$

где $C = 91$ - для алюминиевых шин и кабелей [16];

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 [16].

Собственная частота колебаний шины при выбранной L :

$$f_0 = \frac{173,2}{L^2} \cdot \sqrt{\frac{j}{q}} = \frac{173,2}{1,5^2} \cdot \sqrt{\frac{6,25}{120}} = 17,57 \quad (84)$$

где J - момент инерции шины, который равен

$$J = \frac{0,8 \cdot 5^3}{12} = 6,25 \text{ см}^4; \quad (85)$$

q - поперечное сечение выбранной шины.

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

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{y\partial}}{a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{2330^2}{1,5} = 10,276 \text{ Н / м} \quad (86)$$

где $i_{y\partial}$ - ударный ток на шине (А);

a - расстояние между фазами (м).

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

$$s_{\text{расч}} = \frac{f \cdot L^2}{10W_{\phi}} = \frac{10,276 \cdot 1,5^2}{10 \cdot 2,5} = 0,925 \text{ МПа} , \quad (87)$$

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.

6.6 Выбор и проверка ТСН в КРУ 10 кВ

Состав потребителей собственных нужд зависит от типа ПС, 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 17.

Таблица 17 – нагрузка собственных нужд [8]

Вид потребителя	Нагрузка
	Р, 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:

$$P_{\Sigma} = \sum_{i=0}^n P_i ; \quad (88)$$

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

Суммарная мощность электроприемников определяется по выражению:

$$S_{\Sigma} = \frac{P_{\Sigma}}{\cos \varphi}, \quad (89)$$

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:

$$S_{TCH} = \frac{S_{\Sigma}}{k_3 \cdot N_T}. \quad (90)$$

Определяем мощность трансформатора для первой категории:

$$S_{TCH} = \frac{0,96}{2 \cdot 0,7} = 0,586 \text{ МВА.}$$

Выбираем ТМ-630/10 кВА.

6.7 Выбор и проверка опорных изоляторов 10 кВ на жестких шинах

Жесткие шины крепятся на опорных изоляторах.

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

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

$$U_{уст} \leq U_{ном},$$

$$F_{расч} = 0,6F_{разр} = F_{доп}. \quad (91)$$

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

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

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

Изолятор необходимо проверить на механическую прочность:

Максимальная сила, действующая на изгиб (Н):

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{уд}^2}{a} \cdot l \cdot K_h \cdot 10^{-7} = \sqrt{3} \frac{9950^2}{1} \cdot 1 \cdot 1,446 \cdot 10^{-7} = 22,29 \text{ Н}; \quad (92)$$

Поправка на высоту прямоугольных шин:

$$K_h = \frac{H}{H_{из}} = \frac{H_{из} + b + h / 2}{H_{из}} = \frac{130 + 8 + 100 / 2}{130} = 1,446; \quad (93)$$

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

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

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

7 МОЛНИЕЗАЩИТА И ЗАЗЕМЛЕНИЕ ПС ГАЗОХИМИЧЕСКАЯ

7.1 Заземление ПС Газохимическая

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:

$$R \leq \frac{250}{I}, \quad (94)$$

где I – расчетный ток замыкания на землю, А.

Сопротивление заземляющего устройства не должно превышать 10 Ом.

Сопротивление заземляющего устройства:

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

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

Определим площадь S ПС Газохимическая 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 $S_{пр.в} = 78,5$ мм²

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

Выбранное сечение проверяется на коррозионную стойкость по формуле:

$$F_{кор} = \pi \cdot \delta_{cp} (d_{пр} + \delta_{cp}), \quad (95)$$

где δ_{cp} – средняя глубина коррозии, по сечению проводника, определяемая по формуле:

$$d_{cp} = a_k \cdot \ln(T)^3 + b_k \cdot \ln(T)^3 + c_k \cdot \ln(T)^3 + d_k, \text{ мм} \quad (96)$$

где T – расчетный срок службы заземлителя, 240 месяцев;

a_k, b_k, c_k, d_k – коэффициенты, зависящие от грунтовых условий.

$$d_{cp} = 0,0026 \cdot \ln(240)^3 + 0,00915 \cdot \ln(240)^3 + 0,0104 \cdot \ln(240)^3 + 0,0224 =$$

$$= 0,782 \text{ мм};$$

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

Подтверждается правильность выбора сечения прутков для заземлителя Пс согласно условию:

$$S_{пр.в.} \geq F_{кор},$$

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

Глубина залегания горизонтальных элементов заземлителя принимается 0,8 метров.

Пользуясь планом расположения оборудования, зданий и сооружений ПС, 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:

$$L = \left(\frac{S}{a_q} \right) \cdot 2 = \left(\frac{2394,4}{6} \right) \cdot 2 = 798,13 \text{ м.} \quad (97)$$

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

Число ячеек в этом случае определяется как:

$$m = \frac{L}{2 \cdot a} - 1 = \frac{798,13}{2 \cdot 48,93} - 1 = 7,16 \quad (98)$$

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:

$$L = 2 \cdot a \cdot (m + 1) = 2 \cdot 48,93 \cdot (8 + 1) = 880,8 \text{ м.} \quad (99)$$

Количество вертикальных электродов находится из выражения:

$$n_v = \frac{4 \cdot a}{\frac{a_q}{l_v} \cdot l_v} = \frac{4 \cdot 48,93}{6} = 33,62, \quad (100)$$

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

l_v – длина вертикальных электродов, м.

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

Определение стационарного сопротивления заземлителя, выполненного в виде сетки:

$$R_{cm} = r \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{I}{L + n_g \cdot l_g} \right), \quad (101)$$

где ρ – удельное сопротивление грунта ;

Удельное сопротивление первого и второго слоя грунта :

$$\rho_1 = \rho_{\text{э1}};$$

$$\rho_2 = \rho_{\text{э2}};$$

Находим отношения по кривой [19]:

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

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.

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

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:

$$R_{и} = R_{cm} \cdot \alpha_{и}, \quad (102)$$

$$\alpha_{и} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho + 320) \cdot (I_{\text{мол}} + 45)}}, \quad (103)$$

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

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

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

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

7.2 Защита от прямых ударов молнии

Для выбора необходимого числа и места расположения молниеотводов на территории ПС 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 ПС Газохимическая, находящиеся на высоте h_x от уровня земли:

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

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

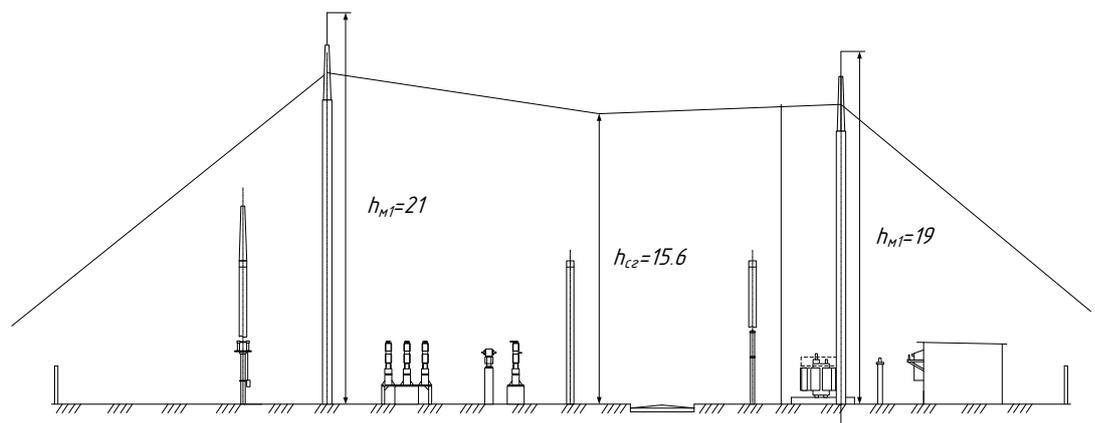


Рисунок 7 - Зоны защиты двойных стержневых молниеотводов

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

$$h_{\text{эф1}} = 0,85 \cdot h = 0,85 \cdot 21 = 17,8 \text{ м}; \quad (104)$$

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

$$r_{0.1} = (1,1 - 0,002 \cdot h_1) \cdot h_1 = (1,1 - 0,002 \cdot 21) \cdot 21 = 22,2 \text{ м}; \quad (105)$$

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

Устанавливаем два молниеотвода.

Границы внутренней области зоны защиты рассчитываются по формуле:

$$r_{ci} = r_{c0} \cdot \frac{h_{cz} - h_i}{h_{cz}}, \quad (106)$$

где h_{ct} – 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:

$$h_{cz} = h_{\text{эф}} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h) \cdot (L - h) \quad (107)$$

Для 1 молниеотвода определим:

$$h_{cz1} = 17,85 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 21) \cdot (28 - 21) = 16,6 \text{ м}$$

Для 2 молниеотвода:

$$h_{cz2} = 16,15 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 19) \cdot (28 - 19) = 14,6 \text{ м}$$

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

$$h_{cz12} = \frac{h_{cz1} - h_{cz2}}{2} = \frac{16,6 - 14,6}{2} = 15,6 \text{ м} \quad (108)$$

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

$$r_{1.1} = r_{0.1} \cdot \left(1 - \frac{h_{об1}}{h_{эф1}} \right) = 22,2 \cdot \left(1 - \frac{8}{17,8} \right) = 12,3 м, \quad (109)$$

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

При расстояниях между молниеотводами $h < L_{м-м} \leq 2 h$ половина ширины внутренней зоны защиты на уровне земли равна: $r_{с0} = r_0$.

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

$$r_{c1} = r_{c01} \cdot \left(\frac{h_{с21} - h_{об1}}{h_{с21}} \right) = 22,2 \cdot \left(\frac{16,6 - 8}{16,6} \right) = 11,5 м \quad (110)$$

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

$$r_{c12} = \frac{r_{c1} - r_{c2}}{2} = \frac{11,5 - 9,1}{2} = 10,3 м \quad (111)$$

Зоны защиты молниеотводов от прямых ударов молнии ПС Газохимическая приведены на 6 листе графической части выпускной квалификационной работы.

7.3 Выбор и проверка ограничителей перенапряжения

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:

$$U_{н.р.} = 1,2 \cdot U_{ном.сети}, \quad (112)$$

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

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, [9].

Расчетная величина длительного допустимого напряжения на ограничителе определяется по формуле:

$$U_{расч} = \frac{U_{н.р.}}{K_B}; \quad (113)$$

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

По длительно допустимому напряжению выбираем ОПН марки ОПН-П1-/35/40,5/10/3УХЛ1, [19].

Энергия, выделяемая в ограничителе 3-35 кВ:

$$W = 0.5 \cdot C \cdot [(K_n \cdot 0.82 \cdot U_{нр})^2 - (1.77 \cdot U_{но})^2], \quad (114)$$

где C – емкость кабеля или конденсирующей батареи [19];

k – кратность напряжений, [19];

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

$U_{но}$ – 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:

$$\mathcal{E}^* = \frac{W}{U_{ном}}; \quad (115)$$

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

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-10,5/11,5/10 УХЛ1 встраиваемые в ячейку К-63. Характеристики выбранных ОПН представлены в таблице 18.

Таблица 18– 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	$I_{кз}=2,4$ 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-10,5/11,5/10 УХЛ1		
$U_{нро}= 7$ кВ	$U_{нс} =10,5$ кВ	$U_{нро} \geq U_{нс}$
$I_{вб} = 20$ кА	$I_{кз} = 4,45$ кА	$I_{вб} > 1,2 \cdot I_{кз}$
$\mathcal{E}^* =2$ кДж/кВ	$\mathcal{E}^* =0,36$ кДж/кВ	$\mathcal{E}^*_{опн} > \mathcal{E}^*$

8 ВЫБОР СИСТЕМЫ ОПЕРАТИВНОГО ТОКА ПС ГАЗОХИМИЧЕСКАЯ

Выбор системы оперативного тока

Питание оперативных цепей управления, защиты, автоматики, телемеханики и сигнализации, включающих и отключающих устройств коммутационных аппаратов осуществляется от специальных источников оперативного тока. Оперативный ток используется также для аварийного освещения при нарушениях нормальной работы ПС.

Различают системы постоянного, выпрямленного и переменного оперативного тока.

Для ПС Газохимическая принимаем централизованную структуру системы ОПТ с одним щитом постоянного тока, с одной стационарной аккумуляторной батареей (далее – АБ) и двумя зарядными устройствами (далее – ЗУ).

В качестве АБ выбираем высоко ресурсную мало обслуживаемую промышленную батарею серии VARTA-bloc. Батареи серии VARTA-bloc могут работать как в режимах кратковременной разрядки большими токами, так и в режимах длительной нагрузки. Отличаются повышенной энергоемкостью, не требуют обслуживания в течение первых пяти лет эксплуатации.

Выбор типа элементов батареи осуществляется по каталожным данным производителя, для чего необходимо рассчитать максимальный толчковый ток нагрузки. Для определения максимального толчкового тока необходимо рассмотреть два варианта: включение коммутационного аппарата и отключение наибольшего количества выключателей в аварийном режиме.

Максимальное количество отключаемых выключателей для данной схемы пять, при условии короткого замыкания на системе шин в режиме работы ОРУ-35 кВ с включенным секционным выключателем.

Потребляемый включающей катушкой привода типа ПЭМУ-500 (привод электромагнитный универсальный) ток составляет $I_{вкл} = 100$ А, отключающей катушкой – $I_{откл} = 2,5$ А.

Определим максимальный толчковый ток из двух вариантов:

$$I_{T \text{ вкл}} = I_{\text{вкл}} + I_{\text{нагр}} = 100 + 20 = 120 \text{ А} , \quad (116)$$

где $I_{\text{вкл}} = 100 \text{ А}$ – ток, потребляемый включающей катушкой привода типа ПЭМУ-500;

$I_{\text{нагр}} = 20 \text{ А}$ – максимальный ток постоянно включенной нагрузки системы ОПТ ПС 35 кВ при аварийном разряде в течение 0,5 ч.

$$I_{T \text{ откл}} = I_{\text{откл}} \cdot n + I_{\text{нагр}} = 2,5 \cdot 5 + 20 = 32,5 \text{ А} , \quad (117)$$

где $I_{\text{откл}} = 2,5 \text{ А}$ – ток, потребляемый отключающей катушкой привода типа ПЭМУ-500;

$n = 5$ – максимальное количество одновременно отключаемых коммутационных аппаратов.

Толчковый ток при включении выключателя является наибольшим, по нему будем выбирать тип элементов АБ.

В соответствии с [24] предельно допустимое отклонение напряжения на клеммах электроприемников системы ОПТ, в том числе при аварийных разрядах АБ и при выполнении ускоренных и уравнивающих зарядов АБ составляет $\pm 10\%$ ($U_{\text{max}} = 242 \text{ В}$, $U_{\text{min}} = 197,6 \text{ В}$). АБ должна обеспечивать максимальный расчетный толчковый ток в конце гарантированного 2-х часового разряда током нагрузки при работе в автономном режиме при потере собственных нужд ПС.

При параллельном резервном режиме эксплуатации допускается максимальное напряжение заряда $U_{\text{зар.эл.}} = 2,23 \text{ В}$ на элемент. Определим число элементов $N_{\text{эл}}$:

$$N_{\text{эл}} = \frac{U_{\text{max}}}{U_{\text{зар.эл.}}} = \frac{242}{2,23} = 108 \text{ шт} \quad (118)$$

Минимальное напряжение на элемент в конце 2-х часового разряда:

$$U_{\text{min эл}} = \frac{U_{\text{min}}}{N_{\text{эл}}} = \frac{197,6}{108} = 1,83 \text{ В} \quad (119)$$

По каталожным данным выбираем элементы типа Varta Vb-2307 с величиной разрядного тока в конце 2-х часового разряда $I_{p. 2ч} = 122$ А при напряжении $U_{min.эл.} = 1,83$ В.

Выбор зарядного устройства производится с учетом требований [15]: мощность двух ЗУ, работающих параллельно на одну АБ, должна обеспечивать питание всех подключенных к системе ОПТ электроприемников ПС с учетом проведения одновременно ускоренного заряда АБ до 90% номинальной ёмкости в течение не более 8 часов.

Рассчитаем ток ускоренного заряда для выбранной АБ. Номинальная емкость батареи типа Varta Vb-2307 составляет $C_{АБ}=350$ А/ч.

Ток ускоренного заряда до 90% номинальной ёмкости в течение 8 часов:

$$I_{зар. 8ч} = \frac{0,9 \cdot C_{АБ}}{8} = \frac{0,9 \cdot 350}{8} = 39,4 \text{ А} \quad (120)$$

Номинальный выходной ток ЗУ:

$$I_{ЗУ} = \frac{I_{зар. 8ч} + I_{нагр}}{n_{ЗУ}} = \frac{39,4 + 20}{2} = 29,7 \text{ А} \quad (121)$$

Принимаем к установке два зарядно-выпрямительных устройства типа НТР-40.220-ХЕТ с номинальным выходным напряжением = 220 В и номинальным выходным током 40 А. Технические характеристики выбранного ЗВУ удовлетворяют всем требованиям, предъявляемым к данным устройствам в [11].

9 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, АВТОМАТИКА И СИГНАЛИЗАЦИЯ

9.1 Виды и типы релейной защиты

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

дифференциальные, дифференциально-фазные и направленные высокочастотные защиты.

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

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

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

В обмотках трансформаторов могут возникать КЗ между фазами, одной или двух фаз на землю, между витками одной фазы и замыкания между обмотками разных напряжений. На вводах трансформаторов и

автотрансформаторов, ошиновке и в кабелях могут также возникать КЗ между фазами и на землю. В эксплуатации могут происходить нарушения нормальных режимов работы трансформаторов, к которым относятся: прохождение через трансформатор или автотрансформатор сверхтоков при повреждении других связанных с ними элементов, перегрузка, выделение из масла горючих газов, понижение уровня масла, повышение его температуры.

Согласно ПУЭ требуются следующие защиты для трансформатора:

– Защита от внутренних повреждений для трансформаторов менее 4МВА - максимальная защита и токовая отсечка, для трансформаторов большей мощности дифференциальная защита.

– Защита от повреждения внутри бака трансформатора или РПН - газовая защита трансформатора и устройства РПН с действием на сигнал и отключение.

– Защита от внешних коротких замыканий - максимальная защита с блокировкой по напряжению или без нее. Она же используется как резервная защита трансформаторов от внутренних повреждений.

– Защита от однофазных коротких замыканий на сторонах трансформатора с глухозаземленной нейтралью.

– Защита от перегрузки с действием на сигнал. В ряде случаев, на ПС без обслуживающего персонала, защита от перегрузки выполняется с действием на разгрузку или на отключение.

На ПС Газохимическая 35/10 кВ установлены два трансформатора мощностью 10 МВА. Для защиты трансформаторов выбрано устройство типа «Сириус-Т».

9.2.1 Выбор рабочих ответвлений токовых входов терминала

Номинальные токи для трансформатора определяются по формуле:

$$I_{ном.N} = \frac{S_{ном.тр}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.N}}, \quad (122)$$

где $S_{ном.тр}$ – номинальная мощность трансформатора на

ПС Газохимическая;

$U_{ном.N}$ – номинальное напряжение стороны N.

Номинальные токи трансформатора равны:

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

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

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

$$I_{ном.втор.N} = \frac{I_{ном.N} \cdot I_{н.ТТ.В}}{I_{н.ТТ.П}} = \frac{I_{ном.N}}{K_{ТР.ТТ.N}}, \quad (123)$$

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

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

Коэффициенты трансформации трансформаторов тока:

$$K_{ТР.ТТ.ВН} = 200 / 5 = 40$$

$$K_{ТР.ТТ.НН} = 600 / 5 = 120$$

$$I_{ном.втор.ВН} = \frac{165}{40} = 4,125 \text{ A}$$

$$I_{ном.втор.НН} = \frac{577}{120} = 4,8 \text{ A}$$

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.

$$0,5 \leq K_{TP.TTN} \geq 5$$

$$I_{ном.ВН} = 4,125 \text{ А, выбираем } 5 \text{ А}$$

$$I_{ном.НН} = 4,8 \text{ А, выбираем } 5 \text{ А}$$

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 8. Она построена в относительных единицах, то есть токи приведены к базисному току стороны ВН.

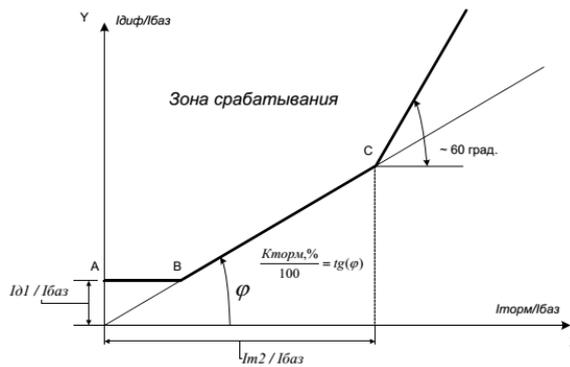


Рисунок 8– Тормозная характеристика ступени ДЗТ-2 (чувствительная дифференциальная токовая защита с торможением)

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:

$$I_{диф}/I_{баз} \geq K_{отс} \cdot I_{нб.расч}, \quad (124)$$

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

$$I_{нб.расч} = I'_{нб.расч} + I''_{нб.расч} + I'''_{нб.расч}, \quad (125)$$

$$I'_{нб.расч} = k_{пер} \cdot k_{одн} \cdot \varepsilon \cdot I_{расч}^*, \quad (126)$$

$$I''_{нб.расч} = \Delta U \cdot I_{расч}^*, \quad (127)$$

$$I'''_{нб.расч} = f_{выр} \cdot I_{расч}^*, \quad (128)$$

где $I'_{нб.расч}$ – составляющая тока небаланса, обусловленная погрешностью измерительного трансформатора тока [8];

$k_{пер}$ – коэффициент, учитывающий переходной режим (наличие апериодической составляющей), рекомендуется принимать 1,0 согласно [8];

$k_{одн}$ – коэффициент однотипности трансформаторов тока. Для защиты Бреслер рекомендуется во всех режимах с запасом принимать коэффициент однотипности равным 1,0 [8];

ε – относительное значение полной погрешности трансформаторов тока. Рекомендуется принимать равной 0,05[8];

$I'''_{нб.расч}$ – составляющая тока небаланса, обусловленная регулированием защищаемого трансформатора [8];

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 [8];

$f_{\text{выр}}$ – погрешность выравнивания токов плеч в терминале защиты, принимается равным 0,03[8];

$I_{\text{расч}}^*$ – относительное значение периодической составляющей тока, проходящего через защищаемую зону при трехфазном КЗ [8].

$$I_{\text{нб.расч}} = (1 \cdot 1 \cdot 0,05 \cdot 0,16 + 0,03) \cdot 9,95 = 0,49 \text{ о.е.}$$

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:

$$K_{\text{сн.т.}} = 1 - 0,5 \cdot I_{\text{нб.расч}} = 1 - 0,5 \cdot 0,49 = 0,76 \quad (129)$$

Коэффициент торможения определяется по выражению:

$$K_{\text{торм}} \geq 100 \cdot K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}} / K_{\text{сн.т.}} \quad (130)$$

$$K_{\text{торм}} = 100 \cdot 1,2 \cdot 0,49 / 0,76 = 77\%$$

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 $I_{T2}/I_{\text{баз}} = 1,5 - 2$.

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.

$$I_{\text{дто}} \geq 6$$

$$I_{\text{дто}} \geq k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч*}}$$

где $k_{\text{отс}} = 1,5$ – коэффициент отстройки;

$I_{\text{нб.расч*}}$ – расчетный ток небаланса при максимальном токе КЗ.

При расчете $I_{\text{нб.расч*}}$ коэффициент переходного режима рекомендуется принимать равным $3 \div 4$. Величина $I_{\text{расч*}}$ принимается равной току (в относительных единицах), проходящему через защищаемую зону при расчетном трехфазном КЗ на стороне, где рассматривается повреждение. Этот ток определяется при работе трансформатора на расчетном ответвлении, соответствующем, как правило минимальному значению напряжения регулируемой обмотки.

Уставка ДТО выбирается равной наибольшему значению.

$$I_{\text{нб.расч}} = (3,5 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,1 + 0,03) \cdot 9,95 = 2,65 \text{ о.е.}$$

$$I_{\text{дто}} = 1,25 \cdot 2,65 = 3,31 \text{ о.е.}$$

Выбираем $I_{\text{дто}} = 3,5 \text{ о.е.}$

9.2.4 Выбор уставок максимальной токовой защиты

Первичный ток срабатывания МТЗ без пуска по напряжению должен

быть отстроен от максимального тока нагрузки с учетом самозапуска двигательной нагрузки по выражению:

$$I_{с.з} \geq \frac{K_{отс} \cdot K_{зап}}{K_{в}} \cdot I_{раб.макс}, \quad (131)$$

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 [17] 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:

$$K_{\eta} = \frac{I_{кз,мин}}{I_{уст}}, \quad (132)$$

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.

$$K_{\chi} = \frac{1,044 \cdot 10^3}{171} = 2,4, > 1,2$$

$$K_{\chi} = \frac{1,032 \cdot 10^3}{598} = 1,98 > 1,5$$

Защита трансформатора приведена на 7 листе графической части выпускной квалификационной работы.

9.2.5 Газовая защита

Газовая защита трансформаторов имеет абсолютную селективность и срабатывает только при повреждениях внутри бака защищаемого объекта. Защита реагирует на повреждения, сопровождающиеся выделением газа, выбросом масла из бака в расширитель или аварийным понижением уровня масла. Газовая защита – одна из немногих, после которых не допускается действие АПВ, так как в большинстве случаев отключаемые ей повреждения оказываются устойчивыми.

В рассечку трубопровода, соединяющего бак и расширитель, устанавливается газовое реле. Газовое реле имеет герметичный корпус со смотровыми окошками. Сверху на корпусе реле имеется специальный кран, предназначенный для выпуска воздуха и отбора проб газа. Газовое реле имеет два поплавковых элемента, действующих при срабатывании на замыкание механически связанных с ними контактов, и реагирующих на снижение уровня масла в реле, а также струйный элемент (подвешенная на пути масла пластинка с калиброванным отверстием), срабатывающим при интенсивном движении

потока масла из бака в расширитель. В нормальном режиме корпус газового реле заполнен маслом, и контакты, связанные с его поплавковыми и струйным элементами, разомкнуты.

При внутреннем повреждении в баке защищаемого аппарата – горение электрической дуги или перегрев внутренних элементов – трансформаторное масло разлагается с выделением горючего газа, содержащего до 70% водорода. Выделяющийся газ стремится вверх к крышке бака и, так как трансформатор устанавливается с наклоном $(1\div 2)\%$ в сторону расширителя, движется в расширитель. Проходя через газовое реле, газ вытесняет из него масло. При незначительном выделении газа или снижении уровня масла в расширителе до уровня верхнего поплавкового элемента, он срабатывает и замыкаются контакты, действующие на сигнал (первая ступень газовой защиты). При значительном выделении газа срабатывает нижний поплавковый элемент и замыкаются контакты, действующие на отключение (вторая ступень газовой защиты). При интенсивном движении потока масла из бака в расширитель срабатывает струйный элемент, действующий на отключение, аналогично второй ступени газовой защиты.

Результаты выбора защиты трансформатора на ПС Газохимическая приведена на 6 листе графической части выпускной квалификационной работы.

10 ЗАЩИТА ЛИНИИ ВЛ 35 КВ СКОВОРОДИНО – ГАЗОХИМИЧЕСКАЯ

10.1 Максимальная токовая защита

Для линий 35 кВ с изолированной нейтралью, должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от многофазных КЗ и от замыканий на землю.

Защиту от многофазных КЗ следует предусматривать в двухфазном исполнении и включать в одни и те же фазы по всей сети данного напряжения для обеспечения отключения с большей вероятностью только одного места повреждения при двойных замыканиях на землю и исключения несрабатывания защиты при двойных замыканиях в фазах, где не установлены трансформаторы тока.

На одиночных линиях с односторонним питанием от многофазных КЗ должна устанавливаться, как правило, двухступенчатая токовая защита, первая ступень которой выполнена в виде токовой отсечки ТО, а вторая - в виде максимальной токовой защиты МТЗ.

Защита от однофазных замыканий на землю должна быть выполнена в виде:

селективной (устанавливающей поврежденное направление), действующей на сигнал;

селективной (устанавливающей поврежденное направление), действующей на отключение, когда это необходимо по требованиям безопасности.

Защита должна быть установлена на всех линиях электрически связанной сети со стороны питания.

Согласно ПУЭ, для воздушных линий должны быть предусмотрены следующие защиты:

1. Максимальная токовая защита (МТЗ).
2. Токовую отсечку (ТО).
3. Защита от однофазного замыкания на землю.

Конструктивно МТЗ состоят из двух важных узлов: автоматического выключателя и реле времени. Они могут быть объединены в одной конструкции либо размещаться отдельными блоками.

Из всех видов защиты по надёжности лидирует токовая отсечка. Примером может служить защита бытовой электросети устройствами с применением плавких предохранителей или пакетных автоматов. Метод токовых отсечек гарантирует обесточивания защищаемой цепи в аварийных ситуациях. Но для возобновления подачи электроэнергии необходимо устранить причину отсечения и заменить предохранитель, либо включить автомат.

Недостатком такой системы является то, что отключение может происходить не только вследствие КЗ, но и в результате даже кратковременного превышения параметров по току нагрузки. Кроме того, требуется участие человека для восстановления защиты. Эти недостатки не критичны в бытовой сети, но они неприемлемы при защите разветвлённых линий электропередач.

Благодаря тому, что в конструкциях МТЗ предусмотрены реле времени, задерживающие срабатывание механизмов отсечения, они кратковременно игнорируют перепады напряжений. Кроме того, токовые реле сконструированы таким образом, что они возвращаются в исходное положение после ликвидации причины, вызвавшей размыкание контактов.

Именно эти два фактора кардинально отличают МТЗ от простых токовых отсечек, со всеми их недостатками.

Принцип действия МТЗ

Между узлом задержки и токовым реле существует зависимая связь, благодаря которой отключение происходит не на начальной стадии возрастания тока, а спустя некоторое время после возникновения нештатной ситуации. Данный промежуток времени слишком короткий для того, чтобы величина тока достигла критического уровня, способного навредить защищаемой цепи. Но этого хватает для предотвращения возможных ложных срабатываний защитных устройств.

Принцип действия систем МТЗ напоминает защиту токовой отсечки. Но разница в том, что токовая отсечка мгновенно разрывает цепь, а МТЗ делает это спустя некоторое, наперёд заданное время. Этот промежуток, от момента аварийного возрастания тока до его отсечения, называется выдержкой времени. В зависимости от целей и характера защиты каждая отдельная ступень времени задаётся на основании расчётов.

Наименьшая выдержка времени задаётся на самых удалённых участках линий. По мере приближения МТЗ к источнику тока, временные задержки увеличиваются. Эти величины определяются временем, необходимым для срабатывания защиты и именуются ступенями селективности. Сети, построенные по указанному принципу, образуют зоны действия ступеней селективности.

Такой подход обеспечивает защиту поврежденного участка, но не отключает линию полностью, так как ступени селективности увеличиваются по мере удаления МТЗ от места аварии. Разница величин ступеней позволяет защитным устройствам, находящимся на смежных участках, оставаться в состоянии ожидания до момента восстановления параметров тока. Так как напряжение приходит в норму практически сразу после отсечения зоны с коротким замыканием, то авария не влияет на работу смежных участков.

Произведем расчет защиты линии.

Рассчитаем максимальную токовую защиту.

Ток срабатывания защиты определяется по следующей формуле:

$$I_{\tilde{n},\zeta} = \frac{k_{\zeta} \cdot k_{c/\zeta}}{k_{\hat{a}}} \cdot I_{\delta\grave{a}\acute{a}}, \quad (133)$$

где k_{ζ} – коэффициент надежности микропроцессорной защиты, равный 1,05, [18, с 45];

$k_{c/\zeta}$ – коэффициент, учитывающий толчки тока от самозапуска электродвигателей, принимаем равным 1, [18, с 48];

$k_{\hat{a}}$ – коэффициент возврата, равный 0,95, [18, с 49];

$I_{\delta\hat{a}}$ – максимальный рабочий ток нагрузки защищаемой линии.

Определим ток срабатывания защиты:

$$I_{c.з} = \frac{1,05 \cdot I}{0,95} \cdot 598 = 660,9 \text{ A.}$$

Ток надежного срабатывания защиты определится из выражения:

$$I_{c.p} = I_{c.з} \cdot \left(\frac{k_{cx}}{k_{T.T}} \right) = 660,9 \cdot \frac{I}{600/5} = 5,5 \text{ A,} \quad (134)$$

где $k_{\tilde{n}\tilde{o}}$ – коэффициент схемы ($k_{\tilde{n}\tilde{o}}=1$, для схемы неполной звезды);

$k_{\delta,\delta}$ – коэффициент трансформации трансформатора тока на отходящем присоединении равен 600/5.

Коэффициент чувствительности определяется по формуле:

$$k_{\dot{\zeta}} = \frac{I_{\hat{\zeta}}^{(2)}}{I_{\tilde{n},\zeta}} \geq 1,5 \quad ,$$

(135)

где $I_{\hat{\zeta}}^{(2)}$ – двухфазный минимальный ток КЗ.

Определим коэффициент чувствительности:

$$k_{\dot{\zeta}} = \frac{1992}{660,9} = 3,014;$$

$$3,014 \geq 1,5.$$

Условие выполняется.

Выдержка времени МТЗ согласуется со временем срабатывания резервируемых защит:

$$t_1 = t_2 + \Delta t, \quad (136)$$

где t_1 – выдержка времени рассчитываемой защиты;

t_2 – выдержка времени защиты, с которой ведется согласование;

Δt – ступень селективности.

$$\Delta t = t_Q + t_{\hat{E}\hat{O}2} + t_{\hat{E}\hat{O}1} + t_{\hat{\zeta}\hat{a}\hat{i}}, \quad (137)$$

где t_Q – время отключения выключателя, $t_Q = 0,04$ с, [8, с 180];

$t_{\hat{E}\hat{O}2}$, $t_{\hat{E}\hat{O}1}$ – погрешности в срабатывании реле времени защиты поврежденного элемента и последующей защиты;

$t_{\hat{\zeta}\hat{a}\hat{i}}$ – время запаса, учитывает неточность регулировки реле времени, принимается равным 0,1-0,15 с, [18, с 56];

$$t_1 = 0,5 + 0,04 = 0,54 \text{ с.}$$

Принимаем максимальную токовую защиту «Сириус» с диапазоном уставок 0,5÷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:

$$I_{\hat{n},\hat{\zeta}}^{\hat{O}\hat{f}} = k_{\hat{t}} \cdot I_{\hat{e}max}^{(3)}, \quad ()$$

где $k_{\hat{t}}$ – коэффициент надежности защиты равен 1,1, [18, с 61];

$I_{\hat{e}max}^{(3)}$ – максимальный ток в фазе линии при коротком замыкании.

Поэтому $I_{\hat{n},\hat{\zeta}}^{\hat{O}\hat{f}}$ должен удовлетворять условию:

$$I_{\hat{n},\hat{\zeta}}^{\hat{O}\hat{f}} \geq k_{\hat{t}\hat{a}\hat{i}} \cdot \Sigma I_{\hat{o},\hat{i}\hat{i}}, \quad (138)$$

где $k_{i\delta i}$ - коэффициент, учитывающий бросок тока намагничивания силовых трансформаторов, $k_{нам} = 3...5$ [18, с 81];

$\Sigma I_{т.ном}$ - сумма номинальных токов силовых трансформаторов, питаемых по защищаемой цепи.

Определим сумму номинальных токов силовых трансформаторов, питаемых по защищаемой цепи:

$$\Sigma I_{\delta.i\delta i} = \Sigma \frac{S_{\delta \delta i}}{\sqrt{3} \cdot U_{i\delta i}}; \quad (139)$$

$$\Sigma I_{\delta.i\delta i} = \frac{208,04 + 324,51 + 379,24 + 320,968 + 197,74 + 595,829 + 583,995 + 595,345 + 387,49}{\sqrt{3} \cdot 10} = 207,45 \text{ А.}$$

где $S_{\delta \delta i}$ - нагрузки трансформаторов, питаемых защищаемой линией.

По формуле (195) проверим условие:

$$1,1 \cdot 2300 \geq 5 \cdot 207,45$$

$$2530 \geq 1037$$

Условие выполняется.

Коэффициент чувствительности токовой отсечки:

$$k_{\dot{z}} = \frac{I^{(3)} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2}}{I_{\dot{n},\zeta}} \geq 1,5; \quad (140)$$

$$k_{\dot{z}} = \frac{3213}{2530} = 1,68.$$

Токовую отсечку дополняют пусковым органом минимального напряжения.

10.2 Защита от однофазного замыкания на землю

Защита от однофазных замыканий на землю должна быть выполнена в виде:

- селективной защиты (устанавливающей поврежденное направление), действующей на сигнал;
- селективной защиты (устанавливающей поврежденное направление), действующей на отключение, когда это необходимо по требованиям безопасности; защита должна быть установлена на питающих элементах во всей электрически связанной сети;
- устройства контроля изоляции; при этом отыскание поврежденного элемента должно осуществляться специальными устройствами; допускается отыскание поврежденного элемента поочередным отключением присоединений.

Защита от однофазных замыканий на землю должна быть выполнена, как правило, с использованием трансформаторов тока нулевой последовательности. Защита в первую очередь должна реагировать на установившиеся замыкания на землю; допускается также применение устройств, регистрирующих кратковременные замыкания, без обеспечения повторности действия.

Определим полный ток замыкания на землю на линии ПС-Ф 1:

$$I_{\zeta\zeta} = \frac{U_{\text{вдт}} \cdot L_{\Sigma}}{350} = \frac{10 \cdot 5.23}{350} = 0,149 \text{ A.} \quad (141)$$

10.3 Автоматика на ПС Газохимическая

Электроавтоматика включает в себя устройства автоматического повторного включения, автоматического ввода резервного питания, автоматики регулирования напряжения трансформаторов, автоматической частотной разгрузки и другой делительной автоматики.

10.3.1 Автоматическое повторное включение

Статистические данные о повреждаемости линий электропередачи показывают, что доля неустойчивых повреждений составляет от 50 % до 90% [12].

Учитывая, что отыскание места повреждения на линии электропередачи путем ее обхода требует длительного времени, и что многие повреждения носят неустойчивый характер, обычно при ликвидации аварий оперативный персонал производит опробование линии путем включения ее под напряжение. Операцию включения под напряжение отключившейся линии называют повторным включением.

Линия, на которой произошло неустойчивое повреждение, при повторном включении остается в работе. Повторные включения при неустойчивых повреждениях принято называть успешными.

Реже на линиях возникают такие повреждения, как обрывы проводов, тросов или гирлянд изоляторов, падение или поломка опор и т. д. Такие повреждения не могут самоустраниться, и поэтому их называют устойчивыми. При повторном включении линии, на которой произошло устойчивое повреждение с коротким замыканием, линия вновь отключается защитой. Повторные включения линий при устойчивых повреждениях называют неуспешными.

Повторное неавтоматическое включение линий на подстанциях с постоянным оперативным персоналом или на телеуправляемых объектах занимает несколько минут, а на подстанциях не телемеханизированных и без постоянного оперативного персонала – (0,5÷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 [12] 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».

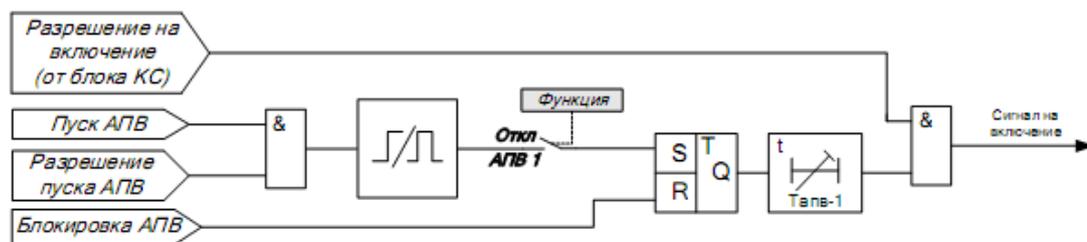


Рисунок 9 – Упрощенная функционально-логическая схема работы АРВ

Для параллельных линий с односторонним питанием примем на питающем конце однократное АРВ без контроля по напряжению, на приемном конце – однократное АРВ с контролем наличия напряжения на линии для того, чтобы избежать суммарно двойного включения выключателей на устойчивое КЗ внутри питающей линии.

10.3.2 Автоматическое включение резерва

Схемы ПС и распределительной сети должны обеспечивать надежность электроснабжения потребителей. Высокую степень надежности обеспечивают принятые схемы питания с двумя трансформаторами, работающими на разные секции шин, с применением АВР на секционном выключателе.

При наличии АВР время перерыва питания потребителей в большинстве случаев определяется лишь временем включения секционного выключателя и составляет $(0,3 \div 0,8)$ с.

Все устройства АВР должны удовлетворять следующим основным требованиям:

1) Схема АВР должна приходить в действие в случае исчезновения напряжения на шинах потребителей по любой причине, в том числе при аварийном, ошибочном или самопроизвольном отключении выключателей рабочего источника питания, а также при исчезновении напряжения на шинах, от которых осуществляется питание рабочего источника.

2) Для того, чтобы уменьшить длительность перерыва питания потребителей, включение резервного источника питания должно производиться возможно быстрее, сразу же после отключения рабочего источника.

3) Действие АВР должно быть однократным для того, чтобы не допускать нескольких включений резервного источника на не устранившееся КЗ.

4) Схема АВР не должна приходить в действие до отключения выключателя рабочего источника для того, чтобы избежать включения резервного источника на КЗ в не отключившемся рабочем источнике.

5) Для того, чтобы схема АВР действовала при исчезновении напряжения на шинах, питающих рабочий источник, когда его выключатель остается включенным, схема АВР должна дополняться специальным пусковым органом минимального напряжения.

6) Для ускорения отключения резервного источника питания при его включении на не устранившееся КЗ должно предусматриваться ускорение действия защиты резервного источника после АВР.

Рассмотрим принципы использования АВР на примере схемы ПС, приведенной на рисунке 10.

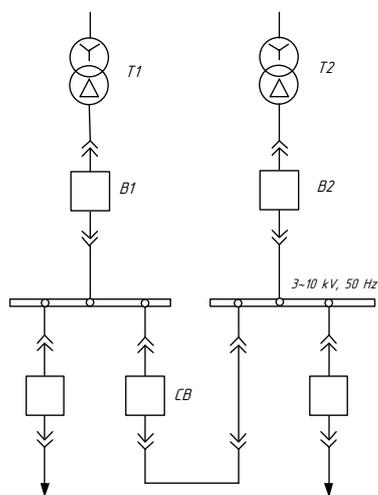


Рисунок 10 – Фрагмент схемы ПС Газохимическая

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 ПС.

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».

11 СИГНАЛИЗАЦИЯ НА ПС ГАЗОХИМИЧЕСКАЯ

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 ПС 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 ПС 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.

Центральную сигнализацию ПС позволяет реализовать микропроцессорное устройство «Сириус-ЦС-220-RS».

12 ОРГАНИЗАЦИЯ ИЗМЕРЕНИЯ И УЧЁТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ, ТЕЛЕМЕХАНИЗАЦИЯ ПС ГАЗОХИМИЧЕСКАЯ

Телемеханизация объекта энергетики является необходимым условием выполнения требований к информационному обмену телеинформацией с автоматизированной системой Системного оператора ОАО «СО ЕЭС». Кроме того, целью создания системы телемеханики являются:

- автоматизированный контроль и управление, сбор и передача технологической информации по состоянию оборудования главной схемы ПС в вышестоящий диспетчерский центр, предоставление информации инженерному персоналу участка распределительных сетей;
- повышение точности и достоверности технологической информации, что обеспечит надежность и эффективность управления;
- повышение точности замещающих данных коммерческого учета электроэнергии;
- создание основы построения комплексной автоматизированной системы технологического управления.

По принципу общности выполняемых функций все прикладные задачи СТМ объединяются в следующие подсистемы:

- подсистему служб администрирования и вспомогательных служб;
- подсистему сбора и обработки данных;
- подсистему ведения точного времени для компонентов СТМ;
- подсистему дополнительных источников данных;
- подсистему представления данных пользователю;
- подсистему контроля электрического режима.

На уровне представления информации располагаются клиентские приложения, служащие для доступа к информации системы, ее визуализации. Доступ осуществляется как с использованием клиентского программного обеспечения (далее – ПО), так и с использованием локальной сети.

На уровне базы данных реального времени (далее – БДРВ) в темпе реального времени, ведется:

- сбор данных и управление измерительными устройствами;
- обработка собранных параметров;
- контроль и управление режимами работы;
- выполнение необходимых дорасчетов и аналитических задач;
- ведение архивов параметров и событий;
- учет энергии;
- автоматизированный обмен с субъектом ОРЭМ данными реального

времени.

Для повышения надежности на данном уровне используется горячее резервирование серверов и предоставляемых сервисов.

На уровне объектных систем измерения и сигнализации осуществляется измерение и сбор данных о параметрах электрического режима, состоянии оборудования, регистрация событий, выполнение локальных алгоритмов управления. В качестве объектовых измерительных систем выступают многофункциональные измерительные приборы и контроллеры сбора ТС. Измерительная информация и сигналы положений коммутационных аппаратов консолидируются на коммуникационном сервере телемеханики ЦППС. ЦППС осуществляет разделение сетей уровня объектных систем от сетей верхнего уровня и централизованный обмен данными с потребителями информации.

СТМ предполагает круглосуточный непрерывный режим функционирования. Возможность этого реализуется применением специализированного оборудования, рассчитанного на непрерывный режим функционирования – измерительных приборов, коммуникационного оборудования, коммуникационных серверов телемеханики ЦППС специализированного исполнения. Для обеспечения возможности технического обслуживания и повышения надежности предусмотрено резервирование наиболее ответственных компонентов СТМ – сервера баз данных технической информации, сервера базы данных реального времени.

Для обеспечения работоспособности комплекса в случае перебоев электроснабжения предусматривается питание оборудования от источников бесперебойного питания (далее – ИБП) мощностью, достаточной для работы оборудования в течение времени ввода резерва энергопитания. Минимальное время автономной работы – 1 час. Если резерв энергопитания не включился, то по истечению данного времени комплекс обеспечивает корректную остановку и замораживание системы. При возобновлении энергопитания комплекс обеспечивает полный автоматический запуск системы.

Бесперебойная работа СТМ обеспечивается также постоянным мониторингом состояния технических и программных средств, каналов связи, измерительных систем. При обнаружении неисправности происходит оповещение персонала о возникших нарушениях, при возникновении неисправности серверов БДРВ происходит автоматическое переключение на резервный комплекс.

Бесперебойный доступ к ресурсам системы достигается наличием на локальных носителях рабочих станций оперативного персонала копии минимально необходимых ресурсов.

Измерительные преобразователи АЕТ-411 выполняют функции сбора, обработки данных измерения, вычисления расчетных параметров, присвоения им метки времени и передачи по запросу в формате открытого протокола.

Внутренние таймеры контроллеров синхронизируются от ЦППС не реже чем 1 раз в десять минут.

Сбор данных о положениях коммутационных аппаратов в режиме реального времени производится на уровне контроллера сбора дискретной информации D20S. В контроллере производится присвоение сигналам меток времени и статусных признаков.

Внутренние таймеры контроллеров синхронизируются от ЦППС при очередном обращении к данным о положениях коммутационных аппаратов.

Измерение и сбор данных о приеме и передаче активной и реактивной электроэнергии выполняется циклически. Данные интегрируются за интервалы 3, 15, 30 минут и сохраняются в базе данных РСДУ-2.

Данные передаются по цифровым каналам с резервированием по разным трассам.

Для установки оборудования верхнего, среднего и части оборудования нижнего уровня СТМ предусмотрены шкафы (шкаф серверный, шкаф ЦППС, шкаф ТС и т.д.), оборудованные системами климат-контроля, необходимыми для обеспечения требуемого температурного режима внутри шкафа.

13 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТА

13.1 Расчет капитальных вложений в выбранное оборудование

Капиталовложения – это совокупные материальные, трудовые и финансовые ресурсы, необходимые для создания и расширения предприятия, его реконструкции и технического перевооружения.

Капитальные вложения необходимые на установку РЗиА состоят из стоимости устанавливаемого оборудования, стоимости строительно-монтажных работ и прочих затрат.

$$K_{\Sigma} = (K_{обр} + K_{СМР} + K_{пр}) \cdot k_{инф}, \quad (142)$$

где $K_{обр}$ - сметная стоимость оборудования без учета строительно-монтажных работ, тыс. руб.;

$K_{СМР}$ - строительно-монтажные работы, тыс. руб.;

$K_{пр}$ - прочие затраты;

$k_{инф}$ - коэффициент инфляции, $k_{инф} = 2,1$ (на цены 2022г.) [22].

Рассчитаем сметную стоимость оборудования без учета строительно-монтажных работ.

Для ПС Газохимическая:

$$\begin{aligned} K_{обр} &= (1776 \cdot 8 + 1035 \cdot 8 + 1776 + 1035 + 1035 + 1035 \cdot 8 + 1180 \cdot 2 + 3137 \cdot 2) \cdot 1,7 = \\ &= 73727,5 \text{ тыс.руб.} \end{aligned} \quad (143)$$

Опираясь на тот факт, что стоимость оборудования составляет 50% от общих капиталовложений в установку оборудования, определим общие капиталовложения, капиталовложения на строительно-монтажные работы и прочие капиталовложения.

Общие капиталовложения:

$$K_{\Sigma} = \frac{K_{обп}}{0,50} = \frac{73727,5}{0,50} = 147544,1 \text{ тыс.руб.} \quad (144)$$

Капиталовложения на строительные-монтажные работы:

$$K_{СТР} = 0,45K_{\Sigma} = 0,45 \cdot 147544,1 = 66354,7 \text{ тыс.руб.} \quad (145)$$

Прочие капиталовложения:

$$K_{ИР} = 0,05K_{\Sigma} = 0,05 \cdot 147544,1 = 7377,205 \text{ тыс.руб.} \quad (146)$$

Для ПС Сквородино:

$$K_{обп} = (1776 \cdot 4 + 1035 \cdot 4 + 1035 + 1035 \cdot 4 + 3137 \cdot 2 + 1180 \cdot 2) \cdot 1,7 = 42709,3 \text{ тыс.руб.} \quad (147)$$

Общие капиталовложения:

$$K_{\Sigma} = \frac{K_{обп}}{0,50} = \frac{42709,3}{0,50} = 85418,7 \text{ тыс.руб.} \quad (148)$$

Капиталовложения на строительные-монтажные работы:

$$K_{СТР} = 0,45K_{\Sigma} = 0,45 \cdot 85418,7 = 38438,415 \text{ тыс.руб.} \quad (149)$$

Прочие капиталовложения:

$$K_{ИР} = 0,05K_{\Sigma} = 0,05 \cdot 85418,7 = 4270,9 \text{ тыс.руб.} \quad (150)$$

Общие капиталовложения проектируемого участка сети:

$$K = 147544,1 + 85418,7 = 233000 \text{ тыс.руб.} \quad (151)$$

13.2 Расчет эксплуатационных издержек

Эксплуатационные издержки – расходы, необходимые для эксплуатации энергетических объектов в течении одного года.

Издержки любого из энергетических объектов будут состоять из амортизационных отчислений и эксплуатационных издержек на ремонт и эксплуатацию оборудования.

$$I = I_{PE} + I_{AM}. \quad (152)$$

Амортизация – постепенное перенесение стоимости основных фондов (капиталовложений) на производимые с их помощью продукт или работу (услугу). Цель амортизации – накопление финансовых средств для возмещения изношенных основных фондов.

Экономическое содержание износа – потеря стоимости.

Выделяют следующие виды износа:

физический износ – изменение физических, механических и другие свойств основных фондов под воздействием сил природы, труда и т. д. (амортизационные отчисления учитывают только этот вид износа);

моральный износ 1-го рода – потеря стоимости в результате появления более дешевых аналогичных средств труда;

моральный износ 2-го рода – потеря стоимости, вызванная появлением более производительных средств труда;

социальный износ – потеря стоимости в результате того, что новым основные фонды обеспечивают более высокий уровень удовлетворения социальных требований;

экологический износ – потеря стоимости в результате того, что основные фонды перестают удовлетворять новым, повышенным требованиям и охране окружающей среды, рациональному использованию природных ресурсов и т.п.

Амортизационные отчисления – денежное выражение стоимости основных фондов в себестоимости продукции; для i -го вида оборудования (или программных средств) определяются по формуле

$$I_{AM} = \frac{K}{T_{сл}}, \quad (153)$$

где K – капиталовложения

$T_{сл}$ – срок службы оборудования ($T_{сл} = 20$ лет) [22].

$$I_{AM} = \frac{233000}{20} = 11650 \text{ тыс.руб.} \quad (154)$$

Эксплуатационные издержки на ремонт и эксплуатацию необходимы для поддержания оборудования в рабочем состоянии.

В результате износа и старения деталей и элементов электротехнических устройств возникают изменения в их параметрах и техническом состоянии, появляется вероятность их отказа. В отличие от других видов промышленного оборудования, авария и выход из строя электротехнического оборудования и передаточных устройств не только имеют важное самостоятельное значение, но и способны вызывать длительные перерывы в электроснабжении, что может привести к значительному экономическому и социальному ущербу у потребителей.

Все эти факторы риска требуют тщательно продуманной системы профилактических и предупредительных мероприятий по поддержанию оборудования и передаточных устройств предприятий в надлежащем техническом состоянии.

Задача организации работ по поддержанию качества и технического состояния оборудования решается в рамках системы планово-предупредительных ремонтов и технического обслуживания (ППР и ТО), а также unplanned (аварийных) ремонтов, вызванных отказом оборудования. Сущность системы ППР и ТО заключается в том, что по истечении определенного отработанного времени в момент ожидаемого отказа производятся различные виды ремонтного воздействия (ТР, КР и ТО). Чем короче разрыв между фактическим моментом отказа и моментом ожидаемого отказа и выполнения соответствующего ремонтного воздействия, тем эффективнее система ППР и ТО.

Ежегодные затраты на КР и ТР, а также ТО энергетического оборудования определяются по формуле

$$I_{РЭ} = \alpha_{орэ} \cdot K, \quad (155)$$

где $\alpha_{орэ}$ – нормы ежегодных отчислений на ремонт и эксплуатацию оборудования ($\alpha_{орэ} = 0,015$) [22].

$$I_{РЭ} = 0,015 \cdot 233000 = 3495. \quad (158)$$

Эквивалентные среднегодовые расходы определяются по следующей формуле:

$$Z_{ср.г} = E \cdot K + I, \quad (156)$$

где E – норматив дисконтирования $E = 0,1$;

K – капитальные вложения;

I – суммарные эксплуатационные издержки.

$$Z_{ср.г} = 0,1 \cdot 233000 + 3495 = 26800 \text{ тыс. руб.}$$

14 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

14.1 Безопасность

14.1.1 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 12-04-2002 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.

14.1.2 Техника безопасности и охрана труда на ПС Газохимическая

Подстанция 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 электротравматизма необходимы следующие мероприятия:

- периодический инструктаж и проверка знаний лиц, обслуживающих электроустановки;
- проверка защитных заземлений и периодические проверки заземляющей сети;
- периодический контроль за техническим состоянием электроустановок и электрооборудования и устранение дефектов;
- применение индивидуальных средств защиты;
- применение безопасных напряжений 12-36 В в цепях управления и переносного освещения;
- надлежащее состояние технической документации.

Все работы на действующих электроустановках должны производиться с обязательным выполнением организационных и технических мероприятий.

К организационным мероприятиям относится:

- оформление работ нарядами или распоряжением;
- допуск к работе;
- надзор во время работы.
- оформление перерыва в работе, перевод на другое место работы, окончание работы.

К техническим мероприятиям относится:

- производство необходимых отключений и принятие мер, против ошибочного и самопроизвольного включения.
- вывешивание плакатов «НЕ ВКЛЮЧАТЬ РАБОТАЮТ ЛЮДИ», «НЕ ВКЛЮЧАТЬ РАБОТА НА ЛИНИИ».
- проверка отсутствия напряжения на токоведущих частях.
- наложение заземления.

-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, подстанция укомплектована средствами защиты, представленными в таблице 19.

Таблица 19 - Защитные средства [5]

Наименование средств защиты	Количество
1	2
Изолирующая штанга 35 кВ	2 шт.
Изолирующая штанга 10 кВ	2 шт.
Указатель напряжения 35 кВ	2 шт.
Указатель напряжения 10 кВ	2 шт.
Изолирующие клещи (при отсутствии универсальной штанги)	1 шт. на каждый класс напряжения (при наличии соответствующих предохранителей)
Диэлектрические перчатки	Не менее 2 пар
Диэлектрические боты (для ОРУ)	1 пара
Переносные заземления	Не менее 2 на каждый класс напряжения
Защитные ограждения (щиты)	Не менее 2 шт.
Плакаты и знаки безопасности (переносные)	15 шт.
Противогаз изолирующий	2 шт.
Защитные щитки или очки	2 шт.

Нормы комплектования являются минимальными. Средства, находящиеся в эксплуатации, размещаются в специально отводимых местах. В местах хранения должны иметься перечни средств защиты.

14.2 Экологичность

В соответствии с санитарными правилами «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов» (СанПиН №2.2.1/2.1.1.1200-03 и «Санитарными нормами защиты населения от воздействия электрического поля» (СанПИН № 2971-84, 28.02.84, МЗ СССР) защита населения от воздействия электрического поля, создаваемого

воздушными линиями электропередачи переменного тока промышленной частоты напряжением 6 кВ и 0,38 кВ не требуется.

В данном разделе необходимо рассмотреть такие вопросы как влияние шума от трансформаторов, а также расчет маслоприемника на ПС Газохимическая.

14.2.1 Расчет шума создаваемого от трансформаторов

Влияние шума на здоровье человека может быть различным – от простого раздражения до серьезных патологических заболеваний всех внутренних органов и систем. Прежде всего, страдает слух человека. Повышенный шумовой раздражитель также негативно влияет на нервную систему человека, сердечно-сосудистую систему, вызывает сильное раздражение. Повышенный шум может стать причиной бессонницы, быстрого утомления, агрессивности, влиять на репродуктивную функцию и способствовать серьезному расстройству психики. Зафиксированы функциональные изменения организма под влиянием шума: повышение кровяного давления, нарушение функции щитовидной железы и коры надпочечников, изменение активности мозга и центральной нервной системы.

Шум трансформаторов вызывается вибрацией активной части, а также вентиляторами системы охлаждения. Существенное влияние на шум трансформатора оказывают резонансные явления, возникающие в его отдельных элементах.

Вибрация активной части трансформатора обусловлена магнитострикционными и электромагнитными силами в магнитной системе и динамическими силами в обмотках. В трансформаторах преобладает магнитострикционная составляющая вибрации.

Проявление магнитных сил наиболее выражено в стыковых соединениях. В шихтованных магнитных системах магнитный поток вынужден перетекать из листа в лист в воздушном зазоре, образуемом за счет неплотной стыковки листов стали. При этом возникают поперечные силы, приводящие к изгибным колебаниям листов. Поскольку листы стали на участках, соседствующих с

зазорами, перенасыщаются, здесь увеличиваются также и магнитострикционные силы.

Одним из источников шума трансформаторов является обмотка, проводники которой вибрируют под действием сил взаимного притяжения при протекании в них переменного тока в режиме нагрузки. Генерирующими звук поверхностями в данном случае являются торцевые части обмоток, прессующие кольца, ярмовые балки, детали крепления.

Уровни звуковой мощности трансформаторов пропорциональны их массогабаритным параметрам и класса напряжению.

На ПС Газохимическая в ОРУ установлено два трансформатора типа ТДН 10000/110, для них заданы следующие данные: вид системы охлаждения – трансформатор с принудительной циркуляцией воздуха и масла. Типовая мощность трансформатора – 10 МВА. Класс напряжения - 35 кВ. Тип территории - территории, непосредственно прилегающие к жилым домам.

Для оценки шумового воздействия трансформаторной подстанции необходимо произвести расчет уровня звукового давления на территории, прилегающей к жилым застройкам.

Допустимый уровень шума на территории, прилегающей к жилой застройке, согласно СНиП 2.2.4/2.1.8.562-96 «Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки» составляет:

$$DU_{LA} = 55 \text{ дБА с } 7^{00} - 23^{00} \text{ часов;}$$

$$DU_{LA} = 45 \text{ дБА с } 23^{00} - 7^{00} \text{ часов.}$$

Корректированный уровень звуковой мощности трансформатора мощностью 10 МВА составляет $L_{Tr} = 83$ дБА. Данное значение взято для времени суток ($23^{00} - 7^{00}$), как наиболее жесткое требование к допустимому уровню звука.

С учетом того, что трансформаторов два, суммарный корректированный уровень звуковой мощности:

$$L_{\Sigma WA} = 10 \lg \sum_{i=1}^2 10^{0,183} = 86 \text{ дБА} ; \quad (157)$$

Определим минимальное расстояние до соответствующей территории, которое выражается из формулы:

$$L_{\Sigma WA} = \Delta Y_{LA} + 10 \cdot \lg \left(\frac{S}{S_0} \right), \quad (158)$$

где $S_0 = 1 \text{ м}^2$.

$$S = 2 \cdot n \cdot (R_{min})^2. \quad (159)$$

Отсюда:

$$R_{min} = \sqrt{\frac{10^{\frac{L_{\Sigma WA} - \Delta Y_{LA}}{10}}}{2 \cdot \pi}}, \quad (160)$$

$$R_{min} = \sqrt{\frac{10^{\frac{86-45}{10}}}{6,28}} = 45 \text{ м.}$$

Приблизительный план рассматриваемой территории изображен на рисунке 11:

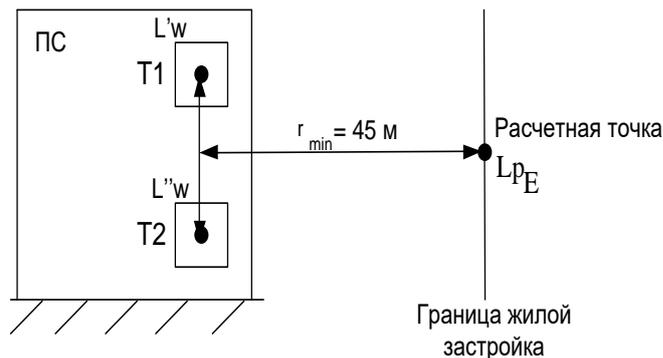


Рисунок 11 - Приблизительный план рассматриваемой территории

Минимальное расстояние от ПС Газохимическая до границы жилой застройки составляет 45 м, а ПС Газохимическая находится на расстоянии 700 м от жилой застройки. Следовательно, защита жилых застроек от шума выполняется расстоянием. Дополнительных мер по защите от шума не требуется.

14.2.3 Расчёт маслоприёмников под трансформаторы ПС Газохимическая. Рассматривая вопрос экологичности, можно отметить, что при несоблюдении определенных правил и норм из всего оборудования, установленного на подстанции, наибольшую опасность окружающей среде могут нанести трансформаторы при аварии и ремонтных работ обусловленное выливанием трансформаторного масла.

Для того чтобы свести к минимуму риск попадания масла в окружающую среду, предусматривается сооружение маслоприёмников для трансформаторов.

На подстанции ПС Газохимическая в ОРУ предусматривается установка двух трансформаторов марки ТДН-10000/35 с размерами (м) 3,85×2,1×3,33 и массой масла 2,25 т.

Согласно ПУЭ габариты маслоприемника должны выступать за габариты единичного электрического оборудования (рисунок 1) не менее чем на 1 м при массе масла более 2 до 10 т. Тогда габариты маслоприемника равны:

$$B=2,1+2\cdot 1=4,1 \text{ м.}$$

$$Г=3,33+2\cdot 1=5,33 \text{ м.}$$

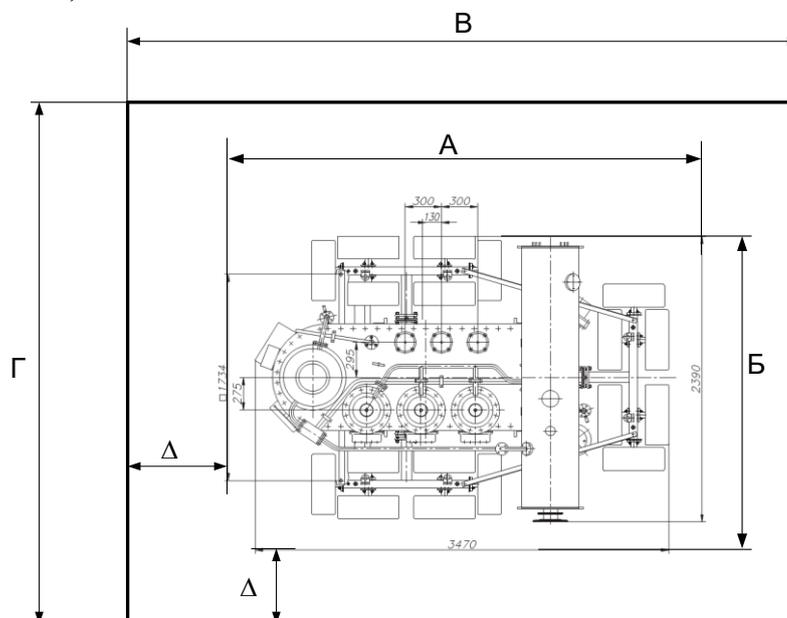


Рисунок 12 – Габаритные размеры трансформатора и маслоприемника
Площадь маслоприемника

$$S_{МП} = B \cdot \Gamma = 4,1 \cdot 5,33 = 21,9 \text{ м}^2$$

Объём трансформаторного масла:

$$V_{ТМ} = \frac{M_{ТР.М}}{\rho} = \frac{2250}{850} = 2,65 \text{ м}^3, \quad (161)$$

где ρ - плотность трансформаторного масла $\rho = 850 \text{ кг/ м}^3$

Глубина маслоприемника для приема 100 % масла, содержащегося в трансформаторе, определяется по формуле:

$$h_{ТМ} = V_{ТМ}/S_{МП} = 2,65/21,9 = 0,12 \text{ м} \quad (162)$$

Объем воды, необходимой для тушения пожара определяется по формуле:

$$V_{Вод} = k \cdot t \cdot (S_{МП} + S_{БПТ}), \quad (163)$$

где $k = 0,2 \text{ л/с} \cdot \text{м}^2$ – интенсивность пожаротушения, нормируемая в ПУЭ;

$t = 30 \text{ мин} = 1800 \text{ сек}$ – нормативное время пожаротушения;

$S_{БПТ}$ – площадь боковых поверхностей трансформатора, определяемая по формуле:

$$S_{БПТ} = 2 \cdot (A + B) \cdot H = 2 \cdot (2,1 + 3,33) \cdot 3,85 = 41,8 \text{ м}^2 \quad (164)$$

Тогда:

$$V_{Вод} = 0,2 \cdot 1800 \cdot (21,9 + 41,8) = 2293,2 \text{ л} = 2,3 \text{ м}^3 \quad (165)$$

Глубина маслоприемника для приема 80% воды, необходимой для тушения пожара определяется по формуле:

$$h_{Вод} = 0,8 \cdot V_{Вод}/S_{МП} = 0,8 \cdot 2,3 / 21,9 = 0,084 \text{ м} \quad (166)$$

Глубина маслоприемника с учетом толщины слоя гравия, равной 0,25 м и воздушного зазора 0,05 м определяется по формуле:

$$h_{МП} = h_{ТМ} + h_{Вод} + 0,3 = 0,12 + 0,084 + 0,3 = 0,504 \text{ м} \quad (167)$$

Приведем рисунок, наглядно показывающий основные размеры маслоприемника:

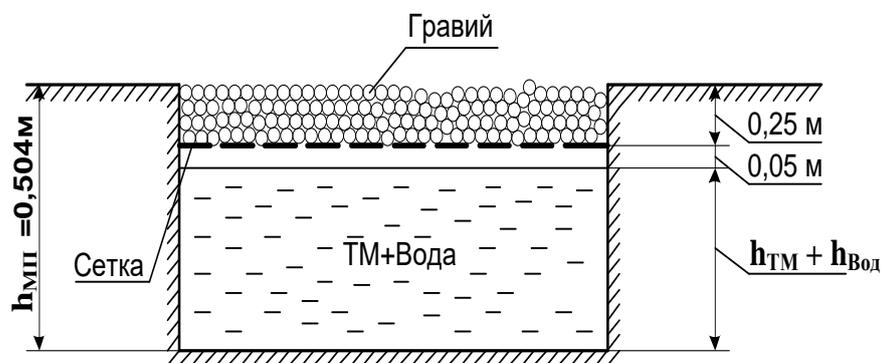


Рисунок 13 - Маслоприемник без отвода масла

При загрязнении трансформаторного масла требуется его замена на свежее. Для этого производится слив масла из трансформаторов.

Перед началом сливных операций должны проверяться правильность открытия всех сливных устройств и задвижек, а также плотность соединений гибких шлангов и труб.

Наконечники шлангов должны изготавливаться из материала, исключающего возможность искрообразования при ударе.

Нижний слив масла допускается только через герметизированные сливные устройства.

Запрещается слив масла в открытые сливные люки, а также во время грозы.

При открытии сливных устройств должны применяться инструмент, фланцевые и муфтовые соединения или приспособления, не дающие искрообразования.

Во время слива указанного вида жидкости должны применяться переносные лотки или кожухи для исключения разбрызгивания.

При обнаружении свежих капель масла на гравийной засыпке или маслоприёмнике немедленно должны быть приняты меры по выявлению

источников их появления и предотвращению новых поступлений (подтяжка фланцев, заварка трещин) с соблюдением мер безопасности на работающем маслonaполненном оборудовании.

14.3 Чрезвычайные ситуации

14.3.1 Возможные чрезвычайные ситуации на ПС Газохимическая.

Все случаи нарушений нормальных режимов работы подстанций (автоматические отключения оборудования при КЗ, ошибочные действия персонала) рассматриваются как аварии или отказы в работе в зависимости от их характера, степени повреждения оборудования и тех последствий к которым они привели.

Наличие большого количества источников зажигания, которые возникают в результате перегрузок, коротких замыканий, образования больших местных переходных сопротивлений, электрических искр и дуг, а также горючих материалов (масла различных марок, изоляция электрических кабелей и др.) обуславливают высокую пожарную опасность электроустановок. Растекание горящих масел по площади создает опасность перехода огня на другие электроустановки.

Наибольшее число пожаров имеет свободное развитие из-за несвоевременного отключения электроустановок, а также из-за расположения в непосредственной близости от этих установок другого оборудования под напряжением. Снятие напряжения с электроустановок является сложным организационным процессом и требует определенного времени, что приводит к увеличению материального ущерба и осложнению обстановки на пожаре.

Сложность обстановки на таких пожарах и наличие большого количества электрооборудования высокого напряжения существенно затрудняют действия пожарных подразделений и добровольных формирований при локализации и ликвидации пожаров на энергообъектах. Поэтому необходимо применение таких способов подачи огнетушащих веществ и средств для их реализации, которые обеспечили бы безопасную и одновременно эффективную ликвидацию горения электроустановок под напряжением.

14.3.2 Тушение возгорания.

Пожары на подстанциях могут возникать на трансформаторах, масляных выключателях и в кабельном хозяйстве.

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 помещение 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) [4].

Необходимость тушения пожара электроустановок, находящихся под напряжением, определяется следующими основными требованиями:

- невозможность отключения собственных нужд подстанции, питающих ответственные приемники: устройства системы управления, релейной защиты, сигнализации, автоматики и телемеханики.
- обеспечение надежного функционирования электроэнергетического производства для сохранения энергоснабжения ответственных потребителей;
- необходимость быстрой ликвидации пожара для предотвращения его распространения на другое оборудование и сооружения предприятия, сокращения времени воздействия высоких температур на несущие конструкции с возможностью их разрушения;

– исключения длительного времени по отключению и снятию напряжения с оборудования энергопредприятия, что может привести к более тяжелым последствиям для технологически связанных производств и режима работы энергосистемы ЕЭС России.

Для дежурного персонала объекта разрабатывают оперативные карточки для каждого отсека кабельных помещений, трансформатора, которые утверждает главный инженер. В оперативных карточках указывают порядок вызова, встречи и обеспечения безопасной работы пожарных подразделений по тушению, операции по отключению и снятию напряжения с агрегатов и установок по включению стационарных систем тушения и другие вопросы по обеспечению тушения пожара.

Особенно подробно необходимо разрабатывать порядок действий дежурного персонала энергообъекта и подразделений пожарной охраны при тушении пожаров на энергоустановках без снятия напряжения. Эти действия включают в оперативные карточки дежурному персоналу и в планы тушения пожаров. В графической части планов обязательно указывают соответствующими знаками места подключения гибких заземлителей к заземленным конструкциям, а также боевые позиции пожарных с учетом безопасных расстояний до конкретных электроустановок.

На каждом энергопредприятии хранят необходимое количество диэлектрической обуви, перчаток и заземляющих устройств. Определяют порядок их выдачи прибывающим пожарным подразделениям и оказание помощи по заземлению пожарной техники и проверки надежности заземления. Заземление ручных стволов и пожарной техники с помощью гибких медных оголенных проводов сечением не менее 25 мм^2 в электроустановках напряжением выше 1000 В и не менее 16 мм^2 ниже 1000 В , снабженных

струбцинами для подключения к оборудованию и обозначенным местам заземления.

Дежурный персонал (начальник станции, диспетчер или дежурный подстанции, предприятия энергосети) при пожаре немедленно сообщает в пожарную охрану, руководству энергообъекта и диспетчеру энергосистемы. Старший по смене определяет место пожара, возможные пути его распространения, а также угрозу электрооборудованию, установкам и конструкциям здания, находящимся в зоне пожара. Он проверяет включение автоматических установок пожаротушения, производит действия по аварийному режиму, своими силами приступает к тушению пожара, выделяет представителя для встречи пожарных подразделений и до их прибытия руководит тушением пожара.

При этом необходимо принять меры, предотвращающие растекание масла и распространение возгорания через кабельные каналы, а также меры, ограничивающие воздействие высокой температуры на рядом расположенное оборудование и конструкции.

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 ($d_{\text{сн}} = 11,5$ мм) РС-50 ($d_{\text{сн}} = 13$ мм) и распыленных из стволов с насадками НРТ-5, а также негорючие газы, порошковые составы и комбинированные составы (углекислота с хладоном или распыленная вода с порошком). На рисунке 14 представлена принципиальная схема подачи распыленной воды при тушении пожара.

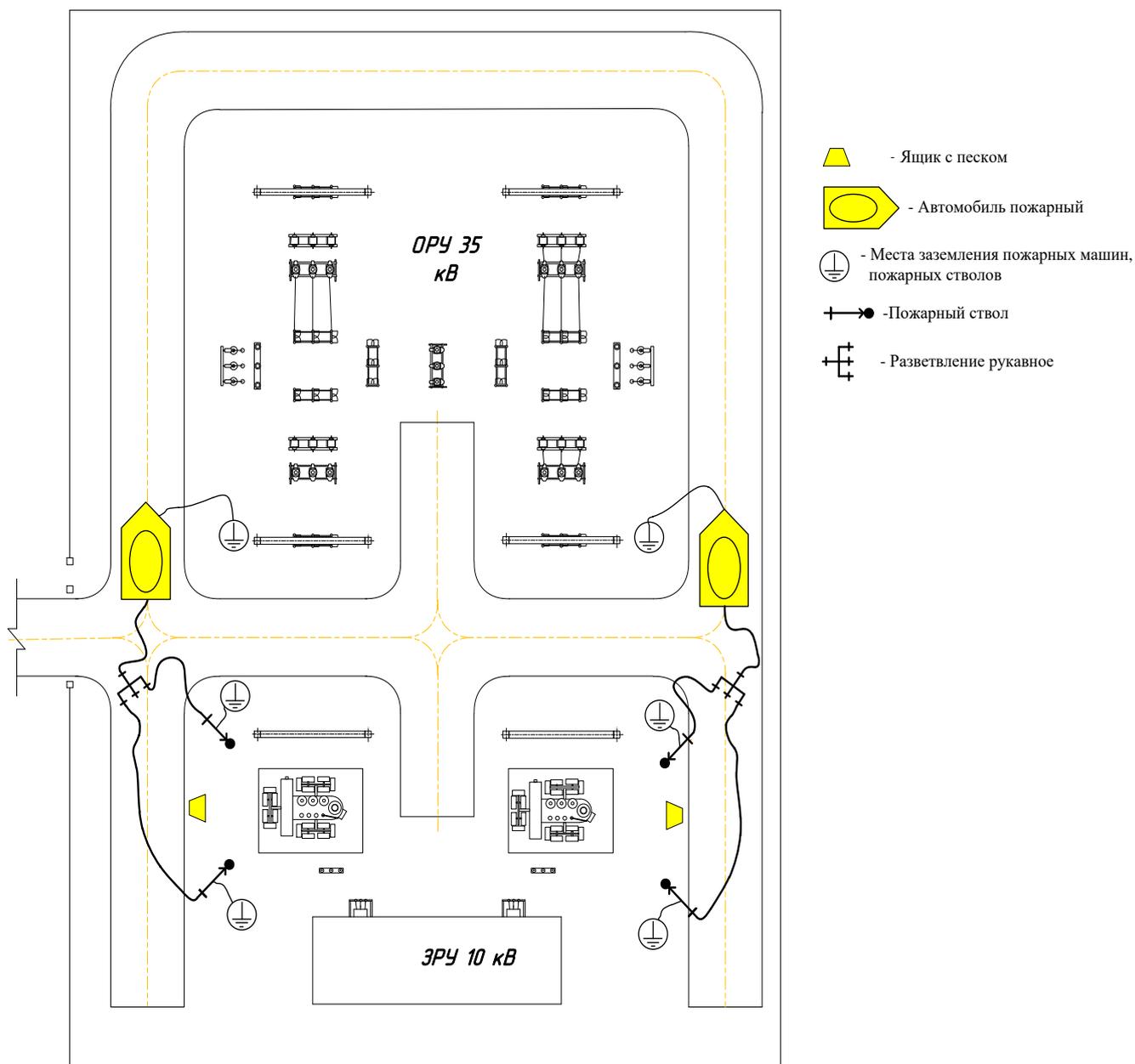


Рисунок 14 – Принципиальная схема подачи распыленной воды при тушении пожара трансформаторов

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 20 [5].

Таблица 20 – Безопасное расстояние до горящих электроустановок, находящихся под напряжением

Применяемое огнетушащее вещество	до 1кВ	от 1 до 10 кВ	от 10 до 35 кВ	от 35 до 110 кВ	от 110 до 220 кВ вкл.
Вода (распыленные струи), подаваемая из стволов, снабженных насадками турбинного типа НРТ; огнетушащие порошковые составы (всех типов); одновременная подача воды и порошка	1,5	2,0	2,5	3,0	4,0
Вода (компактные струи), подаваемая из ручных стволов типа РС- 50 с расходом 3,6 л/с	4,0	6,0	8,0	10,0	Не допускается
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 21.

Таблица 21– Типы огнетушителей, применяемых для тушения электроустановок под напряжением

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

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 электрзащитных средств;
- соблюдения минимальных безопасных расстояний от электроустановок под напряжением до пожарных, работающих со стволами или огнетушителями;
- применения для тушения только тех ручных пожарных стволов, какие указаны в таблице 26;
- применения эффективных огнетушащих веществ, способов и приемов их подачи.

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.

14.3.3 Противопожарная профилактика.

Уровень пожарной безопасности на ПС контролируется пожарнотехнической комиссией (ПТК) предприятия ПМЭС в соответствии с годовым планом работы. По результатам работы ПТК разрабатываются мероприятия по совершенствованию пожарной безопасности на ПС.

Противопожарная безопасность электрооборудования обеспечивается при его исправном состоянии и соблюдении допустимых режимов работы. Устройства молниезащиты и заземления должны соответствовать ПУЭ и Нормам испытания оборудования.

Дороги и проезды должны находиться в исправном состоянии, очищены от снега для беспрепятственного проезда пожарной техники в любое время года.

Маслоприемные устройства трансформаторов должны быть в исправном состоянии.

Гравий необходимо промывать не реже 1 раза в год, а в твердых отложениях от масла заменять. Маслоприемные емкости необходимо проверять и опорожнять после обильных дождей, таяния снега, опробования систем пожаротушения и тушения возгорания.

Места прохода труб и кабелей через перегородки помещений или в полу, а также вводы в шкафы должны быть уплотнены негорячими материалами, обеспечивающими теплоотдачу при прохождении по ним рабочих токов.

На территории ПС необходимо регулярно скашивать и вывозить траву.

В зданиях ОПУ, мастерской при входе (внутри) должны быть вывешены планы эвакуации людей при возгорании и таблички с ФИО и должностью лиц, ответственных за пожарную безопасность.

Местонахождение первичных средств пожаротушения должно указываться знаками по ГОСТ на видных местах, а состав их должен соответствовать требованиям ПБ для данного помещения.

Переносные огнетушители должны быть пронумерованы и опломбированы и размещаться на высоте не более 1,5 м до нижнего торца огнетушителя. Огнетушители всех типов с наступлением морозов должны переноситься в теплое помещение с установкой знаков с указанием нового местонахождения. Углекислотные и порошковые огнетушители допускается хранить при температуре не ниже -20°C .

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе рассмотрено проектирование релейной защиты и автоматики подстанции Газохимическая напряжением 35/10 кВ в городе Сковородино Амурской области.

В выпускной квалификационной работе выполнены следующие основные задачи:

- дана характеристика Метанолового завода;
- рассчитаны нагрузки Метанолового завода;
- спроектирована ПС Газохимическая
- разработана схема подключения к электрической сети ПС Газохимическая;
- 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 ПС Газохимическая с расстановкой молниеотводов;
- произведен выбор защит на ПС Газохимическая и ВЛ 35 кВ Сковородино - Газохимическая; произведены расчеты уставок срабатывания, определены коэффициенты чувствительности и время срабатывания защит.
- рассмотрены вопросы по безопасности выполняемых работ при проектировании ПС Газохимическая.

Была произведена экономическая оценка эффективности и финансовой состоятельности инвестиций проекта реконструкции и модернизации релейной защиты и автоматики защит шин и линии 35 кВ.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Булычев, А. В. Релейная защита электроэнергетических систем: учебное пособие / А. В. Булычев, В. К. Ванин, А. А. Наволочный, М. Г. Попов. — СПб.: Изд-во Политехн. ун-та, 2008. — 211 с.
- 2 Булгаков А.Б. Охрана окружающей среды в электроэнергетике [Электронный ресурс]: учеб. пособие / А. Б. Булгаков; АмГУ, ИФФ. - Благовещенск: Издательство Амур. гос. ун-та, 2020. – 90 с.
- 3 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.
- 4 ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация».
- 5 ГОСТ 12.1.019-79* ССБТ «Электробезопасность»
- 6 Гуревич В.А. Микропроцессорные реле защиты. Устройство, проблемы, перспективы: учебное пособие / В. А. Гуревич. — Москва: Инфра-Инженерия, 2011. — Р. 336 стр.
- 7 Дьяков А.Ф., Овчаренко Н.И. Микропроцессорная релейная защита и автоматика электроэнергетических систем: учебное пособие / А. Ф. Дьяков, Н.И. Овчаренко — М.: Изд-во МЭИ, 2013.
- 8 Ермоленко В.М. Федосеев А.М. Релейная защита и противоаварийная автоматика: учебное пособие / В. М. Ермоленко, А. М. Федосеев. — М.: Изд-во МЭИ, 2015.
- 9 Инструкция по применению и испытанию средств защиты, используемых в электроустановках 153-34.03.603-2003 г.
- 10 Овчаренко Н.И. Автоматика электрических станций и электроэнергетических систем. М.: Изд-во МЭИ, 2017.
- 11 Мясоедов. Ю.В., Савина Н. В., Ротачева А.Г., «Электрическая часть станций и подстанций». Благовещенск 2013. - 106 с.

- 12 Павлов, Г. М. «Автоматизация энергетических систем» : Учеб.пособие / Г. М. Павлов .— Ленинград : Изд-во Ленингр. ун-та, 2014 .— 237 с.
- 13 Пожарная безопасность электроустановок. – Справочник/ Под ред. В.И. Кузнецова – М.: Спецтехника, 2000. – 259с.
- 14 Правила устройства электроустановок (шестое и седьмое издание): ПУЭ. – Новосибирск: Сибирское университетское издательство, 2011. – 465 с.
- 15 «Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок». М.: НЦ ЭНАС., 2021г.
- 16 Рожкова Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций /Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева. – М.: Издательский центр «Академия», 2005.–448с.
- 17 Релейная защита и автоматика электрических систем: Учебное пособие. 2-е изд., испр. и доп. - Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2007.
- 18 Руководящие указания по релейной защите: Вып. 12. Токовая защита нулевой последовательности от замыканий на землю линий 110-500 кВ. Расчеты. – М.: Энергия, 2014. – 88 с.
- 19 Савина. Н.В., Проценко. П.П., «Техника высоких напряжений». Благовещенск 2015. - 105 с.
- 20 СН 2.2.4/2.1.8.562 – 96. Шум на рабочих местах в помещениях жилых общественных зданий и на территории жилой застройки.
- 21 СНиП 12-04-2002. Безопасность труда в строительстве.
- 22 Файбисович Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей /Д. Л. Файбисович, И.Г. Карапетян – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2012.– 320с.
- 23 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.
- 24 Электротехнический справочник, Т 3/ Под общ. ред. профессоров МЭВ.Г. Герасимова и др. – М.: Изд-во МЭИ, 2002.