

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

Факультет энергетический

Кафедра энергетика

Направление подготовки 13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника

Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой

 Н.В. Савина


«14» 06 2019 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция системы электроснабжения нефтеперекачивающей станции №21 в городе Сковородино Сковородинского района

Исполнитель


студент группы 542064

 14.06.19
подпись, дата

Е.М. Дударев

Руководитель

доцент

 14.06.19
подпись, дата

П.П. Проценко

Консультант по

безопасности и

экологичности

доцент, канд.техн.наук

 14.06.2019
подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

ст. преподаватель

 14.06.2019
подпись, дата

Н.С. Бодруг

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

И.о. зав. кафедрой

 Н.В. Савина

« 05 » 04 2019 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Дударева Евгения Михайловича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция системы электроснабжения нефтеперекачивающей станции №21 в городе Сковородино Сковородинского района

(утверждено приказом от 04.04.19 № 459-У2)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 04.06.2019г.

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Генеральный план объекта, план размещения приемников электрической энергии, ГОСТы, ПУЭ и другая нормативно-справочная литература

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Введение, общая характеристика района проектирования. Разработка схемы электроснабжения. Расчет электрических нагрузок. Расчет токов КЗ. Проверка выбранных сечений на воздействия токов КЗ. Выбор и проверка электрических аппаратов. Молниезащита и заземление подстанции. Экономический расчет. Безопасность и экологичность. Выбор и расчет релейной защиты.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) План электроснабжения сети 10кВ; План расположения силового оборудования ЗРУ. Однолинейная схема электроснабжения НПС №21. Микропроцессорная защита силового оборудования типа БМРЗ

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) Безопасность и экологичность – Булгаков А.Б

7. Дата выдачи задания 05.04.2019г.

Руководитель выпускной квалификационной работы: Проценко Палина Павловна, доцент
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): 

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа содержит 110 с., 5 рисунков, 133 формулы, 15 таблицы, 15 использованных источников.

ТРАНСФОРМАТОР, РАСЧЕТНАЯ НАГРУЗКА, ТРАНСФОРМАТОР ТОКА, ТРАНСФОРМАТОР НАПРЯЖЕНИЯ, ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА, ХАРАКТЕРНАЯ ГРУППА ЭЛЕКТРОПРИЕМНИКОВ, КАБЕЛЬНАЯ ЛИНИЯ, СИЛОВОЙ ПУНКТ, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ПРЕДОХРАНИТЕЛЬ, ПЛАВКАЯ ВСТАВКА, РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА.

В предоставленной бакалаврской работе было произведено проектирование системы электроснабжения нефтеперекачивающей станции НПС-21 города Сковородино в Сковородинском районе Амурской области. Произведён расчёт нагрузок и выбор центра электрических нагрузок. Произведены расчеты токов короткого замыкания для выбора и проверки электрооборудования, произведён расчет релейной защиты секционного выключателя, защита кабельных линий.

СОДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения и сокращения	6
Введение	7
1 Общая характеристика района проектирования	8
1.1 Технологический процесс и Назначение НПС-21 «Сковородино»	8
1.2 Климатическая и географическая характеристика	9
1.3 Состав НПС	10
1.4 Описание технологических процессов	10
1.5 Состав технологического оборудования	12
2 Разработка схемы электроснабжения НПС	16
2.1 Схема электроснабжения НПС	17
3 Расчёт электрических нагрузок	19
3.1 Расчёт низковольтной нагрузки	19
3.2 Расчет осветительной нагрузки	22
3.3 Расчёт основной высоковольтной нагрузки	24
3.4 Определение суммарной нагрузки по станции	26
3.5 Выбор числа и мощности трансформаторов на ТП с учётом компенсации реактивной мощности	26
3.6 Выбор сечения питающей линии	30
4 Расчёт токов КЗ	32
4.1 Расчет токов короткого замыкания 10 кВ в относительных единицах	32
4.2. Выбор сечения и марки кабелей 10 кВ	45
5 Проверка выбранных сечений на воздействие токов короткого замыкания	48
6 Выбор и проверка электрических аппаратов	50
6.1 Выбор ячеек КРУ	50
6.2 Выбор шин	50
6.3 Выбор выключателей	54
6.4 Выбор трансформаторов тока	57
6.5 Выбор и проверка трансформаторов напряжения	59
6.6 Выбор предохранителей	60

6.7	Выбор ограничителей перенапряжения	60
6.8	Выбор трансформаторов собственных нужд	63
7	Молниезащита и заземление подстанции	66
7.1	Расчет заземления подстанции	66
7.2	Расчет молниезащиты ОРУ	71
8	Экономический расчёт	74
8.1	Расчет капитальных вложений	74
8.1.1	Капиталовложения на сооружение КЛ 10 кВ	74
8.1.2	Капиталовложения на сооружение КТП	76
8.1.3	Капиталовложения на сооружение ЗРУ	77
8.2	Расчет затрат на эксплуатацию электрической сети	77
8.2.1	Расчет затрат на ремонт и техническое обслуживание сети	77
8.2.2	Расчет потерь электроэнергии	80
9	Безопасность и экологичность	82
9.1	Безопасность	82
9.1.1	Требования по безопасности персонала, обусловленные особенностями конструкции ЗРУ, ОРУ	82
9.1.2	Расчет защитного заземления	89
9.2	Экологичность	93
9.3	Чрезвычайные ситуации	95
10	Выбор и расчет релейной защиты	100
10.1	Назначение релейной защиты	100
10.2	Функции БМРЗ	100
10.3	Функции сигнализации	103
10.4	Защита асинхронных двигателей ПНА ВАОВ4-630L-4У1	103
10.5	Расчёт защиты двигателя подпорных насосов	103
10.5.1	Расчёт токовой отсечки для электродвигателя	103
10.5.2	Расчёт МТЗ для электродвигателя ПНА ВАОВ4-630L-4У1	105
10.6	Выбор источников оперативного тока	107
	Заключение	108
	Библиографический список	109

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

НПС- нефтеперекачивающая станция;
АД- асинхронный двигатель;
СД- синхронный двигатель;
КЗ- короткое замыкание;
ЗРУ- закрытое распределительное устройство;
КРУ- комплектное распределительное устройство;
БМРЗ- блок микропроцессорной релейной защиты;
АВ – автоматический выключатель;
ВН – высокое напряжение;
КЛ – кабельная линия;
КРМ – компенсация реактивной мощности;
КТП – комплектная трансформаторная подстанция;
МТЗ – максимальная токовая защита;
НКУ – низковольтное компенсирующее устройство;
НН – низкое напряжение;
РЗ – релейная защита;
СП – силовой пункт;
КРУ – комплектное распределительное устройство;
СЭС – система электроснабжения;
ТП – трансформаторная подстанция;
ТО – токовая отсечка;
ТН – трансформатор напряжения;
ТТ – трансформатор тока;
ЦЭН – центр электрических нагрузок;
ЭД – электродвигатель;
ЭП – электроприёмник.

ВВЕДЕНИЕ

Промышленные предприятия являются ведущими покупателями электричества, так как используют в пределах 2-ух третей всей вырабатываемой в нашей стране электроэнергии. Каждый день растут мощности, потребляемые предприятиями и отдельными электроприемниками. В связи с этим усложняются задачи рационального построения схем распределения электроэнергии. Повышаются требования к надежности, экономичности, к удобству и безопасности эксплуатации и к качеству электричества.

Становление большинства отраслей промышленности, в том числе нефтяной и газовой, базируется на передовых разработках, широко использующих электрическую энергию. В следствии чего возросли требования к надежности электроснабжения, к качеству электрической энергии к ее экономичному и оптимальному расходованию.

Цель данной дипломной работы заключается в реконструкции системы внутреннего и цехового электроснабжения промышленного предприятия, чтобы она была надежна, удобна и безопасна в обслуживании, обеспечивала необходимое качество энергии и бесперебойность электроснабжения.

При проектировании и эксплуатации электрических установок, электрических станций, подстанций и систем требуется предварительно произвести ряд расчетов, нацеленных на решение многих технических вопросов и задач, таких как:

- а) сопоставление, оценка и выбор схемы электрических соединений станций и подстанций;
- б) выявление критерий работы потребителей при аварийных режимах;
- в) выбор аппаратов и проводников, их проверка по условиям работы при коротких замыканиях;
- г) проектирование и настройка устройств релейной защиты и автоматики;
- д) и т.д.

1 ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ПРОЕКТИРОВАНИЯ

1.1 Технологический процесс и Назначение НПС-21 «Сковородино»

Перекачка нефти производят посредством последовательно расположенных нефтеперекачивающих станций. Нерюнгринское районное нефтепроводное управление (РНУ) является филиалом ООО «Востокнефтепровод». Перекачку нефти по трубопроводам в зоне ответственности Нерюнгринского РНУ осуществляют НПС: №14 «Олекминск», №17 «Алдан», №21 «Сковородино», «Джалинда».

Основной задачей НПС-21 является обеспечение приема, транспортировки и сдачи нефти с минимальными затратами, в соответствии с поручениями ООО «Востокнефтепровод». Целью НПС-21 «Сковородино» является перекачка восточно-сибирской товарной нефти по магистральному нефтепроводу «Восточная Сибирь - Тихий океан». НПС-21 «Сковородино» позволяет осуществлять следующие операции:

- подачу нефти из магистрального нефтепровода на площадку наливной железнодорожной эстакады с одновременным приемом в резервуарный парк (основной режим);
- поддержание давления в линейной части перед станцией с помощью регулятора давления для недопущения образования газовой полости за перевальными точками;
- перекачку нефти по магистральному нефтепроводу через емкость;
- перекачку нефти по магистральному нефтепроводу с подключенной емкостью;
- перекачку нефти по схеме «через емкость» на площадку наливной железнодорожной эстакады;
- временное хранение нефти;
- защита линейной части от превышения давления;
- внутрипарковые перекачки нефти подпорным насосом;
- оперативный учет количества перекачиваемой нефти;

- пуски и приемы средств очистки и диагностики.

1.2 Климатическая и географическая характеристика

Выбор и проверка электротехнического оборудования в предоставленной работе ведется с учетом климатической характеристики района, в котором оно будет эксплуатироваться. Основные климатические данные по рассматриваемому району представлены в таблице 1

Таблица 1 – Климатическая характеристика района

Параметры	Холодный период года (ноябрь/март)	Теплый период года (апрель/октябрь)
Абсолютная минимальная температура	– 52,00 С	+ 40,00 С
Количество осадков	60 мм	496 мм
Средняя относительная влажность воздуха в 15 ч (%)	70	58
Преобладающее направление ветра	южное	северо-западное
Среднегодовая продолжительность гроз	IV (40-60 часов в год)	
Средняя годовая скорость ветра	2,5 м/с	
Максимальная скорость ветра в течение года	20 м/с	
Максимальная скорость порывов ветра	24 м/с	
Район по давлению ветра	III	
Район по пляске проводов	Умеренный	
Расчетное значение веса снегового покрова	0,8 кПа – I район	
Район по гололеду	III	
Нормативная толщина стенки гололеда	20 мм	
Нормативная глубина промерзания грунтов	170 см	
Сейсмичность района строительства	III группа (6-8 баллов)	

Приведенные в таблице 1 данные использую в дальнейших расчетах и при выборе оборудования на НПС-21. В Амурской области все разнообразие почв можно отметить в 9 основных групп: горно - тундровые, буро-таежные, горно-буро-таежные, бурые лесные, глеевые, бурые лесные, болотные, луговые, лугово-черноземовидные, пойменные. Условия формирования почв в Амурской области характеризуются рядом особенностей: холодная малоснежная зима способствует глубокому промерзанию почвы; холодная засушливая затяжная весна замедляет оттаивание почвы, теплое и дождливое лето приводит к переувлажнению. Средняя глубина вымерзания грунтов составляет 2,5 метра.

1.3 Состав НПС

В состав НПС-21 входит оборудование основное и вспомогательное:

- камеры пуска приема средств очистки и диагностики (КПП СОД);
- фильтры-грязеуловители (ФГУ);
- система предохранительных клапанов (ПК);
- узлы регулирования давления (УРД);
- магистральная насосная станция (МНС);
- подпорная насосная станция (ПНС);
- резервуарный парк (РП);
- технологические трубопроводы;
- системы водоснабжения, теплоснабжения, вентиляции, канализации, пожаротушения, электроснабжения, автоматики, телемеханики, связи, производственно-бытовые здания и сооружения.

1.4 Описание технологических процессов

Технологический процесс перекачки осуществляется согласно утвержденным технологическим картам нефтепровода и технологическим режимам перекачки. Физико-химические качества нефти: плотность 843,7 кг/м³; вязкость 22 мм²/с; массовая доля серы 0,7%; давление насыщенных паров при 20⁰С - 19 кПа; массовая доля воды 0,26%; температура начала кипения 56 ⁰С.

Основной схемой технологического процесса перекачки нефти НПС с

емкостью является перекачка с «подключенными резервуарами» или же «через резервуары».

Нефть с НПС-17 «Алдан» через камеру приема-пуска средств очистки и диагностики (КПП СОД) поступает на блок фильтров-грязеуловителей (ФГУ) проходя очистку от механических примесей. Перепады давления в фильтрах-грязеуловителях необходимо регистрировать раз в 12 часов, а после проведения работ на линейной части не реже одного раза в час. При превышении максимального перепада давления на фильтре-грязеуловителе более или равном 0,05 МПа он должен быть отключен и очищен, предварительно должен быть подключен резервный фильтр-грязеуловитель. Далее нефть проходит первый блок предохранительных клапанов, предназначенных для защиты от повышенного давления, как трубопровода, так и объектов станции. В случае срабатывания предохранительных клапанов, происходит сбрасывание давления, и избыток нефти поступает в резервуары аварийного сброса (РАС) нефти. После сброса нефти от предохранительных клапанов сбросные линии должны быть освобождены от нефти. Утечки и дренаж направляются в подземные емкости сбора утечек объемом 40 м³.

Очищенная от механических примесей, через раскрытую задвижку №1, нефть поступает в 1-ый узел регулировки давления, на выходе из которого нефть через ПК3 поступает в КПП СОД для отправки по трубопроводу диаметром 720 мм на приемо-сдаточный пункт (ПСП) «Сковородино». А по трубопроводу диаметром 1220 мм через УРД-2 и ПК2, в зависимости от режима работы НПС, может поступать как в резервуары вертикальные стальные с понтоном и алюминиевой куполообразной крышей объемом 50000 м³ так и непосредственно на вход подпорного насосного агрегата (ПНА).

Откачка нефти из резервуаров и подача ее в магистральный нефтепровод осуществляется подпорным насосным агрегатом.

Нефть из резервуара по отпускному трубопроводу через раскрытую задвижку поступает во поглощающий коллектор подпорных насосных агрегатов. Далее нефть подпорными агрегатами через нагнетательный

коллектор при раскрытой задвижке подается в магистральную насосную станцию, через блок ПК4. Магистральные насосные агрегаты (МНА) увеличивают давление в зависимости от режима работы. После МНС нефть направляется в узел приема-пуска скребка, дальше в магистральный нефтепровод и транспортируется до НПС «Джалинда».

1.5 Состав технологического оборудования

Магистральная насосная станция

В помещении МНС установлены три магистральных насосных агрегата. Магистральные центробежные насосы «Sulzer» HPDM (High Pressure Double volute, horizontally split) 600-615-1d/27 предназначены для перекачки нефти по трубопроводу на заданное расстояние до следующей нефтеперекачивающей станции. Насосные агрегаты обвязаны трубопроводами-отводами, которые соединяют их приемные и напорные патрубки с общим коллектором. Магистральные насосные агрегаты предназначены для транспортирования по магистральным трубопроводам нефти с температурой от минус 5 до плюс 80°C, с содержанием механических примесей по объему не более 0,05% и размером не более 0,02 мм. Электродвигатели 4А3МВ-2500. В процессе подготовки к пуску магистральных насосных агрегатов выполняются следующие операции:

- включается маслосистема, выполняется контроль температуры и давления масла, температура масла в маслобаке контролируется автоматически при помощи электронагревателя, не ниже 20°C.

- включается система охлаждения статора электродвигателя МНА, выполняется контроль температуры и давления охлаждающей жидкости;

- включается система затвора двойных торцевых уплотнений магистрального насоса, выполняется контроль температуры и давления затворной жидкости);

- включается система подпора воздуха в корпусе электродвигателя, выполняется контроль избыточного давления в корпусе электродвигателя;

- включается приточная вентиляция, выполняется контроль избыточного давления в воздухопроводе приточной вентиляции;

- открываются электроприводные задвижки на входе и выходе магистральных агрегатов, подпорных агрегатов, фильтрах грязеуловителях, трубопроводах подключения технологических резервуаров, трубопроводах подключения резервуаров аварийного сброса, технологических трубопроводах НПС, трубопроводах подключения блоков предохранительных клапанов, (в зависимости от схемы запуска), выполняется сброс воздуха из корпусов агрегатов;

- система автоматической регулировки оборотов привода (ЧРП) настраивается на рабочее давление на входе и выходе НПС по карте технологических режимов [1].

Сообщение о готовности (неготовности) НПС к пуску отображается на экране монитора автоматизированного рабочего места (АРМ) оператора НПС и АРМ диспетчера РДП с указанием, при неготовности конкретной вспомогательной системы или же единицы оборудования. Сообщение о готовности НПС к пуску фиксируется в оперативном журнале.

При неготовности вспомогательных систем или же оборудования, подготовка к пуску оборудования НПС прекращается до устранения неисправности.

Системы автоматизации и телемеханизации, система диспетчерского контроля и управления дают возможность управлять главным и дополнительным оборудованием НПС как по месту (в автоматическом, или же ручном режиме при возникновении нештатной ситуации), так и с АРМ оператора НПС.

Магистральные и насосные агрегаты могут находиться в одном из следующих состояний:

- в работе;
- в «горячем» резерве (агрегат исправен, готов к пуску в любой момент);
- в «холодном» резерве (агрегат исправен, при необходимости его пуска или перевода в «горячий» резерв требуется проведение подготовительных работ;

- в ремонте.

Для того чтобы МНА, находящийся в «горячем» резерве был запущен в работу, должна сработать автоматика АВР - автоматического включения запасного агрегата при отключении собственной защитой работающего агрегата.

В зависимости от пусковых характеристик электродвигателя, схем электроснабжения и системы разгрузки уплотнений могут использоваться различные программы пуска насосного агрегата, отличающиеся положением задвижки на выходе насосного агрегата в момент пуска электродвигателя:

- на открытую задвижку;
- на открывающуюся задвижку.

Автоматика магистрального насосного агрегата обеспечивает вероятность пуска по вышеуказанным программам по выбору оператора НПС.

Программа пуска «на открытую задвижку» является предпочтительной. Её использование возможно, в случае если пусковые характеристики электродвигателя и схемы электроснабжения рассчитаны на соответствующий режим. Следует обозначить, что при пуске на открытую задвижку проходит глубокая посадка напряжения.

Программа пуска «на открывающуюся задвижку» применяется при невозможности использования предыдущей программы. Помимо двух основных программ, рассмотренных выше, используется программа «на открывающуюся задвижку на приёме насосного агрегата и на открывающуюся задвижку на выходе насосного агрегата». Запуск агрегата по этой программе возможно производить при заполненном нефтью насосе. Промежуток времени между началом открытия задвижек и запуском насоса определяется персонально для каждой НПС. Автоматический ввод резервного магистрального насосного агрегата осуществляется на полностью раскрытые задвижки, возможность плавного изменения крутящего момента электродвигателя при «тяжелом пуске», на полностью открытые задвижки, во всем диапазоне скоростей осуществляется использованием ЧРП с

трансформаторами-преобразователями.

Подпорная насосная станция.

Подпорная насосная станция представлена тремя ПНА с насосами марки «Sulzer». Центробежные насосы марки «Sulzer» VCRD 18x30x30BN, двухступенчатые, с вертикальным корпусом, с закрытыми узлами поглощающего стакана, закрытыми рабочими колёсами, с одинарными торцовыми уплотнениями патронного типа фирмы Burgmann, предназначены для подачи нефти плотностью от 800 до 950 кг/м³, температурой от минус 100°С до плюс 50°С, из вертикальных стальных резервуаров на прием магистральных насосов и создания важного кавитационного запаса (4 м) для их работы, в качестве подпорных насосов, а так же в зависимости от технологической схемы, для раскачки резервуаров в которые выполняется сброс нефти из системы предохранительных приборов защиты нефтепровода от превышения давления, в качестве запасных насосов. Главные контролируемые параметры работы ПНА приведены в таблице 1.2. Подпорные насосы на НПС оснащаются программным управлением агрегатом (ПУА), установленным в операторной [2].

Системы автоматизации и телемеханизации, система диспетчерского контроля и управления позволяют управлять основным и вспомогательным оборудованием НПС как по месту (в автоматическом, или ручном режиме при возникновении нештатной ситуации), так и с АРМ оператора НПС.

Подпорные насосные агрегаты могут находиться в одном из следующих состояний:

- в работе;
- в «горячем» резерве (агрегат исправен, готов к пуску в любой момент);
- в «холодном» резерве (агрегат исправен, при необходимости его пуска или перевода в «горячий» резерв требуется проведение подготовительных работ;
- в ремонте.

2 РАЗРАБОТКА СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ НПС

Система электроснабжения обязана гарантировать стабильную и непрерывную подачу электроэнергии к НПС-21. Так как НПС является потребителем первой категории [3], то ее питание должно быть осуществлено от двух независимых источников питания.

Исходными данными при разработке данного проекта электроснабжения объекта нефтяной промышленности является величина электрической нагрузки потребителей, а также расположения ближайших источников электроэнергии и их параметры. Такими источниками, как правило являются главные понижающие подстанции (ГПП) с двумя трансформаторами.

Основные условия проектирования рациональной схемы электроснабжения – надежность, экономичность и качество электроэнергии у потребителя. Для больших предприятий наиболее надежной и экономичной является система электроснабжения с применением глубоких вводов, при которой сети 6-110 кВ максимально приближенных потребителям электроэнергии.

Система электроснабжения строится таким образом, чтобы все её элементы постоянно находились под нагрузкой, т.е. чтобы не было холодного резерва. Вместе с тем параллельно установленные трансформаторы и параллельные линии электропередачи должны работать отдельно, так как при этом удешевляются схемы коммутации, снижаются токи короткого замыкания и схемы релейных защит.

Согласно ПУЭ, в отношении бесперебойности питания данные потребители относятся к 1-ой категории электроснабжения.

Это предъявляет к системе электроснабжения следующие требования:

- электроснабжение должно осуществляться от двух независимых источников питания по двум линиям;
- питание потребителей нефтеперекачивающей станции должно осуществляться от двух трансформаторной ПС, трансформаторы которой

выбираются с учетом взаимного резервирования;

- перерыв в электроснабжении возможен лишь на время действия автоматики (АПВ и АВР).

Однолинейная схема электроснабжения нефтеперекачивающей станции, удовлетворяющая требованиям представленными выше, показана на листе 2 графической части.

2.1 Схема электроснабжения НПС

На рисунке 1 в соответствии с заданием приведена схема электроснабжения НПС для перекачки нефти по трубопроводу.

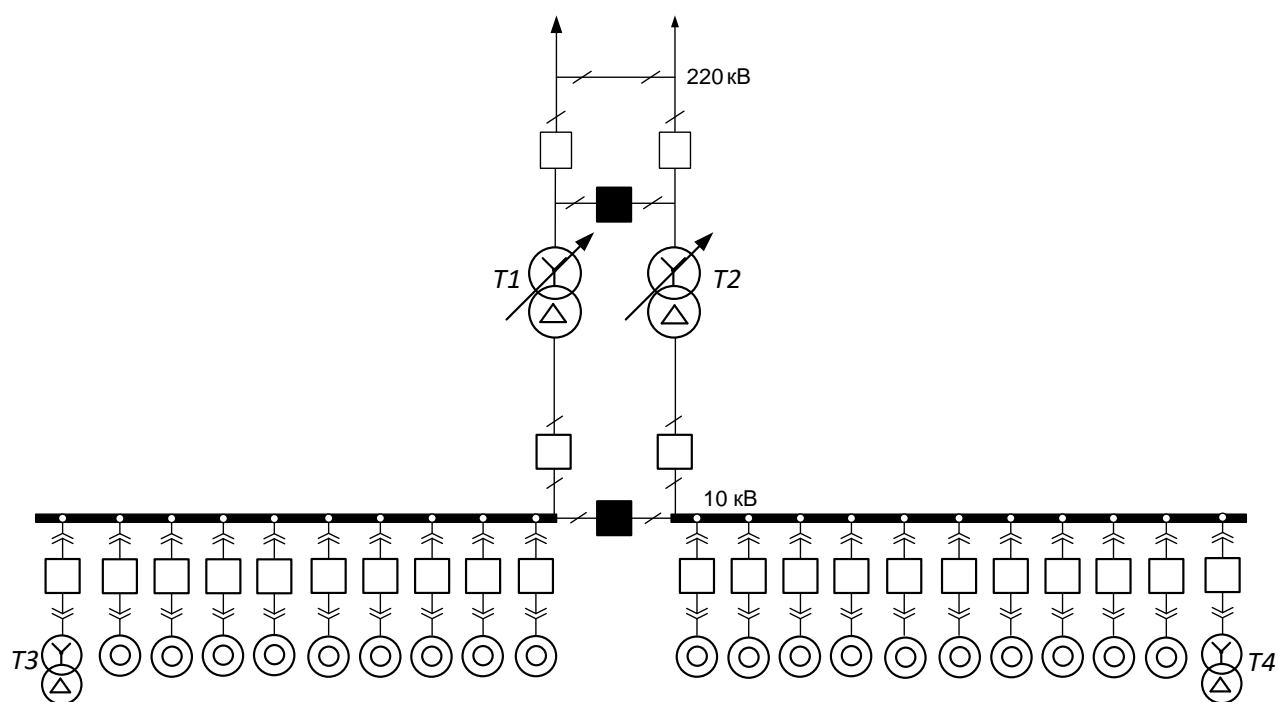


Рисунок 1 – Схема электроснабжения НПС

Трансформаторы Т1 и Т2 110/10 кВ в нормальном режиме работают отдельно, каждый на свою секцию шин КРУ.

Автоматическое включение резерва (АВР) на стороне низшего напряжения производится с помощью секционного выключателя.

Питание подводится по двум одноцепным взаиморезервируемым ЛЭП

110кВ. Питание высоковольтных двигателей и трансформаторов 10/0,4кВ производится от двух, взаиморезервируемых секций шин КРУ (рис. 1).

Питание цепей защиты и управления электродвигателями и всего вспомогательного оборудования НПС на напряжение 220/380 В, осуществляется от трансформаторов, Т3 и Т4.

3 РАСЧЁТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

На территории НПС-21 расположено 1 ГПП и 3 ТП, которые запитаны от ЗРУ-10 кВ.

Основная часть потребителей составляют высоковольтные двигатели. Первым этапом реконструкции систем электроснабжения является расчёт электрических нагрузок, это связано с тем, что за время эксплуатации мощность подключенной нагрузки могла измениться со времени ввода в эксплуатацию электрооборудования.

3.1 Расчёт низковольтной нагрузки

Для определения расчётной мощности низковольтной нагрузки используем метод коэффициента использования, который определяется по таблицам для соответствующего типа электроприёмника и цеха.

Номинальную мощность (активную $P_{ном}$ и реактивную $Q_{ном}$) группы электроприемников (ЭП) определяют как сумму номинальных мощностей отдельных приёмников, приведённых к продолжительности включения ПВ = 1.

Групповая номинальная (установленная) активная мощность:

$$P_{ном} = \sum_{i=1}^n P_{ном,i}, \quad (1)$$

где n – число электроприемников.

По установленной мощности P_i , по коэффициентам использования K_u и мощности $\cos \varphi_i$ для всех характерных групп потребителей определяются расчётные активные P_{cp} и реактивные Q_{cp} мощности нагрузок, кВт:

$$P_{cp} = \sum_1^m P_{ном,i} \cdot k_{II}, \quad (2)$$

Реактивную расчётную мощность определяю по формуле, квар:

$$\sum Q_{cp} = \sum_1^m P_{cp} \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (3)$$

где $P_{ном}$ – суммарная установленная мощность всех приемников низкого напряжения, принимаемая по исходным данным для каждой ТП;

K_u – коэффициент использования, принимаемый по справочным данным;

$\operatorname{tg} \varphi$ – соответствует характерному для приемников данного отделения значению коэффициента мощности $\cos \varphi$.

$$P_{cp} = P_{ном} \cdot k_u, \quad (4)$$

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

Определяется эффективное число ЭП:

$$n_{\text{э}} = 2 \cdot \Sigma P_{НОМ} / P_{НОМ.МАХ}. \quad (6)$$

В зависимости от коэффициента использования и эффективного числа ЭП по кривым определяется коэффициент расчетной нагрузки K_p [4].

Расчетная активная мощность групп ЭП напряжением до 1 кВ:

$$P_p = K_p \cdot \Sigma P_{cp}. \quad (7)$$

Расчетная реактивная мощность, квар:

$$\text{При } n_{\text{э}} \leq 10 \text{ и } K_u \geq 0,2 \quad Q_p = 1,1 \cdot Q_{cp}. \quad (8)$$

$$\text{При } n_{\text{э}} < 100 \text{ и } K_u < 0,2 \quad Q_p = Q_{cp}. \quad (9)$$

Пример расчёта приведём для насосной станции хозяйственно питьевого водоснабжения. В насосной станции установлены насосы ВК-2/26А с электрических двигателей 4АМ-100-Л4 N=4 кВт, два рабочих и один резервный.

$$P_{ном} = 5,5 * 3 + 7,5 + 11 * 2 + 15 * 6 + 22 * 3 + 55 * 5 + 50 * 2 = 577 \text{ кВт},$$

$$P_{cp} = 577 * 0,65 = 375,05 \text{ кВт},$$

$$Q_{cp} = 375,05 * 0,75 = 281,29 \text{ квар},$$

$$n_{эф} = \frac{2 * 577}{75} \approx 15,$$

$$P_p = 577 * 0,9 = 520,18 \text{ кВт},$$

$$Q_p = 249,69 \text{ квар}.$$

Для остальных зданий НПС-21 расчёт низковольтной нагрузки произведем по приведенным выше формулам. Результаты полученных расчётов представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Результаты расчета низковольтных электрических нагрузок

Наименование здания	$P_{расч}, \text{кВт}$	$Q_{расч}, \text{квар}$	$S_{расч}, \text{кВА}$
1	2	3	4
СБК с узлом связи	85,64	41,11	94,99
Лаборатория	137,93	66,21	153,1
Насосная ст. хоз. питьевого водоснабжения	520,18	249,69	577,2
АЗС	485,92	233,25	538,8
Помещение теплого склада	31,55	15,15	35,1
Закрытая стоянка техники	20,74	9,95	22,9
Пожарное депо	52,29	25,1	58
Здание котельной	469,69	225,46	521

1	2	3	4
Станция биологической очистки сточных вод	438,14	210,31	486,3
Технологическое помещение	261,44	125,5	289,7
Станция очистки производственно-дождевых сточных вод	435,44	209,01	483
Станция обезвоживания осадка	196,53	94,34	218
ОПУ	24,34	11,68	27,2
Операторная	32,46	15,58	35,8
СИКН	101,87	48,9	113
Итого	3339,16	1581,24	3654

3.2 Расчет осветительной нагрузки

Приближенно нагрузка всех дорог определяю произведением значений удельной мощности установки [4] и длины дорожного полотна, кВт:

$$P_{oc.д.} = P_{уд.ос} \cdot L. \quad (10)$$

Длина всей проезжей части на территории 7,68 км.

$$P_{oc.д.} = 3,9 \cdot 7,68 = 29,95 \text{ кВт}. \quad (11)$$

Для освещения проезжей части улиц будем использовать фонарные столбы с типом светильника РКУ01-125-008 и лампой ДНаТ125. Осветительная нагрузка вдоль дорог будет подключаться к близстоящей ТП.

На нефтеперекачивающей станции НПС-21 в качестве электрического источника света используются люминесцентные лампы и лампы накаливания.

Активная расчётная нагрузка осветительных приёмников отделения определяется по удельной нагрузке и коэффициенту спроса осветительной

нагрузки, кВт:

$$P_{расч.Л.} = P_{уд.Л.} \cdot F_{ц}, \quad (12)$$

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

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

Лампы накаливания в основном на данном предприятии используются в качестве аварийного освещения. Оно служит для временного продолжения работы или же для эвакуации людей из помещения при внезапном отключении рабочего освещения. Для ламп накаливания $tg \varphi_{лн} = 0$. Разрядные лампы на предприятии используются как основной источник света. Для этих ламп реактивная мощность вычисляется по формуле, квар:

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

где $tg \varphi_{рл} = 0,33$ [4].

Пример расчёта приведем для СБК, для остальных зданий результаты представлены в таблице. Аналогично освещению дорожного полотна отделения подключим к близлежащим ТП.

Площадь СБК

$$F_{сбк} = 23,63 \cdot 41,35 = 977,14 \text{ м}^2,$$

$$P_{расч.Л.} = 23 \cdot 10^{-3} \cdot 977,14 = 22,47 \text{ кВт},$$

$$Q_{расч.Л.} = 0,75 \cdot 22,47 \cdot 0,33 = 5,56 \text{ квар}.$$

Результаты расчёта осветительной нагрузки для каждого отделения (здания) предприятия нефтеперекачивающей станции НПС-21 показаны в

таблице 3. Из-за отсутствия точных площадей зданий, результаты являются укрупненными.

Таблица 3 – Результаты расчёта осветительной нагрузки зданий

Наименование здания	$P_{\text{расч, кВт}}$	$Q_{\text{расч, квар}}$	$S_{\text{расч, кВА}}$
СБК с узлом связи	22,47	5,56	23,15
Лаборатория	15,32	4,2	15,89
Насосная станция хозяйственно-питьевого водоснабжения	18,36	5,2	19,08
Помещение теплого склада	9,31	3,2	9,9
Закрытая стоянка техники	16,1	4,67	16,76
Пожарное депо	23,1	7,2	24,2
Здание котельной	10,2	3,5	10,78
Технологическое помещение	14,3	7,3	16,06
ОПУ	13,56	5,6	14,67
Операторная	25,6	7,31	26,62
Итого	168,32	53,74	177,11

3.3 Расчёт основной высоковольтной нагрузки

Расчётная мощность высоковольтной нагрузки предприятия вычисляется с помощью метода разработанной институтом Гипротюменнефтегаз [16].

В основе метода используется модель распределения в виде двухступенчатой кратчайшей функции. Расчетная активная мощность высоковольтных двигателей определяется следующим образом:

$$P_p = P_{cp} \cdot \left(1 + \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot \sqrt{\frac{P_{\max}}{P_{cp}} - 1}\right) \quad (14)$$

$$P_p = P_{\max} \text{ при } P_{cp} > 0,75P_{\max}$$

$$P_{cp} = \sum_1^n K_g \cdot K_z \cdot P_{ном.i} \quad (15)$$

$$\text{где } P_{max} = \sum_1^n P_{ном.i}$$

K_B - коэффициент включения, $K_B = 0,84$;

K_3 - коэффициент загрузки двигателей, $K_3 = 0,76 - 0,84$;

$P_{ном}$ - номинальная активная мощность одного электродвигателя.

Примем $K_3 = 0,84$, т. е. его максимальное значение. Тогда средняя мощность определится:

$$P_{cp} = 0,84 \cdot 0,84 \cdot (8 \cdot 3 + 3,15 \cdot 3 + 1 \cdot 1 + 0,8 \cdot 1 + 0,71 \cdot 2) = 25,87 \text{ МВт.}$$

Максимальная мощность:

$$P_{max} = 8 \cdot 3 + 3,15 \cdot 3 + 1 \cdot 1 + 0,8 \cdot 1 + 0,71 \cdot 2 = 36,67 \text{ МВт.}$$

Разделим P_{cp} на P_{max} и получим:

$$\frac{P_{cp}}{P_{max}} = 0,71$$

Расчетную активную мощность высоковольтных электродвигателей определим по формуле:

$$P_p = 25,87 \cdot \left(1 + \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot \sqrt{\frac{36,67}{25,87} - 1}\right) = 35,52 \text{ МВт.}$$

Реактивная мощность (с учетом $\cos \varphi = 0,9$) высоковольтных электродвигателей НПС равна:

$$Q_p = -P_p \cdot \operatorname{tg} \varphi \tag{16}$$

$$Q_p = -35,52 \cdot 0,48 = 17,05 \text{ Мвар};$$

$$S_p = \sqrt{(P_p^2 + Q_p^2)}; \quad (17)$$

$$S_p = \sqrt{(35,52^2 + 17,05^2)} = 39,4 \text{ МВА.}$$

3.4 Определение суммарной нагрузки по станции

Вычисляются суммарные расчетные активные и реактивные нагрузки предприятия с учетом осветительной нагрузки:

$$P_{p\Sigma} = P_{p.c} + P_{p.o} = 35,52 + 0,17 + 3,3 = 38,99 \text{ МВт};$$

$$Q_{p\Sigma} = Q_{p.c} + Q_{p.o} = 17,05 + 1,6 + 0,05 = 18,7 \text{ Мвар.}$$

Далее определяется суммарная расчетная нагрузка станции с учетом коэффициента одновременности, равного $K_0 = 0,95$ при средневзвешенном коэффициенте использования $0,67$:

$$P_{pc} = \sum P_c \cdot K_0 = 0,95 \cdot 38,99 = 37,04 \text{ МВт};$$

$$Q_{pc} = \sum Q_c \cdot K_0 = 0,95 \cdot 18,8 = 17,765 \text{ квар};$$

$$S_{pc} = \sqrt{37,04^2 + 17,765^2} = 43,08 \text{ МВА.}$$

3.5 Выбор числа и мощности трансформаторов на ТП с учётом компенсации реактивной мощности

Число трансформаторов выбирается из соображений надежности в зависимости от категории электроснабжения потребителей.

Категорию проектируемого объекта по надежности электроснабжения принимают в соответствии с ПУЭ.

К первой категории относятся потребители, отключение электроснабжения которых влечет за собой опасность для жизни людей, ущерб народному хозяйству, повреждение оборудования, нарушение сложного технологического процесса.

К второй категории - массовый срыв выпуска продукции, простой рабочих, механизмов, промышленного транспорта, нарушение нормальной деятельности значительного количества городских жителей.

К третьей категории - все остальные потребители. Для потребителей третьей категории рекомендуется применять подстанцию с одним трансформатором [5].

Электроприёмники установок по транспортировке нефти и газа все относятся к первой категории надежности. Для электроснабжения потребителей первой категории надежности должны быть два независимых источника питания.

В соответствии с руководящими документами для большинства объектов нефтяной и газовой промышленности в районах Западной Сибири с учетом сложности размещения и эксплуатации подстанций рекомендовано выбирать единую мощность трансформаторов двухтрансформаторных подстанций производить из условия 100% резерва электроснабжения потребителей. Сюда входят объекты нефтедобычи, переработки попутного газа, КС магистральных газопроводов с газотурбинными приводными агрегатами, нефтеперекачивающие станции (НПС) магистральных нефтепроводов.

Произведём выбор силовых трансформаторов.

Расчетная мощность трансформатора ТП определяется как, кВА:

$$S_{\text{трасч}} = \frac{\sqrt{P_{\text{расч.}\Sigma}^2 + Q_{\text{расч.}\Sigma}^2}}{n_{\text{T}} \cdot k_{\text{зопт}}}, \quad (18)$$

где $P_{\text{расч.}\Sigma}$ – суммарная активная мощность;

$Q_{\text{расч.}\Sigma}$ – суммарная реактивная мощность;

$K_{з.опт}$ – оптимальный коэффициент загрузки трансформатора (при наличии 1-ой категории равен 0,7);

N_m – число силовых трансформаторов.

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

$$k_{з \text{ норм}} = \frac{\sqrt{P_{\text{расч}}^2 + Q_{\text{расч}}^2}}{n_T \cdot S_{\text{тр}}}. \quad (19)$$

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

$$k_{з \text{ п/а}} = \frac{\sqrt{P_{\text{расч}}^2 + Q_{\text{расч}}^2}}{n_T - 1 \cdot S_{\text{тр}}}. \quad (20)$$

При этом должно выполняться условие:

$$k_{з \text{ п/а}} \leq 1,4. \quad (21)$$

Выбираем мощность силовых трансформаторов и производим проверку:

$$S_{\text{расч.тр}} = \frac{43,08}{0,7 \cdot 2} = 30,77 \text{ кВА},$$

$$k_{з \text{ норм}} = \frac{43,08}{2 \cdot 40} = 0,54$$

Для I категории $k_3 \leq 0,6$

$$k_{3 \text{ п/а}} = \frac{43,08}{40} = 1,07$$

$$1,07 \leq 1,4.$$

К установке принимаем трансформаторы ТДН-40000/110.

Выбор КУ.

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

$$Q_{T \max} = \sqrt{(N_T \cdot K_{з.онт} \cdot S_{т.ном})^2 - P_p^2}, \quad (22)$$

$$Q_{T \max} = \sqrt{(2 \cdot 0,7 \cdot 40)^2 - 37,04^2} = 42 \text{ Мвар}.$$

Определяется суммарная мощность НКУ:

$$Q_{НКУ1} = Q_p - Q_T, \quad (23)$$

$$Q_{НКУ1} = 17,765 - 42 = -24,24 \text{ Мвар}.$$

Определяется дополнительная мощность НКУ, обеспечивающая снижение потерь в электроэнергии в СЭС промышленного предприятия:

$$Q_{НКУ2} = Q_p - Q_{НКУ1} - \gamma \cdot S_{т.ном} \cdot N_T, \quad (24)$$

$$Q_{НКУ2} = 17,765 - (-24,24) - 0,65 \cdot 40 \cdot 2 = -10=0 \text{ Мвар}.$$

где γ – расчетный коэффициент, определяемы в зависимости от схемы питания и дополнительных показателей K_1 и K_2 ;

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

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

Для данного случая $K_1 = 15$, $K_2 = 2$ и $\gamma = 0,65$ [2].

Определим суммарную мощность НКУ, квар:

$$Q_{НКУ\Sigma} = Q_{НКУ1} + Q_{НКУ2}, \quad (25)$$

$$Q_{НКУ\Sigma} = -24,24 + 0 = -24,24 = 0.$$

Установка компенсирующих устройств не требуется.

3.6 Выбор сечения питающей линии

Источником питания НПС-21 «Сковородино» служит ПС Сковородино 220/110/35/10/0,4 кВ.

В сетях и линиях электропередачи напряжением 110-500 кВ используются сталеалюминовые провода. Содержание стали в сталеалюминовых проводах приводит к увеличению их стоимости, усложнению их конструкций. На воздушных линиях чаще всего применяются сталеалюминовые провода марки АС.

Выбор проводов производится по методу экономических токовых интервалов.

Для этого необходимо найти максимальный ток в воздушных линиях [5]:

$$I_{max} = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{ном}}, \quad (26)$$

где n – количество цепей;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение сети, кВ.

Определим расчетные токи на участках линии, в зависимости от которых, по экономическим токовым интервалам выберем сечение проводов ЛЭП, [6]:

$$I_P = I_{max} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t, \quad (27)$$

где α_i – коэффициент, учитывающий изменение нагрузки по годам эксплуатации линии;

α_t – коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки линии и совмещение максимумов нагрузки в электрической сети.

$$\alpha_i = 1,05;$$

$$\alpha_t = 1,04.$$

Рассчитаем сечение ВЛ, идущего от ПС Сквородино до НПС-21.

$$I_{maxA} = \frac{43,08}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 110} = 113,06 \text{ A}$$

$$I_{PA} = 113,06 \cdot 1,05 \cdot 1,04 = 123,46 \text{ A}$$

По длительно допустимым токам производится проверка по условию нагрева проводов.

$$I_{n.av} = \frac{43,08}{\sqrt{3} \cdot 110} = 226,11 \text{ A}$$

$$I_{PA} = 226,11 \cdot 1,05 \cdot 1,04 = 246,91 \text{ A}$$

Выбираем для участка ЛЭП от ПС Сквородино до НПС-21 провод марки АС-185. Длительно-допустимый ток 510 А

4 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

4.1 Расчет токов короткого замыкания 10 кВ в относительных единицах

Устанавливаемое электрооборудование, в системах электроснабжения нефтеперекачивающей станции, обязано быть устойчивым к токам короткого замыкания и выбираться с учетом этих токов.

На рисунке 2 приведена расчетная схема, а на рисунке 3 - схема замещения, построенная в соответствии со схемой на рисунке 1.

Все секционные выключатели в нормальном режиме находятся в отключенном состоянии, силовые трансформаторы отдельно работают на разные секции шин.

Наиболее тяжелый режим наступает при КЗ в момент перевода всей нагрузки на один силовой трансформатор, то есть когда секционный выключатель включен. Данный режим принят за расчетный.

Преобразовывать сложные схемы с применением именованных единиц не очень удобно. В этом случае все величины выражают в относительных единицах, сравнивая их с базисными. В качестве базисных величин принимают базисную мощность S_b и базисное напряжение U_b . За базисную мощность принимают суммарную мощность генераторов, мощность трансформатора, а чаще число, кратное 10, например 100 МВА. За базисную мощность принимаем значение 100 МВА.

В качестве базисного напряжения принимаем напряжение высокой ступени 110 кВ - $U_{b1} = 115$ кВ и $U_{b2} = 10,5$ кВ - базисное напряжение на низкой стороне 10кВ. Составим расчётную схему и схему замещения цепи короткого замыкания. Ниже приведена схема электроснабжения НПС (рис. 2).

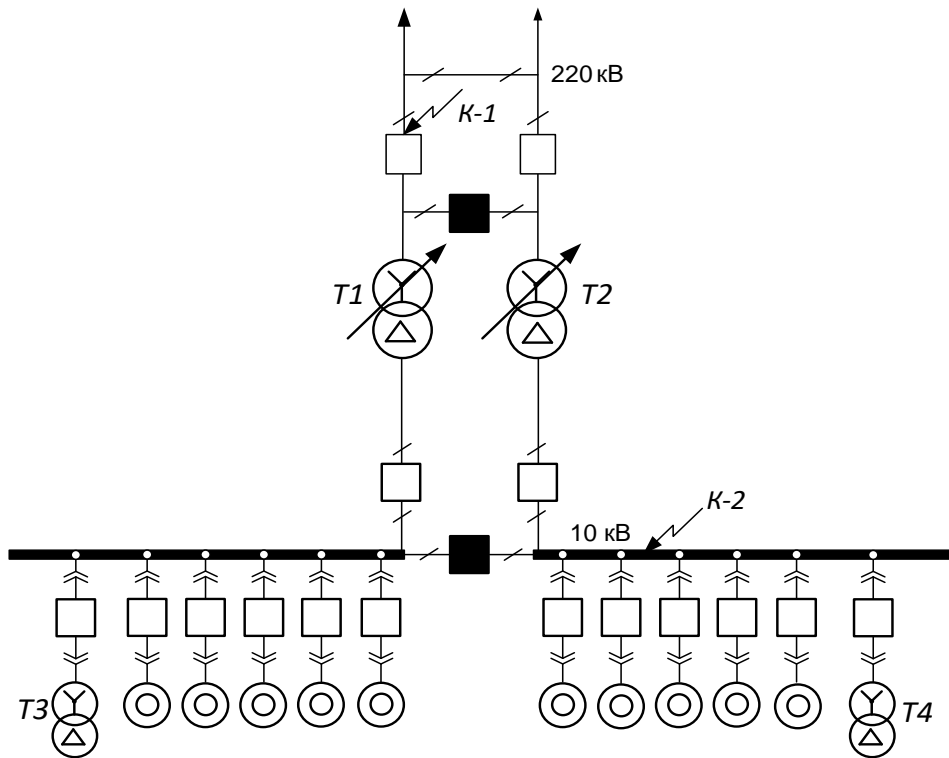


Рисунок 2 – Расчетная исходная схема

Схема замещения имеет следующий вид

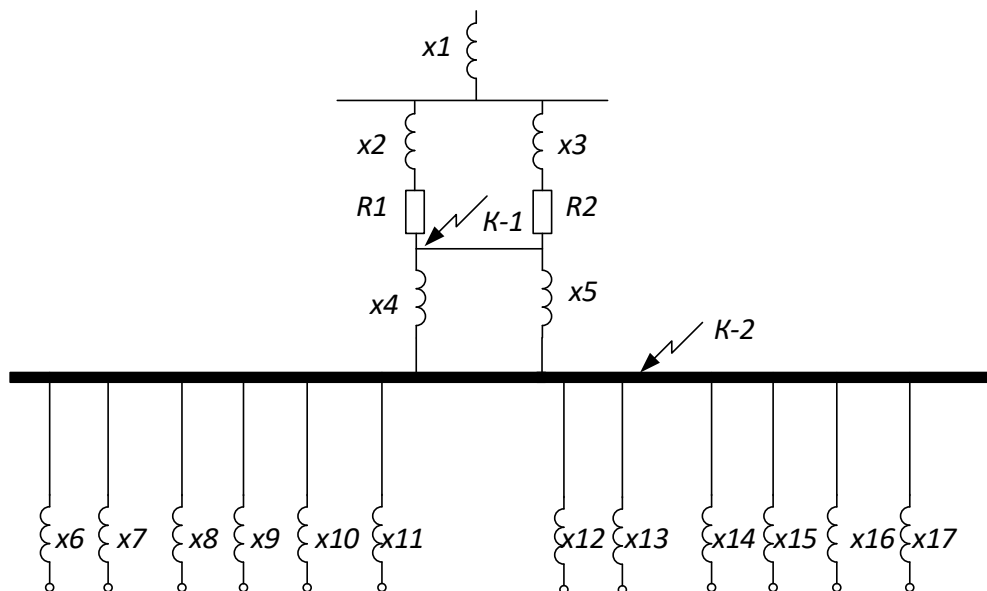


Рисунок 3 – Схема замещения

Так как точка КЗ значительно удалена от источника питания и его мощность велика, по сравнению с суммарной мощностью электроприемников, то периодическая составляющая тока КЗ:

$$I_k = \frac{I}{X_{*\delta\Sigma}} \quad (28)$$

Определим базисные токи (I_δ) для каждой ступени трансформации:

$$I_{\delta 1} = \frac{S_\delta}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta 1}} \quad (29)$$

Базисный ток на высокой стороне

$$I_{\delta 1} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,502 \text{ кА}$$

Базисный ток на низкой стороне

$$I_{\delta 2} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,499 \text{ кА}$$

Найдем сопротивления отдельных элементов сети в относительных единицах и подсчитаем суммарное эквивалентное сопротивление схемы замещения от источника до точки короткого замыкания:

а) для системы при заданной мощности КЗ:

$$X_{*\delta.c} = \frac{S_\delta}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta 1} \cdot I_{кз}} \quad (30)$$

$$X_{*б.с} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 8,7} = 0,058 \text{ о.е.};$$

$$X_1 = X_{*б.с}$$

б) для ВЛ:

$$X_2 = X_3 = X_{*б.л}$$

$$X_{*б.л} = X_l \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{ср.ном}^2} \quad (31)$$

$$X_{*б.л} = 46 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,348 \text{ о.е.}$$

$$X_l = X_0 \cdot l = 46 \text{ Ом}$$

где $X_l = X_0 \cdot l = 46 \text{ Ом}$, $X_0 = 0,4 \text{ Ом/км}$, $l = 17,5 \text{ км}$;

$$R_2 = R_3 = R_{*б.л}$$

$$r_{*б.л} = r_l \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{ср.ном}^2} \quad (32)$$

$$r_{*б.л} = 2,75 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,021 \text{ о.е.}$$

где $r_l = r_0 \cdot l = 2,75 \text{ Ом}$, $X_0 = 0,157 \text{ Ом/км}$, $l = 17,5 \text{ км}$;

в) для двухобмоточных трансформаторов Т1, Т2 (110/10 кВ):

$$X_4 = X_5 = X_{*б.т}$$

$$X_{*б.т} = \frac{U_{к\%}}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{ном.т}} \quad (33)$$

$$X_{*б.т} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{100}{40} = 0,263 \text{ о.е.};$$

г) для двухобмоточных трансформаторов Т3, Т4 (10/0,4кВ):

$$X_{16} = X_{17} = X_{*б.т}$$

$$X_{*б.т} = \frac{5,5}{100} \cdot \frac{100}{0,63} = 8,73 \text{ о.е.};$$

д) для двигателей основных насосов (СДП-10-8000-2УХЛ4):

$$X_6 = X_7 = X_8 = X_{*б.д1}$$

$$X_{*б.д1} = X_{*д} \cdot \frac{S_{б}}{S_{ном.д}} \tag{34}$$

$$X_{*б.д1} = 0,2 \cdot \frac{100}{8,89} = 2,25 \text{ о.е.};$$

где $S_{ном.д}$ -полная мощность СД;

$$S_{ном.д} = \frac{P_n}{\cos \varphi} \tag{35}$$

$$S_{ном.д} = \frac{8}{0,9} = 8,89 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$X_{*д}$ – сверхпереходное сопротивление, $X_{*д} = 0,2$;

е) для двигателей подпорных насосов (5А3МВ-3150/1000):

$$X_9 = X_{10} = X_{11} = X_{*б.д2}$$

$$X_{*б.д2} = 0,2 \cdot \frac{100}{3,5} = 5,71 \text{ о.е.};$$

$$S_{\text{ном.д}} = \frac{1}{0,9} = 1,11 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

где $S_{\text{ном.д}}$ -полная мощность двигателя;

$X_{*д}$ – сверхпереходное сопротивление, $X_{*д} = 0,2$;

ж) для двигателей подпорных насосов (ВАОВ4630):

$$X_{12} = X_{*б.д3}$$

$$X_{*б.д3} = 0,2 \cdot \frac{100}{1,11} = 18 \text{ о.е.};$$

$$S_{\text{ном.д}} = \frac{1}{0,9} = 1,11 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

з) для двигателей подпорных насосов (ВАОВ5К-800):

$$X_{13} = X_{*б.д4}$$

$$X_{*б.д4} = 0,2 \cdot \frac{100}{0,89} = 22,5 \text{ о.е.};$$

$$S_{\text{ном.д}} = \frac{0,8}{0,9} = 0,89 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

и) для двигателей подпорных насосов (AMD560L6TVABM):

$$X_{14} = X_{15} = X_{*б.д5}$$

$$X_{*б.д5} = 0,2 \cdot \frac{100}{0,789} = 25,35$$

$$S_{\text{ном.д}} = \frac{0,71}{0,9} = 0,789 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

На рисунке 4 приведена преобразованная схема замещения.

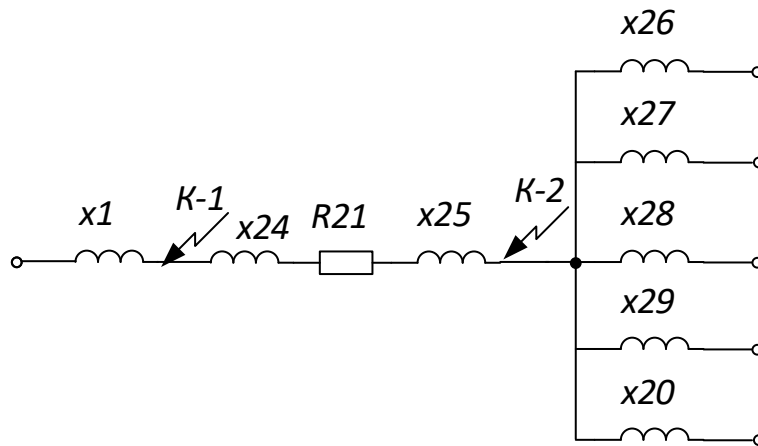


Рисунок 4 – Преобразованная схема замещения

Параметры преобразованной схемы замещения, определены следующим образом:

$$X_1 = X_{\sigma.c} = 0,058;$$

$$X_{24} = \frac{X_{\sigma.л}}{2}$$

$$X_{24} = \frac{0,348}{2} = 0,174 \text{ о.е.};$$

$$R_{24} = \frac{R_{\sigma.л}}{2}$$

$$R_{24} = \frac{0,021}{2} = 0,01 \text{ о.е.};$$

$$X_{25} = \frac{X_{\sigma.г}}{2}$$

$$X_{25} = \frac{0,263}{2} = 0,131 \text{ о.е.};$$

$$X_{26} = \frac{X_{\sigma.д}}{3}$$

$$X_{26} = \frac{2,25}{3} = 0,75 \text{ о.е.};$$

$$X_{27} = \frac{X_{\delta,д1}}{3}$$

$$X_{27} = \frac{5,714}{3} = 1,905 \text{ о.е. ;}$$

$$X_{28} = \frac{X_{\delta,д2}}{1}$$

$$X_{28} = \frac{18}{1} = 18 \text{ о.е. ;}$$

$$X_{29} = \frac{X_{\delta,д3}}{1}$$

$$X_{29} = \frac{22,5}{1} = 22,5 \text{ о.е. ;}$$

$$X_{20} = \frac{X_{\delta,д4}}{2}$$

$$X_{20} = \frac{25,352}{2} = 12,68 \text{ о.е. ;}$$

Суммарное приведенное индуктивное сопротивление от источника питания до точки короткого замыкания К-1:

$$Z_{*\delta\Sigma 1} = Z_{\kappa-1} = \sqrt{R_{24}^2 + (X_1 + X_{24})^2} \quad (36)$$

$$Z_{\kappa-1} = \sqrt{0,01^2 + 0,232^2} = 0,481 \text{ о.е. ;}$$

Для того чтобы определить нужно ли учитывать активное сопротивление в линии проверим, выполняется ли условие $\sum R_{*\delta} < 0,33 \sum X_{*\delta}$ [9]

$$(X_1 + X_{24}) \cdot 0,33$$

$$0,232 \cdot 0,33 = 0,076$$

$$0,076 > 0,034$$

Видно, что условие не выполняется, значит активное сопротивление следует учесть.

Определим периодическую составляющую тока К-1:

$$I_{k-1} = \frac{I_{\delta 1}}{Z_{*\delta \Sigma 1}} \quad (37)$$

$$I_{k-1} = \frac{0,502}{0,05} = 10,041 \text{ кА}$$

Для выбора и проверки электрооборудования по условию электродинамической стойкости необходимо знать ударный ток КЗ ($i_{уд}$):

Ударный ток КЗ в точке К-1:

$$i_{уд.k-1} = \sqrt{2} \cdot k_{уд} \cdot I_k \quad (38)$$

$$i_{уд.k-1} = \sqrt{2} \cdot 1,9 \cdot 10,041 = 26,98 \text{ кА}$$

где $k_{уд}$ – ударный коэффициент;

Ударный коэффициент определим по графику

$$k_{уд} = f \frac{X_{\Sigma}}{R_{\Sigma}} \quad [3], \quad (39)$$

где X_{Σ} и R_{Σ} - суммарные сопротивления от источника до точки КЗ.

$$\frac{(X_1 + X_{24})}{R_{24}} = \frac{(0,058 + 0,174)}{0,01} = 20,2$$

Данному значению отношения соответствует значение $k_{уд} = 1,1$;

Мощность КЗ в точке К-1:

$$S_{\kappa-1} = \sqrt{3} \cdot U_{\delta 1} \cdot I_{\kappa-1} \quad (40)$$

$$S_{\kappa-1} = \sqrt{3} \cdot 115 \cdot 10,041 = 2000 \text{ кВ} \cdot \text{А}$$

Суммарное эквивалентное сопротивление схемы замещения от источника до точки короткого замыкания К-2:

$$X_{*\delta\Sigma 2} = X_{\kappa-2} = X_{*\delta.c} + X_{*\delta.l} + X_{*\delta.T}.$$

Для того чтобы определить нужно ли учитывать активное сопротивление в линии проверим, выполняется ли условие $\sum R_{*\delta} < 0,33 \sum X_{*\delta}$ [3]:

$$(X_{*\delta.c} + X_{*\delta.l} + X_{*\delta.T}) \cdot 0,33$$

$$(0,058 + 0,174 + 0,131) \cdot 0,33 = 0,12$$

$$0,085 < 0,14$$

Видно, что условие выполняется, значит активным сопротивлением можно пренебречь.

$$Z_{*\delta\Sigma} = Z_{\kappa-2} = (X_1 + X_{24} + X_{25}) \quad (41)$$

$$Z_{\kappa-2} = (0,058 + 0,174 + 0,131) = 0,363$$

Определим периодическую составляющую тока К-2:

$$I_{\kappa-2} = I_{\kappa-2.лн} + I_{\kappa-2.машин} \quad (42)$$

Для того, чтобы определить периодическую составляющую тока К-2, следует учесть “подпитку” от электродвигателей. Путем преобразования нахожу эквивалентное сопротивление электродвигателей.

$$Z_{*бэkv.машин1} = \frac{X_{26} + X_{27}}{X_{26} \cdot X_{27}} \quad (43)$$

$$Z_{*бэkv.машин1} = \frac{1,905 + 0,75}{1,905 \cdot 0,75} = 0,538$$

$$Z_{*бэkv.машин2} = \frac{X_{28} + X_{29}}{X_{28} \cdot X_{29}} \quad (44)$$

$$Z_{*бэkv.машин2} = \frac{18 + 22,5}{18 \cdot 22,5} = 10$$

$$Z_{*бэkv.машин3} = \frac{Z_{*бэkv.машин1} + Z_{*бэkv.машин2}}{Z_{*бэkv.машин1} \cdot Z_{*бэkv.машин2}} \quad (45)$$

$$Z_{*бэkv.машин3} = \frac{0,538 + 10}{0,538 \cdot 10} = 0,511$$

$$Z_{*бэkv.машин} = \frac{Z_{*бэkv.машин3} + X_{20}}{Z_{*бэkv.машин3} \cdot X_{20}} \quad (46)$$

$$Z_{*бэkv.машин} = \frac{12,676 + 0,511}{12,676 \cdot 0,511} = 0,491$$

Периодическая составляющая тока КЗ от источника питания:

$$I_{к-2.ит} = \frac{I_{б2}}{Z_{*б\Sigma 2}} \quad (47)$$

$$I_{к-2.ит} = \frac{5,499}{0,363} = 15,153 \text{ кА}$$

Периодическая составляющая тока КЗ от электродвигателей:

$$I_{\kappa-2.\text{машин}} = \frac{I_{\delta 2}}{Z_{*бмашин}} \quad (48)$$

$$I_{\kappa-2.\text{машин}} = \frac{5,499}{0,491} = 11,202 \text{ кА}$$

Результирующий ток КЗ в точке К-2:

$$I_{\kappa-2} = 10,041 + 11,202 = 21,243$$

Определим ударный ток КЗ в точке К-2:

$$i_{\text{уд.}\kappa-2} = i_{\kappa-2.\text{ун}} + i_{\kappa-2.\text{машин}} ; \quad (49)$$

Ударный коэффициент для определения тока КЗ в точке К-2 определим аналогично, по графику

$$k_{\text{уд}} = f \frac{X_{\Sigma}}{R_{\Sigma}} [3];$$

$$\frac{(X_1 + X_{24})}{R_{24}} = \frac{(0,058 + 0,174)}{0,01} = 20,2$$

Данному значению отношения соответствует значение $k_{\text{уд}} = 1,9$.

Ударный ток КЗ от энергосистемы в точке К-2:

$$i_{\text{уд.}\kappa-2.\text{ун}} = \sqrt{2} \cdot k_{\text{уд}} \cdot I_{\kappa-2.\text{ун}} \quad (50)$$

$$i_{\text{уд.}\kappa-2.\text{ун}} = \sqrt{2} \cdot 1,9 \cdot 21,243 = 57,079$$

Ударный ток КЗ от электродвигателей:

$$i_{уд.к-2.машин} = \sqrt{2} \cdot k_{уд} \cdot I_{к-2.машин} \quad (51)$$

$$i_{уд.к-2.машин} = \sqrt{2} \cdot 1,9 \cdot 11,202 = 30,099$$

Результирующий ударный ток КЗ в точке К-2:

$$i_{уд.к-2} = 57,079 + 30,099 = 87,179 \text{ кА}$$

Мощность КЗ в точке К-2:

$$S_{к-2} = S_{к-2.лп} + S_{к-2.машин} ; \quad (52)$$

$$S_{к-2.лп} = \sqrt{3} \cdot U_{б2} \cdot I_{к-2.лп} \quad (53)$$

$$S_{к-2.лп} = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 21,243 = 386,331 \text{ кВ} \cdot \text{А}$$

$$S_{к-2.машин} = \sqrt{3} \cdot U_{б2} \cdot I_{к-2.машин} \quad (54)$$

$$S_{к-2.лп} = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 11,202 = 203,722 \text{ кВ} \cdot \text{А}$$

Результирующая мощность в точке К-2:

$$S_{к-2} = 386,331 + 203,722 = 590,053 \text{ кВ} \cdot \text{А}$$

В качестве минимального тока КЗ, который необходим для проверки чувствительности релейных защит, используют ток двухфазного КЗ в наиболее удаленной точке. Минимальное значение тока КЗ можно определить по формуле:

$$I_{к}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{к-1}^{(3)} \quad (55)$$

$$I_k^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 10,041 = 8,696 \text{ кА}$$

$$I_k^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{k-2}^{(3)} \quad (56)$$

$$I_k^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 21,243 = 18,397 \text{ кА}$$

Результаты расчета токов КЗ сведены в табл. 3.

Таблица 3 – Результаты расчета токов КЗ

Точка КЗ	$I_k^{(3)}$, кА	$i_{уд}$, кА	$I_k^{(2)}$, кА	$S_{кз}$, кВ · А
К-1	10,041	26,98	8,696	2000,03
К-2	21,243	87,179	18,397	590,053

4.2 Выбор сечения и марки кабелей 10 кВ

Выбор сечения линии осуществляется по максимальному расчетному току, который в данном случае равен послеаварийному току. Затем по справочным данным в зависимости от расчетного максимального тока определяют ближайшее большее стандартное сечение. Это сечение приводится для конкретных условий среды и способа прокладки проводов.

Произведем выбор сечений по расчетным токам. За расчетные токи потребителей примем их номинальные значения.

Для основных двигателей (СДП-10-8000) номинальный ток определится:

$$I_p = \frac{S_{р.л}}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot \cos \varphi} \quad (57)$$

где $P_{ном}$ – номинальная мощность электродвигателя, кВт;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение, кВ;

$\cos \varphi$ – коэффициент мощности электродвигателя.

$$I_{p.ад1} = \frac{8000}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 0,9} = 488,762 \text{ A}$$

Для подпорных двигателей номинальный ток определится по таблице 4:

Таблица 4 – Номинальный ток двигателя

Наименование	$P_{ном}$, кВт	$U_{ном}$, кВ	$\cos\phi$	I_p
5А3МВ-3150/1000	3150	10	0,91	192,45
ВАОВ4630	1000	10	0,87	61,095
ВАОВ5К-800	800	10	0,87	48,876
АМД560L6ТВВМ	710	10	0,86	43,378

Для трансформаторов типа ТДН-40000/110 номинальный ток определится:

$$I_{расч} = \frac{S_{ном.т}}{\sqrt{3} \cdot U_n}, \quad (58)$$

где $S_{ном.т}$ – номинальная мощность каждого из трансформаторов, кВт*А;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение; 110 кВ.

$$I_{расч} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 209,946 \text{ A}$$

Для параллельно работающих линий, питающих ЗРУ-10кВ в качестве расчетного тока принят ток послеаварийного режима, когда одна питающая линия вышла из строя. Расчетный ток для этого случая определим по величине расчетной мощности:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (59)$$

где S_p – полная расчетная мощность, кВ·А;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение, 10 кВ.

$$I_{расч} = \frac{43800}{\sqrt{3} \cdot 10} = 2592 \text{ А}$$

Результаты расчета сведены в таблицу 5.

Таблица 5 – Выбор сечений и марки кабелей

Наименование потребителей	$P_{ном}$, кВт	Номинальный ток, А	Длительно допустимый ток, А	Сечение жилы кабеля, мм ²	Принятая марка кабеля (провода)
СДП-10-8000	8000	488,762	577	185	ПвВнг(В)-LS 3(1x185/50-10)
5А3МВ-3150/1000	3150	192,45	577	185	ПвВнг(В)-LS 3(1x185/50-10)
ВАОВ4630	1000	61,095	448	120	ПвВнг(В)-LS 3x120
ВАОВ5К-800	800	48,876	448	120	ПвВнг(В)-LS 3x120
AMD560L6TVABM	710	43,378	448	120	ПвВнг(В)-LS 3x120
ЗРУ-10 кВ	43800	2592	3150	-	Шинный ввод 3150А
Трансформатор ТДН-40000/110	40000	209,946	510	185	АС

Условие выбора сечения жил кабеля по допустимому нагреву при нормальных условиях прокладки: номинальный ток должен быть меньше либо равен допустимому току.

$$I_{ном} \leq I_{доп} \cdot \tag{60}$$

Проанализировав данные таблицы 5, можно сделать вывод, что выбранные сечения удовлетворяют нашим условиям

5 ПРОВЕРКА ВЫБРАННЫХ СЕЧЕНИЙ НА ВОЗДЕЙСТВИЕ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Для проверки кабеля на термическую стойкость, необходимо найти минимальное сечение кабеля по условию термической стойкости, оно должно быть меньше сечения выбранное для данного кабеля [12].

Тепловой импульс определяется по следующей формуле:

$$B_{\kappa} = I_{n0}^2 \cdot [t_{откл} + T_a], \quad (61)$$

где $t_{откл} = t_{рз} + t_{откл.в}$;

$t_{рз}$ – время действия релейной защиты;

$t_{откл.в}$ – время отключения выключателя;

$$t_{откл.в} = 0,5 + 0,07 = 0,57 \text{ с.}$$

Минимальное сечение кабеля по условию термической стойкости определяется по следующей формуле:

$$S_{тер} = \frac{\sqrt{B_{\kappa}}}{C_m}, \quad (62)$$

где C_m – коэффициент, зависящий от допустимой температуры при КЗ и материала проводника (для медных кабелей $C_m = 170 \text{ A}^2 \cdot \text{с}/\text{мм}^2$).

Для примера произведу расчет для проверки кабеля ЗРУ – АД (AMD560L6TVABM).

$$B_{\kappa} = 26,98 \cdot [0,57 + 0,01] = 18,08 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$S_{\text{пер}} = \frac{\sqrt{18,08 \cdot 10^3}}{170} = 0,79 \text{ мм}^2.$$

Кабель для которого осуществлялась проверка имеет сечение $120 \text{ мм}^2 > 0,79 \text{ мм}^2$, таким образом условие проверки выполняется, выбранный кабель подходит по термической стойкости. Остальные кабели в сети должны быть сечением не менее $0,79 \text{ мм}^2$.

6 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ

Электрические аппараты выбирают по роду установки, номинальному току и напряжению и проверяют на динамическую и термическую стойкость. Выбор оборудования осуществляем для ОРУ а так же ЗРУ

6.1 Выбор ячеек КРУ

В качестве распределительного устройства 10 кВ принимаю закрытое распределительное устройство (ЗРУ). ЗРУ состоит из отдельных ячеек для различных целей.

Для комплектования ЗРУ-10 кВ выберем компактные ячейки КРУ серии К-104 Кушвинского электромеханического завода. Эти ячейки отвечают современным требованиям эксплуатации, они имеют двухсторонний коридор обслуживания, выкатные тележки с вакуумными выключателями, безопасный доступ к любому элементу КРУ. Релейный и кабельный отсеки разделены от отсека коммутационных аппаратов металлическими перегородками, все переключения производятся только при закрытой наружной двери, имеются функциональные блокировки.

В состав КРУ серии К-63 входят вакуумные выключатели с электромагнитным приводом, трансформаторы тока, предохранители, трансформаторы напряжения, разъединитель с заземляющими ножами, релейный шкаф с аппаратурой, клапаны сброса давления в сочетании с датчиками дуговой защиты.

КРУ серии К-63 предназначены для установки в закрытых помещениях с естественной вентиляцией без искусственного регулирования климатических условий. Обслуживающая среда должна соблюдать нормы пожарной безопасности, не содержать агрессивных газов и испарений, химических отложений, токопроводящей пыли и водяных паров. Примерно те же параметры у выбранных ячеек к-304 нэ.

6.2 Выбор шин

В качестве сборных шин выбираю алюминиевые шины (ШАТ-шины алюминиевые твердые) прямоугольного сечения размером 80х6 мм. Длительно

допустимый ток при одной полосе на фазу составляет $I_{\text{доп}} = 2860$ А. Условие выбора:

$$I_{\text{расч}} \leq I_{\text{доп}}$$

$$2592 \leq 2860 \text{ А}$$

Проверим шины на электродинамическую стойкость к токам КЗ.

Шину, закрепленную на изоляторах можно рассматривать как многопролетную балку.

Наибольшее напряжение в металле при изгибе:

$$\sigma = \frac{M}{W}, \quad (63)$$

где M – изгибающий момент, создаваемый ударным током КЗ, Н·м;

W – момент сопротивления, м^3 .

Изгибающий момент для равномерно нагруженной многопролетной балки равен:

$$M = \frac{F \cdot l}{10} \quad (64)$$

$$M = \frac{551,23 \cdot 1,1}{10} = 67,64 \text{ Н} \cdot \text{м},$$

где F -сила взаимодействия между проводниками при протекании по ним ударного тока КЗ, Н;

l – расстояние между опорными изоляторами, $l = 1,1$.

$$F = 1,76 \cdot \frac{l}{a} \cdot i_{\text{уд}}^2 \cdot 10^{-7} \cdot K_{\phi}$$

$$F = 1,76 \cdot \frac{1,1}{0,35} \cdot 30099^2 \cdot 10^{-7} \cdot 1,1 = 551,23 \text{ Н}, \quad (65)$$

где a – расстояние между токоведущими шинами, $a = 0,35 \text{ м}$;

K_ϕ – коэффициент формы, $K_\phi = 1,1$.

Момент сопротивления:

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6} \quad (66)$$

$$W = \frac{0,01 \cdot 0,1^2}{6} = 16,67 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3,$$

где b, h – соответственно узкая и широкая стороны шины, м.

Тогда наибольшее напряжение в металле при изгибе:

$$\sigma = \frac{67,64}{16,67 \cdot 10^{-6}} = 0,406 \cdot 10^7 \text{ Па} = 0,406 \text{ МПа}$$

Допустимое напряжение при изгибе для алюминиевых шин 89,2 МПа.

$$0,406 \leq 89,2$$

Исходя из этого, выбранные шины удовлетворяют условиям электродинамической стойкости.

Для проверки возможности возникновения механического резонанса в шинах определим частоту свободных колебаний шин:

$$f_0 = \frac{3,56}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{E \cdot J}{m}} \quad (67)$$

$$f_0 = \frac{3,56}{1,1^2} \cdot \sqrt{\frac{7,2 \cdot 10^{10} \cdot 83,3 \cdot 10^{-7}}{2,7}} = 1386,66 \text{ Гц}$$

где l – пролет шины, $l = 1,1$ м;

E – модуль упругости материала шин, для алюминия $E = 7,2 \times 10^{10}$ Н/м² ;

m – масса единицы длины шины, $m = 2,7$ кг/м;

J – момент инерции сечения шин относительно оси изгиба.

$$J = \frac{b \cdot h^3}{12} \quad (68)$$

$$J = \frac{0,01 \cdot 0,1^2}{12} = 83,3 \cdot 10^{-7} \text{ м}^3$$

Так как $1386,66 \geq 200 \text{Гц}$, то явление резонанса не учитываем.

Проверим шины на термическую стойкость к токам КЗ.

Минимально допустимое сечение алюминиевых шин:

$$F_m = \frac{I_\infty \cdot \sqrt{t_{np}}}{95} \quad (69)$$

$$F_m = \frac{21,243 \cdot \sqrt{0,805}}{95} = 200,63 \text{ мм}^2$$

где I_∞ – периодическая составляющая тока КЗ в точке КЗ;

t_{np} – приведенное время КЗ.

$$t_{np} = t_{np.\pi} + t_{np.a} \quad (70)$$

$$t_{np} = 0,8 + 0,005 = 0,805 \text{ с}$$

где $t_{np.a}$ – время действия аperiodической составляющей времени КЗ;

$t_{np.\pi}$ – время действия периодической составляющей времени КЗ.

Для времени отключения КЗ $t_{откл} = 1 \text{ с}$. и $\beta'' = 1$:

$$t_{np.a} = 0,005 \cdot \beta^{m^2} = 0,005 \text{ с}$$

$$t_{np.п} = 8 \text{ с.}$$

Выбранные шины удовлетворяют условиям термической стойкости, т.к.

$$F_{ш} \geq F_m, \text{ или } 10 \cdot 100 = 1000 \text{ мм}^2 \geq 200,63 \text{ мм}^2.$$

6.3 Выбор выключателей

Высоковольтные выключатели выбираются по номинальному напряжению, номинальному току, конструктивному исполнению и проверяются по параметрам отключения, а также на термическую и электродинамическую стойкость. Выбор высоковольтных выключателей произведен на основе сравнения каталожных данных с соответствующими расчетными данными.

Выбор выключателей на ОРУ 110 кВ Q14-Q16.

Выбираем вакуумный выключатель ВГТ-110-II-40/2500ХЛ1. Выключатели элегазовые серии ВГТ предназначены для коммутации электрических цепей при нормальных и аварийных режимах, а также работы в циклах АПВ в сетях трехфазного переменного тока частоты 50 Гц с номинальным напряжением 110 и 220 кВ. Выключатель имеет по полюсное управление встроенным электромагнитным приводом. Выключатели предназначены для работы при температуре окружающего воздуха от минус 45 до 40°C.

Выбор выключателей на ЗРУ-10кВ Q1 – Q13.

Выбираем вакуумный выключатель ВВ/TEL-10-31.5/1000-У2.

Выключатели вакуумные внутренней установки серии ВВ/TEL предназначены для коммутации электрических цепей в нормальном и аварийном режимах работы. Высоковольтные выключатели выбираются по номинальному напряжению, номинальному току, конструктивному исполнению, месту установки и проверяются по параметрам отключения, а также на электродинамическую и термическую стойкость.

Все каталожные и расчётные данные выключателей, сведены в табл. 6.

Таблица 6 – Выбор выключателей

Место установки выключателя	Тип выключателя	Условия выбора	Расчетные данные сети	Каталожные данные выключателя
Q14-Q16	ВГТ-110-II-40/2500ХЛ1	$U_c \leq U_{ном}$	110кВ	126кВ
		$I_{расч} \leq I_{ном}$	2592А	3150А
		$I_{к} \leq I_{откл}$	10,041кА	45кА
		$i_{уд} \leq i_{дин}$	26,98кА	40кА
		$B_K \leq I_{\infty}^2 \cdot t_n$	403,29 $кА^2 \cdot с$	5000 $кА^2 \cdot с$
Q1-Q13	ВВ/TEL-10-31.5/1000-У2	$U_c \leq U_{ном}$	10кВ	10кВ
		$I_{расч} \leq I_{ном}$	488,762А	1600А
		$I_{к} \leq I_{откл}$	21,243кА	50кА
		$i_{уд} \leq i_{дин}$	87,179 кА	100кА
		$B_K \leq I_{\infty}^2 \cdot t_n$	1805 $кА^2 \cdot с$	2500 $кА^2 \cdot с$

Для выключателей Q14-Q16: ВГТ-110-II-40/2500ХЛ1: $I_{\infty} = 50$ кА, $t_n = 4$ с;

Расчет теплового импульса тока при КЗ:

$$B_K = I_{\infty}^2 \cdot t_{откл} + I_{\infty}^2 \cdot T_a \cdot \left(1 - e^{-\frac{2t_{откл}}{T_a}} \right) \quad (71)$$

где I_{∞} -действующее значение периодической составляющей тока КЗ;

$t_{откл}$ –время от начала КЗ до его отключения.

$$t_{откл} = t_3 + t_{вык} ,$$

где t_3 –время действия релейной защиты, для МТЗ $t_3 = 0,5-1$ с. Примем $t_3 = 1$

с.

$t_{\text{вык}}$ – полное время отключения выключателя, для выключателей ВМКЭ-35 ВГТ-110-II-40А и ВВ/TEL-10 время отключения - $t_{\text{вык}} = 0,05$ с.

T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания, для данной точки КЗ:

$$T_a = \frac{X_{\Sigma}}{\omega \cdot R_{24}} = \frac{X_1 + X_{24}}{\omega \cdot R_{24}} \quad (72)$$

$$T_a = \frac{0,0157}{314 \cdot 0,01} = 0,005 \text{ с}$$

где X_{Σ} , R_{Σ} - соответственно суммарное индуктивное и активное сопротивление цепи до точки КЗ.

$$t_{\text{откл}} = 1 + 0,07 = 1,07 \text{ с}$$

Так как при расчёте токов КЗ в точке К-1 активное сопротивление учитывается, то $T_a = 0,005$.

Тогда тепловой импульс тока при КЗ для Q14-Q16:

$$B_K = 10,041^2 \cdot 1,07 + 10,041^2 \cdot 0,005 \cdot \left(1 - e^{\frac{-21,07}{0,005}} \right) = 108,38 \text{ кА}$$

Интеграл Джоуля для Q14-Q16:

$$B = I_{\infty}^2 \cdot t_n \quad (73)$$

$$B = 10,041^2 \cdot 4 = 403,29$$

Для выключателей Q1-Q13: ВВ/TEL-10: $I_{\infty} = 50$ кА, $t_{\text{п}} = 4$ с;

$$t_{\text{откл}} = 1 + 0,07 = 1,07 \text{ с.}$$

$$T_a = \frac{X_{\Sigma}}{\omega \cdot R_{\Sigma}} = \frac{X_1 + X_{24} + X_{25}}{\omega \cdot R_{24}} \quad (74)$$

$$T_a = \frac{0,1}{314 \cdot 0,01} = 0,032 \text{ с},$$

Так как при расчёте токов КЗ в точке К-2 активное сопротивление учитывается, то $T_a = 0,032 \text{ с}$

Тогда тепловой импульс тока при КЗ для Q1-Q13:

$$B_K = 21,243^2 \cdot 1,07 + 21,243^2 \cdot 0,032 \cdot \left(1 - e^{\frac{-21,07}{0,032}} \right) = 497,29 \text{ кА}$$

Интеграл Джоуля для Q1-Q13:

$$B = I_{\infty}^2 \cdot t_n \quad (75)$$

$$B = 21,243^2 \cdot 4 = 1805 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

6.4 Выбор трансформаторов тока

Выберем трансформаторы тока типа ТОЛ-10-I-8, номинальное напряжение которого 10 кВ. Проверим трансформаторы тока ТОЛ-10-I-8, устанавливаемые внутри помещения на электродинамическую стойкость при КЗ.

$$I_{\text{ПО}}^2 \cdot t_{\text{пр}} \leq (k_{\text{дин}} \cdot I_{\text{ном}})^2 \cdot t; \quad (76)$$

где k_t – кратность термической устойчивости, приводится в каталогах, $k_t = 65$;

t – время термической устойчивости, приводится в каталогах, $t=1 \text{ с}$;

$t_{\text{пр}}$ – приведенное время КЗ, $t_{\text{пр}}=1,005 \text{ с}$;

I_{∞} – действующее значение периодической составляющей тока КЗ,

$$I_{\text{ПО}} = 21,243 \text{ кА.}$$

$$21,243 \leq \sqrt{2} \cdot 90 \cdot 1500 \approx 191.$$

Проверим трансформаторы тока, устанавливаемые внутри помещения на термическую стойкость при КЗ:

$$I_{\text{ПО}}^2 \cdot t_{\text{пр}} \leq (k_{\text{терм}} \cdot I_{1\text{ном}})^2 \cdot t \quad (77)$$

$$21,243^2 \cdot 1,005 \leq (36 \cdot 1500)^2 \cdot 1,$$

$$453,52 < 2916.$$

Из расчета следует, что выбранные трансформаторы тока ЗРУ удовлетворяют условиям выбора.

Таблица 7 – Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$
$I_{\text{ном}} = 1500 \text{ А}$	$I_{\text{раб.макс}} = 488,762 \text{ А}$	$I_{\text{раб.макс}} \leq I_{\text{ном}}$
$Z_{2\text{ном}} = 1,2 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,82 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}$
$I_{\text{дин}} = 191 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 87,179 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$
$B_t = 2916 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\kappa} = 453,52 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\kappa} \leq B_t$

На 110 кВ произвожу аналогичный выбор трансформатора тока и выбираю ТФЗМ -110-II ХЛ1.

6.5 Выбор трансформаторов напряжения

Выберем трансформаторы напряжения типа НАМИ-10-ХЛ2, номинальное напряжение которого 10 кВ и номинальная мощность в третьем классе точности 500 В·А. Предельная мощность 1000 В·А [11].

Определим вторичную нагрузку трансформатора напряжения для первой секции шин (для остальных аналогично), и результаты занесем в таблицу 8.

Таблица 8 – Вторичная нагрузка ТН на стороне 10 кВ

Прибор	Количество приборов	Мощность катушки, ВА	Количество катушек	Суммарная мощность катушки, ВА
Вольтметр	1	4	1	4
Ваттметр	1	5	2	10
Варметр	1	5	2	10
Счетчик АЭ	8	0,1	2	1,6
Счетчик РЭ	8	0,1	2	1,6
Итого				27,2

Каталожные данные приведены в таблице 9.

Результаты выбора трансформатора напряжения показаны в таблице 9.

Таблица 9 – Каталожные данные НАМИ-10-ХЛ2

Параметры			Значение параметра для трансформатора напряжения
Наименование параметра	Обозначение	Единицы измерения	
Номинальное линейное напряжение	$U_{ном}$	кВ	10
Номинальное напряжение вторичной обмотки	$U_{2об.ном}$	кВ	0,1
Номинальная мощность вторичной обмотки с классом точности 0,5	$S_{2ном}$	ВА	50

Таблица 10 – Выбор трансформатора напряжения на стороне 10 кВ

Каталожные данные трансформатора напряжения НАМИ-10-ХЛ2		Место установки ТН и расчетные данные необходимые для сравнения с каталожными
		1,2 системы шин на стороне 10 кВ
$U_{ном}, кВ$	10	10
$S_{2ном}, ВА$	500	27,2

На 110 кВ произвожу аналогичный выбор трансформатора тока и выбираю НАМИ-110 УХЛ1.

6.6 Выбор предохранителей

Плавкими предохранители обеспечивают защиту трансформаторов напряжения. Для их защиты выберем предохранители типа ПКТМ-10, технические данные которого представлены в таблице 11.

Таблица 11 – Технические характеристики предохранителя ПКТМ-10

Наименование	I ном, А	U ном, В	I откл. min	I откл. ном., кА	Исполнение
Предохранитель ПКТМ- 10	5-31,5	10000	3 Iном	40	однокорпусное
Предохранитель ПКТМ- 10	40-80	10000	3 Iном	40	однокорпусное
Предохранитель ПКТМ- 10	100-160	10000	3 Iном	40	двухкорпусное

6.7 Выбор ограничителей перенапряжения

Ограничители перенапряжений нелинейные с полимерной внешней изоляцией предназначены для защиты изоляции электрооборудования подстанций и сетей переменного тока от коммутационных и атмосферных перенапряжений. Ограничители перенапряжений устанавливаются в сетях переменного тока частотой 50 Гц с изолированной нейтралью и включаются параллельно защищаемому объекту.

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 $U_{н.р.}$, которое для сетей 10 кВ определяется по формуле:

$$U_{н.р.} = 1,2 \cdot U_{ном.сети}; \quad (78)$$

$$U_{н.р.} = 1,2 \cdot 10 = 12 \text{ кВ}$$

Время действия релейной защиты составляет – 0,5 сек. В соответствии с этим коэффициент K_B , учитывающий возрастания величины допустимого напряжения за счет сокращения кратности воздействия на ОПН исходя из условий теплового баланса, имеет значение равное 1,23.

Расчетная величина длительного допустимого напряжения на ограничителе определяется по формуле:

$$U_{р.н.р.} = \frac{U_{н.р.}}{K_B}; \quad (79)$$

$$U_{р.н.р.} = \frac{12}{1,23} = 9,756 \text{ кВ}$$

По длительно допустимому напряжению выбираем ограничитель перенапряжений нелинейный типа ОПН-КР-10/10,5УХЛ [11].

При выборе ОПН за основу принимается поглощаемая ограничителем энергия, которая предварительно определяется по формуле:

$$\mathcal{E} = \left(\frac{U - U_{ост}}{Z} \right) \cdot U_{ост} \cdot 2T \cdot n, \quad (80)$$

где U – величина неограниченных перенапряжения;

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

Z – волновое сопротивление линии, $Z=70$ Ом;

T – время распространения волны;

n – количество последовательных токовых импульсов, $n = 2$.

Значение U можно рассчитать по формуле:

$$U = \frac{U_0}{1 + k \cdot l \cdot U_0}, \quad (81)$$

где U_0 – напряжение волны перенапряжений в месте ее возникновения;

k – коэффициент полярности, $k = 0,2 \cdot 10^{-3}$;

l – длина защищенного подхода.

$$U = \frac{45}{1 + 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 2 \cdot 45} = 44,204 \text{ кВ}$$

Время распространения волны рассчитывается по следующей формуле:

$$T = \frac{l}{\beta \cdot c}, \quad (82)$$

где β – коэффициент затухания волны;

c – скорость распространения волны.

$$T = \frac{3}{0,91 \cdot 2,7} = 1,221 \text{ мкс.}$$

Таким образом, поглощаемая энергия:

$$\mathcal{E} = \frac{(44,204 - 45)}{70} \cdot 45 \cdot 2 \cdot 1,221 \cdot 2 = 32,407 \text{ кДж.}$$

Определяем удельную энергоемкость:

$$\mathcal{E}^* = \frac{\mathcal{E}}{U_{ном}}; \quad (83)$$

$$\mathcal{E}^* = \frac{32,407}{10} = 3,241 \text{ кДж/кВ.}$$

Окончательно выбираем ОПН-КР-10/10,5УХЛ фирмы «ООО ШаттлЭнерго» с удельной энергоемкостью 4,0 кДж/кВ. Для ОПН на 110 кВ по аналогичному расчету выбираю ОПН-А-110/88-10-450УХЛ1

6.8 Выбор трансформаторов собственных нужд

Комплектация потребителей собственных нужд подстанций зависит от типа подстанции, мощности трансформаторов, наличия синхронных компенсаторов, типа электрооборудования.

Более ответственными потребителями собственных нужд подстанций являются оперативные цепи, система связи, телемеханики, система охлаждения трансформаторов, аварийное освещение, система пожаротушения.

Мощность потребителей собственных нужд невелика, поэтому они присоединяются к сети 380/220 В, которая получает питание от понижающих трансформаторов.

Мощность трансформаторов собственных нужд выбирается по нагрузкам собственных нужд с учетом коэффициентов загрузки и одновременности, при этом отдельно учитываются летняя и зимняя нагрузки, а также нагрузка в период ремонтных работ на подстанции [3].

В дипломном проектировании основные нагрузки можно определить по типовым проектам ПС, по каталогам. Данные по нагрузке приведены в таблице 12.

Таблица 12 – Потребители ТСН

Нагрузка	P, кВт	cos (φ)	tg (φ)	Q, квар
Система охлаждения	7	0,85	0,62	3,6
Подогрев шкафов КРУ 10 кВ	47	0,95	0,33	15,9
Подогрев приводов разъединителей	8,3	0,95	0,33	2,9
Подогрев релейного шкафа	4	0,95	0,33	1,2
Освещение	2	0,95	0,33	0,67
Маслохозяйство	76	0,85	0,62	46,4
Всего	144,3			70,76

Расчетная суммарная мощность ТСН определится по выражению:

$$S_{расч} = k_c \cdot P_{с.н.}, \quad (84)$$

где k_c – коэффициент спроса, учитывающий коэффициенты одновременности и загрузки, равен 0,8;

$P_{с.н.}$ – расчетная нагрузка всех присоединенных электроприемников.

$$S_{расч} = 0,8 \cdot (144,3) = 114,72 \text{ кВА.}$$

Определяем мощность трансформатора по формуле [18]:

$$S_{тсн.расч} = \frac{S_{расч}}{N_{с.н.} \cdot \beta_3}, \quad (85)$$

где $N_{с.н.}$ – число трансформаторов СН, принимаем равным 2.

$$S_{тсн.расч} = \frac{144,3}{2 \cdot 0,7} = 102,43 \text{ кВА.}$$

Выбираю два трансформатора ТМ-СЭЩ-100/10 У1.

Таким же образом выбираю ТСН для собственных нужд ЗРУ.

Выбираются два трансформатора ТСКС-40/10-0,4.

7 МОЛНИЕЗАЩИТА И ЗАЗЕМЛЕНИЕ ПОДСТАНЦИИ

7.1 Расчет заземления подстанции

Заземление электроустановок выполняется преднамеренным электрическим соединением с заземляющим устройством. Оно представляет собой совокупность заземлителя и заземляющих проводников.

Заземлитель, это проводник или совокупность металлически соединенных проводников между собой, которые находятся в соприкосновении с землей. Заземляющим проводником именуют проводник, соединяющий заземляемые части заземлителя.

Бывают различные типы заземлений:

- защитное. Оно служит для обеспечения безопасности людей, обслуживающих электроустановки, реализуется путем заземления металлических частей установки, которые при нормальных условиях имеют нулевой потенциал, но есть возможность что окажется под напряжением при перекрытии или пробое изоляции.

- рабочее заземление существует для обеспечения нормальных режимов работы установки, к ним относятся заземленные нейтрали силовых трансформаторов, трансформаторов напряжения, генераторов, реакторов и, в том числе, заземление фазы при использовании земли в качестве рабочего провода.

Молниезащита сооружений и оборудования служит для отвода тока молнии в землю, от молниеотводов или других конструкций.

В большом количестве случаев одно и то же заземление выполняет несколько функций одновременно.

ОРУ 110 кВ выполнено в виде двух блоков схемы с выключателями и неавтоматической ремонтной перемычкой со стороны линии, с использованием металлических или унифицированных железобетонных конструкций.

Расчет заземления ОРУ в виде сетки.

Контур заземлителя сетки расположен с выходом за границы

оборудования на 1,5 м, для того, чтобы человек не попал в зону с потенциалом.

ОРУ имеет размеры $A = 59,7$ м, $B = 25,3$ м.

Площадь использования под заземлитель:

$$S = (A + 2 \cdot 1,5) \cdot (B + 2 \cdot 1,5); \quad (86)$$

$$S = (59,7 + 2 \cdot 1,5) \cdot (25,3 + 2 \cdot 1,5) = 1774 \text{ м}^2.$$

Для горизонтальных проводников в сетке выполненных в виде прутков, в соответствии с механической прочностью, принимается диаметр равный $d = 12$ мм.

Производится проверка выбранного проводника по условиям:

Проверка сечения прутка по условиям механической прочности:

$$F_{mn} = \pi \cdot r^2, \quad (87)$$

$$F_{mn} = 3,14 \cdot 6^2 = 113 \text{ мм}^2.$$

Проверка сечения прутка по условиям термической стойкости:

$$F_{TC} = \sqrt{\frac{I_{K3}^2 \cdot t_{OTK}}{400 \cdot \beta}} \text{ мм}^2, \quad (88)$$

где $\beta = 21$ – коэффициент термической стойкости.

$$F_{TC} = \sqrt{\frac{4^2 \cdot 0,5}{400 \cdot 21}} = 80,7 \text{ мм}^2.$$

Проверка сечения на коррозионную стойкость:

$$F_{КОР} = \pi \cdot S_{CP} \cdot (d + S_{CP}) \text{ мм}^2, \quad (89)$$

$$S_{CP} = a_k \cdot \ln^3 T + b_k \cdot \ln^2 T + c_k \cdot \ln T + \alpha_k, \quad (90)$$

где $T = 240$ мес. –использование заземлителя в месяцах за 20 лет;

a_k, b_k, c_k, α_k – коэффициенты аппроксимации, зависящие от типа грунта.

Для средней коррозионной активности принимается: $a_k=0,0025$, $b_k=0,00914$, $c_k=0,0103$ и $\alpha_k=0,0223$

$$S_{CP} = 0,0025 \cdot \ln^3 240 + 0,00914 \cdot \ln^2 240 + 0,0103 \cdot \ln 240 + 0,0223 = 0,6,77 \text{ мм}^2,$$

$$F_{KOP} = 3,14 \cdot 0,782 \cdot (10 + 0,782) = 26,484 \text{ мм}^2.$$

Сечение горизонтальных проводников должно удовлетворять следующему условию:

$$F_{МП} \geq F_{min} \geq F_{KOP} + F_{T.C.}; \quad (91)$$

$$F_{МП} = 78,5 \geq F_{min} = 107,67 \text{ мм}^2.$$

Принимается расстояние между полосами сетки $l_{п-п} = 6$ м, тогда общая длина полос в сетке определяется по формуле:

$$L_{\Gamma} = (59,7 + 2 \cdot 1,5) \cdot \frac{14 + 2 \cdot 1,5}{6} + (14 + 2 \cdot 1,5) \cdot \frac{25,3 + 2 \cdot 1,5}{6} = 591,47 \text{ м}. \quad (92)$$

Количество горизонтальных полос по стороне А:

$$\frac{59,7 + 2 \cdot 1,5}{6} = 10,45.$$

Количество горизонтальных полос по стороне В:

$$\frac{25,3 + 2 \cdot 1,5}{6} = 4,7.$$

Принимается общее число горизонтальных полос:

$$n_{\Gamma} = 10 + 5 = 15.$$

Уточненная длина горизонтальных полос при представлении площади ОРУ квадратичной моделью со стороной $\sqrt{S} = \sqrt{493} = 22,203$ м.

В этом случае число ячеек:

$$m = \frac{L_r}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1. \quad (93)$$

$$m = \frac{591,7}{2 \cdot \sqrt{493}} - 1 = 6$$

Принимается число ячеек $m = 6$.

Длина стороны одной ячейки:

$$b = \frac{\sqrt{S}}{m} \text{ м.} \quad (94)$$

$$b = \frac{\sqrt{1774}}{3} = 14$$

Длина горизонтальных полос в расчетной квадратичной модели:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1) \text{ м.} \quad (95)$$

$$L = 2 \cdot \sqrt{1774} \cdot (3 + 1) = 336,9$$

Определяю количество вертикальных электродов. Расстояние между вертикальными электродами принимается кратным длине стороны ячейки.

$a = 6$ м – расстояние между вертикальными электродами.

Тогда количество вертикальных электродов:

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a}. \quad (96)$$

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{1774}}{6 \cdot 2} = 14$$

Количество вертикальных электродов $n_B = 14$.

Определяется стационарное сопротивление заземлителя:

$$R_S = \rho \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{l}{L + n_B \cdot l_B} \right), \quad (97)$$

где A_{min} – коэффициент:

$$A_{min} = f \left(\frac{l_B}{\sqrt{S}} \right) = \frac{5}{\sqrt{493}} = 0,224. \quad (98)$$

К дальнейшему расчету A_{min} принимается равным 0,33 [2]. Стационарные сопротивления первого и второго слоев грунта соответственно равны:

$$R_{s1} = 20 \cdot \left(\frac{0,33}{\sqrt{1774}} + \frac{l}{591,47 + 8 \cdot 5} \right) = 0,356 \text{ Ом};$$

$$R_{s2} = 4 \cdot \left(\frac{0,33}{\sqrt{1774}} + \frac{l}{591,47 + 8 \cdot 5} \right) = 0,237 \text{ Ом}.$$

Импульсный коэффициент вычисляется по следующему выражению:

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho + 320) \cdot (I_M + 45)}}, \quad (99)$$

где I_M – ток молнии, кА.

$$\alpha_{u1} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{1774}}{(20 + 320) \cdot (55 + 45)}} = 1,457,$$

$$\alpha_{u2} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{1774}}{(4 + 320) \cdot (55 + 45)}} = 1,479.$$

Импульсные сопротивления первого и второго слоев грунта определяю по формуле:

$$R_u = R_s \cdot \alpha_u. \quad (100)$$

Таким образом:

$$R_{u1} = 0,356 \cdot 1,457 = 0,519 \text{ Ом};$$

$$R_{u2} = 0,237 \cdot 1,479 = 0,351 \text{ Ом}.$$

Расчет является верным, если выполняется условие: $R_{\text{общ}} \leq 0,5 \text{ Ом}$:

$$R_{\text{общ}} = R_{u1} + R_{u2} \text{ Ом} \leq 0,5 \text{ Ом}. \quad (101)$$

$$R_{\text{общ}} = 0,519 + 0,079 = 0,87$$

Напряжение на заземляющем устройстве не должно превышать 5000 В:

$$U_3 = R_{\text{и}} \cdot I_3 = 0,87 \cdot 4600 = 4002 \text{ В}. \quad (102)$$

где I_3 – расчетный ток замыкания на землю, А.

7.2 Расчет молниезащиты ОРУ

Молниеотвод - возвышающееся над защищаемым объектом устройство, через которое ток молнии, минуя защищаемый объект, отводится в землю.

Молниеотвод предназначен для защиты от прямых ударов молнии.

Молниеотводы позволяют отвести ток ударов молнии в пределах защищаемой территории в землю.

Эффективность молниеотводов определяется зоной защиты, т. е. пространством возле молниеотвода, вероятность попадания в которое не превышает допустимое значение в зависимости от типа зоны.

Нормируется два типа зон:

- зона защиты типа А – с вероятностью не менее 0,005 и $U \leq 500 \text{ кВ}$;

- зона защиты типа Б – с вероятностью не менее 0,05 и $U > 750$ кВ.

От прямого удара молнии в ПС используются стержневые молниеотводы, в том числе молниезащитные сетки. Зона защиты нескольких молниеотводов определяется как зона защиты попарно взятых соседних молниеотводов.

Зона защиты образуется 4 равновеликими стержневыми молниеотводами. Принимается для молниеотводов 1, 2 высота $h = 27$ м.

Определение чертежа торцевых частей зоны защиты выполняется по расчетным формулам. Они используются для построения зоны защиты одиночных молниеотводов.

Зона защиты четырех одинаковых по высоте стержневых молниеотводов характеризуется следующими параметрами:

h – высота молниеотвода, м;

$h_{ЭФ}$ – высота защиты конуса, м;

$h_{СТ}$ – наименьшая высота внутренней зоны защиты в середине между равновеликими молниеотводами, м;

h_i – высота зоны защиты для защищаемого объекта, м;

r_0 – радиус основания зоны защиты на уровне земли, м;

r_{ix} – радиус основания зоны защиты на уровне высоты защищаемого объекта, м;

r_{icx} – половина ширины внутренней зоны защиты на уровне земли середине между равновеликими молниеотводами для защищаемого объекта.

Эффективная высота молниеотвода в метрах:

$$h_{ЭФ} = 0,85 \cdot h; \quad (103)$$

$$h_{ЭФ} = 0,85 \cdot 27 = 22,95 \text{ м.}$$

Определяется радиус зоны защиты на уровне земли, м:

$$r_o = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h, \quad (104)$$

$$r_o = (1,1 - 0,002 \cdot 22,95) \cdot 22,95 = 28,121 \text{ м.}$$

Высота защищаемого объекта:

$h_{IX} = 6$ м - на уровне линейного портала;

Половина ширины зоны защиты в середине пролета на уровне земли, равна радиусу зоны защиты на уровне земли, так как при выполнении расчета, будет рассматриваться расстояние между двумя молниеотводами, которое удовлетворяет условию $h < L_{M-M} \leq 2 \cdot h$.

Защиты на уровне защищаемого объекта, м:

$$r_x = r_o \left(1 - \frac{h_x}{h_{\text{ЭФ}}} \right); \quad (105)$$

$$r_{IX} = 28,121 \cdot \left(1 - \frac{6}{22,95} \right) = 20,7 \text{ м.}$$

Высота на уровне земли в середине между равновеликими молниеотводами, м:

$$h_{CF} = h_{\text{ЭФ}} - (0,17 + 0,0003 \cdot h) \cdot (L - h); \quad (106)$$

$$h_{1-2CF} = 22,95 - (0,17 + 0,0003 \cdot 27) \cdot (59 - 27) = 17,1 \text{ .}$$

Половина ширины зоны защиты в середине пролета на уровне защищаемого объекта, м:

$$r_{CXi} = r_{CO} \cdot \frac{h_{CF} - h_{IX}}{h_{CF}}. \quad (107)$$

На уровне линейного портала:

$$r_{CX1}^{1-2} = 28,121 \cdot \frac{17,1 - 11}{17,1} = 14,6 \text{ м.}$$

8 ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАСЧЁТ

Главное требование финансовой стабильности предприятия – эффективно вкладывать капитал в тот или иной инвестиционный проект. Инвестиционный проект – это план создания производства с целью извлечение финансовой выгоды.

Цель данного раздела - это расчет капиталовложений в электрическую сеть 10 кВ.

8.1 Расчет капитальных вложений

Любые решения, связанные с реконструкцией устаревших сетей электроснабжения, требуют затраты ресурсов. Полные затраты ресурсов принято называть капиталовложениями.

Все капиталовложения на сооружение системы электроснабжения определяются по следующей формуле:

$$K_{\Sigma} = K_{КЛ} + K_{КТП} + K_{ЗРУ}, \quad (108)$$

где $K_{КЛ}$ – капиталовложения на сооружение КЛ, тыс. руб.;

$K_{КТП}$, – капиталовложения на сооружение КТП, тыс. руб.

$K_{ЗРУ}$ – капиталовложения на сооружение ЗРУ, тыс. руб.

8.1.1 Капиталовложения на сооружение КЛ 10 кВ

Капиталовложения на сооружение кабельных линий напряжением 10 кВ определяются, тыс.руб.:

$$K_{КЛ} = K_0 \cdot L \cdot K_{район} \cdot n_{цеп}, \quad (109)$$

где K_0 – удельная стоимость сооружения КЛ, тыс. руб./км [17];

L – длина трассы, км;

$K_{район}$ – коэффициент района ($K_{район} = 1,2$) [17];

$n_{цеп}$ – количество цепей в линии.

Расчет капиталовложений на сооружение кабельных линий напряжением 10 кВ показан на примере участка сети ЗРУ- МНА:

$$K_{ЗРУ-МНА} = 1058,88 \cdot 0,127 \cdot 1,2 = 161,37 \text{ тыс.руб.}$$

Результаты расчетов остальных участков линий сети 10 кВ представлены в таблице 13.

Таблица 13 – Капиталовложения на сооружение КЛ 10 кВ

Участок сети	Марка кабеля	Удельная стоимость, тыс.руб/км	Длина участка, км	Капиталовложения, тыс. руб
1	2	3	4	5
ЗРУ- МНА	ПвВнг(В)-LS 3(1x185/50-10)	5057,55	0,127	770,77
	ПвВнг(В)-LS 3(1x185/50-10)	5057,55	0,130	788,98
	ПвВнг(В)-LS 3(1x185/50-10)	5057,55	0,133	807,19
	ПвВнг(В)-LS 3(1x185/50-10)	5057,55	0,136	825,39
	ПвВнг(В)-LS 3(1x185/50-10)	5057,55	0,212	1286,64
	ПвВнг(В)-LS 3(1x185/50-10)	5057,55	0,215	1304,85
	ПвВнг(В)-LS 3(1x185/50-10)	5057,55	0,218	1323,06
	ПвВнг(В)-LS 3(1x185/50-10)	5057,55	0,221	1341,26
ЗРУ- ПНА	ПвВнг(В)-LS (3x120)	2090	0,196	491,57

	ПвВнг(В)-LS (3x120)	2090	0,199	499,09
	ПвВнг(В)-LS (3x120)	2090	0,202	506,62
	ПвВнг(В)-LS (3x120)	2090	0,205	514,14
	ПвВнг(В)-LS (3x120)	2090	0,208	521,66
	ПвВнг(В)-LS (3x120)	2090	0,211	529,19
	ПвВнг(В)-LS (3x120)	2090	0,214	536,71
	ПвВнг(В)-LS (3x120)	2090	0,217	544,24
Итого				12591,36

8.1.2 Капиталовложения на сооружение КТП

Комплектная трансформаторная подстанция блочная напряжением 110 кВ, КТПБ- 110/10 кВ предназначены для приёма и распределения электрической энергии трёхфазного переменного тока промышленной частоты 50 Гц, для систем с изолированной или нейтралью промышленных потребителей.

КТПБ предназначены для наружной установки. Сторона высшего напряжения КТПБ выполнена в виде открытого распределительного устройства (ОРУ 110 кВ)

Компановка:

Открытое распределительное устройство - ОРУ 110 кВ

Силовые трансформаторы 110/10 кВ

Общеподстанционный пункт управления в блок-модулях типа "СЭНДВИЧ"

$$K_{КТП} = K_{КТП} \cdot K_{район}, \quad (110)$$

где $K_{КТП}$ – стоимость КТП с учётом строительного-монтажных работ [17];

Расчет капиталовложения в двухтрансформаторную подстанцию:

$$K_{КТП} = 22000 \cdot 1,2 = 26400 \text{ тыс.руб.}$$

8.1.3 Капиталовложения на сооружение ЗРУ

Закрытое распределительное устройство 6(10) кВ - ЗРУ 6(10) кВ

выполняется в следующих вариантах:

КРУ серий К-104, установленные в здании;

КРУ серии К-63 исполнения У1(ХЛ1) с коридором обслуживания;

Капитальные затраты на ЗРУ определяются по формуле:

$$K_{ЗРУ} = \sum C_{КРУ,i} \cdot n, \quad (111)$$

$$K_{ЗРУ} = 638,928 \cdot 2 + 100 \cdot 19 = 3177,856 \text{ тыс.руб.},$$

где $n_{вык.}$ – суммарное количество ячеек;

$\sum C_{КРУ,i}$ – суммарная цена одной ячейки на 10 кВ;

Капиталовложения на сооружение СЭС

Суммарные капиталовложения в СЭС определяются по формуле:

$$K_{\Sigma} = K_{\Sigma КЛ} + K_{\Sigma ЗРУ} + K_{\Sigma КТП}, \quad (112)$$

$$K_{\Sigma} = 12591,36 + 26400 + 3177,856 = 42169,216 \text{ тыс.руб.}$$

8.2 Расчет затрат на эксплуатацию электрической сети

8.2.1 Расчет затрат на ремонт и техническое обслуживание сети.

Амортизационные отчисления – денежное выражение стоимости основных фондов в себестоимости продукции.

Амортизационные отчисления для оборудования определяются по формуле:

$$I_{\text{ам}} = \sum_i K_i \cdot \alpha_{\text{ам},i}, \quad (113)$$

где $\alpha_{\text{ам},i}$ – ежегодные нормы отчислений на амортизацию основного средства.

Ежегодные нормы отчислений на амортизацию определяются по формуле:

$$\alpha_{\text{ам},i} = \frac{1}{T_{\text{сл}}}, \quad (114)$$

где $T_{\text{сл}}$ – срок службы соответствующего оборудования, или амортизационный период; для КЛ $T_{\text{сл}} = 25$ лет; для подстанций $T_{\text{сл}} = 20$ лет, для распределительного пункта $T_{\text{сл}} = 25$ лет [17].

Ежегодные затраты на текущий и капитальный ремонт, а также техническое обслуживание энергетического оборудования:

$$I_{\text{экс}} = K_{\text{об}} \cdot \alpha_{\text{экс}}, \quad (115)$$

где $\alpha_{\text{экс}}$ – нормы отчислений на обслуживание элементов электрических сетей и ремонты в год, о.е.: для КЛ $\alpha_{\text{экс}}^{\text{КЛ}} = 0,004$; для КТП $\alpha_{\text{экс}}^{\text{КТП}} = 0,037$; для ЗРУ $\alpha_{\text{экс}}^{\text{ЗРУ}} = 0,037$.

Издержки на амортизацию кабельных линий:

$$I_{\text{амКЛ}} = 12591,36 \cdot 0,04 = 503,65 \text{ тыс.руб.}$$

Эксплуатационные издержки:

$$I_{\text{эксКЛ}} = 12591,36 \cdot 0,004 = 50,37 \text{ тыс.руб.}$$

Капиталовложения в КТП: $K_{\text{КТП}\Sigma} = 26400$ тыс. руб.

Издержки на амортизацию:

$$I_{\text{ам}}^{\text{КТП}} = 26400 \cdot 0,05 = 1320 \text{ тыс. руб.}$$

Эксплуатационные издержки:

$$I_{\text{экс}}^{\text{КТП}} = 26400 \cdot 0,037 = 976,8$$

тыс. руб.

Капиталовложения в ЗРУ: $K_{\text{ЗРУ}\Sigma} = 3177,856$ тыс. руб.

Издержки на амортизацию:

$$I_{\text{ам}}^{\text{ЗРУ}} = 3177,856 \cdot 0,04 = 127,11 \text{ тыс. руб.}$$

Эксплуатационные издержки:

$$I_{\text{экс}}^{\text{ЗРУ}} = 3177,856 \cdot 0,037 = 117,58$$

тыс. руб.

Суммарные амортизационные отчисления и эксплуатационные издержки:

$$I_{\text{ам}} = I_{\text{амКЛ}} + I_{\text{ам}}^{\text{КТП}} + I_{\text{ам}}^{\text{ЗРУ}}$$

$$I_{\text{ам}} = 503,65 + 1320 + 127,11 = 1950,76$$

тыс. руб.,

$$I_{\text{экс}} = I_{\text{эксКЛ}} + I_{\text{экс}}^{\text{КТП}} + I_{\text{экс}}^{\text{ЗРУ}}$$

$$I_{\text{экс}} = 50,37 + 976,8 + 117,58 = 1144,75$$

тыс. руб.

8.2.2 Расчет потерь электроэнергии

Энергия, теряемая на участке КЛ, определяю по формуле:

$$\Delta W = \Delta P \cdot \tau, \quad (118)$$

где τ – время потерь, час;

ΔP – потери мощности в КЛ

Время потерь определяется по формуле:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_i}{10000} \right)^2 \cdot 8760, \quad (119)$$

где T_i – число часов использования максимума нагрузки (2300 ч.).

Время наибольших потерь в сети $\tau = 1097,77$ ч.

Потери энергии в КЛ составляют:

$$\Delta W_{\text{КЛ}} = 98724 \text{ кВт}\cdot\text{ч./год.}$$

Потери энергии в трансформаторах определяются по формуле:

$$\Delta W_{\text{тр}} = \Delta P_{\text{хх}} \cdot 8760 + \beta^2 \cdot \Delta P_{\text{кз}} \cdot \tau, \quad (120)$$

где $\Delta P_{\text{хх}}$ – потери холостого хода трансформатора, кВт;

$\Delta P_{\text{кз}}$ – потери в меди трансформатора, кВт;

β – коэффициент загрузки трансформатора.

$$\Delta W_{\text{тр}} = 2 \cdot (1,37 \cdot 8760 + 0,7^2 \cdot 6 \cdot 1098) = 6459 \text{ кВт}\cdot\text{ч/год.}$$

Суммарные потери электроэнергии определяются по формуле:

$$\Delta W = \Delta W_{\text{КЛ}} + \Delta W_{\text{трΣТП}}, \quad (121)$$

$$\Delta W = 98724 + 6459 = 105183 \text{ кВт}\cdot\text{ч/год.}$$

Капиталовложение на реконструкцию СЭС составили 42169,216тыс. руб.

9 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

Темой данной выпускной квалификационной работы, как уже отмечено ранее, является реконструкция системы электроснабжения НПС-21 «Сковородино».

С целью обеспечения безопасности производства при монтаже, эксплуатации и ремонте, в данном разделе необходимо дать характеристику производственной среды, в которой будет произведена реконструкция системы электроснабжения, и провести анализ опасных и вредных производственных факторов.

Безопасность производства и экологическая безопасность должны соблюдаться по всем видам работ, связанных с монтажом, эксплуатацией и ремонтом электроустановок.

Нарушение требований правил техники безопасности производства при монтаже, эксплуатации и ремонте электрооборудования может привести к авариям и производственным травмам, а экологической безопасности - к загрязнению окружающей среды.

Вследствие того, что нефтеперекачивающая насосная станция является вредным и опасным производственным объектом, в данном разделе будут рассматриваться мероприятия по безопасной эксплуатации оборудования и будет произведен анализ безопасной работы электрооборудования.

9.1 Безопасность

9.1.1 Требования по безопасности персонала, обусловленные особенностями конструкции ЗРУ, ОРУ

При планировании, организации и проведении работ в электроустановках необходимо руководствоваться требованиями ПОТЭЭ и настоящего документа. Допускаются дополнительные меры безопасности труда, не противоречащие требованиям ПОТЭЭ. Эти меры безопасности должны быть внесены в соответствующие инструкции по охране труда, доведены до персонала в виде распоряжений, указаний, инструктажа под роспись об ознакомлении.

Электротехнический персонал должен быть обеспечен специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной защиты, в т. ч. комплектами для защиты работающего от воздействия электрической дуги при оперативных переключениях в действующих электроустановках всех классов напряжений, а при работах на ЭО, расположенном на ЛЧ МТ и ВЛ, – дополнительно автоматическими индивидуальными сигнализаторами наличия напряжения, имеющими звуковую сигнализацию или звуковую и световую индикацию.

Комплект для защиты работающего от воздействия электрической дуги выбирают на основании расчетов энергии электрической дуги и рекомендаций по обеспечению установленного уровня защиты на протяжении всего срока и условий эксплуатации комплекта. Костюмы, входящие в комплект, могут быть зимними и летними.

Расчеты энергии электрической дуги проводит персонал ОСТ для всех типов действующих электроустановок всех классов напряжений ЭО ОСТ, в которых производятся оперативные переключения. Результаты выбора комплектов оформляют организационно-распорядительным документом организации, утверждаемым руководителем ОСТ, с указанием должности либо профессии, за которой комплект закреплен.

Специальная одежда, специальная обувь и другие средства индивидуальной защиты должны соответствовать требованиям межгосударственных, национальных стандартов и НД, действующих в Российской Федерации и ПАО «Транснефть».

Работы по ремонту и обслуживанию ЭО, а также ВЛ, независимо от напряжения, выполняемые на токоведущих частях, либо при приближении к ним на расстояние менее указанного в ПОТЭЭ (таблица № 1), должны быть выполнены только со снятием напряжения и организацией видимых разрывов.

Если видимый разрыв не может быть создан, то производят расшиновку или отсоединение кабеля, проводов от коммутационного аппарата, либо от оборудования, на котором должны быть проведены работы.

Все работы по ремонту и обслуживанию электроустановок напряжением выше 1000 В, а также работы на ВЛ независимо от класса напряжения, выполняют по наряду-допуску, за исключением неотложных работ и работ:

- на электродвигателе, от которого кабель отсоединен и концы его замкнуты накоротко и заземлены;
- на генераторе, от выводов которого отсоединены шины и кабели;
- в РУ на выкаченных тележках КРУ, у которых шторки отсеков заперты на замок;
- в РУ на нетоковедущих частях, не требующие снятия напряжения и установки временных ограждений;
- по уборке коридоров ЗРУ и электропомещений с ЭО напряжением до 1000 В и выше, где токоведущие части ограждены;
- по благоустройству территории ОРУ – скашивание травы, расчистка от снега дорог и проходов;
- по ремонту и обслуживанию устройств проводной радио и телефонной связи, осветительной электропроводки и арматуры, расположенных вне камер РУ на высоте не более 2,5 м;
- по нанесению/восстановлению диспетчерских наименований и других надписей вне камер РУ;
- по нанесению/восстановлению постоянных обозначений на опорах ВЛ на высоте не более 2 м;
- по наблюдению за сушкой трансформаторов, генераторов и другого оборудования, выведенного в ремонт;
- по обслуживанию маслоочистительной и прочей вспомогательной аппаратуры при очистке и сушке масла;
- по измерению габаритов угломерными приборами;
- по окраске бандажей, расположенных на высоте не более 2 м, на опорах ВЛ.

В насосной, где расположены электродвигатели, в процессе эксплуатации рабочей средой является нефть, попутный газ и возможно возникновение

взрывоопасных смесей, характеристики которых приведены в таблице 14.

Таблица 14 – Взрывопожароопасные и токсические свойства веществ в рассматриваемой производственной среде

Наименование вещества на рассматриваемом объекте	Агрегатное состояние	Класс опасности веществ	Температура, 0С	Концентрационный предел взрываемости, % объем
-	-	-	вспышки	воспламенения
Нефть сырая	Ж(п)	4	-18	-
Попутный нефтяной газ	Г	4	-	-

Пары нефтепродуктов действуют на центральную нервную систему. Признаки отравления в основном проявляются в головокружении, сухости во рту, головной боли, тошноте, сердцебиении, общей слабости и потери сознания.

Попутный газ - бесцветная смесь легко воспламеняющихся легких углеводородных паров, обладает вредным влиянием на организм человека и в зависимости от концентрации может произойти отравление организма разной степени тяжести (ОБУВ составляет 50 мг/м³).

На быстроту отравления парами нефтепродуктов влияет их растворимость в воде, близкая к растворимости в крови.

Нефтепродукты в общей степени нерастворимы в воде. Углеводороды способны растворяться в поту и жировом покрове кожи, а затем всасываться через кожу и поступать в кровь. При этом начинается головокружение и тошнота.

Перекачиваемая нефть в следствии испарения способна образовывать взрывоопасную смесь. Нефтепродукты относятся к легко воспламеняющимся веществам, их пары с воздухом образуют взрывоопасную смесь. Исходя из этого выдвигаются повышенные требования к надежности и эффективности пожаро- и взрывозащиты. Пары нефтепродуктов тяжелее воздуха, поэтому

они стелются по поверхности пола в цехе, затекают с воздухом и образуют горючие и взрывоопасные смеси.

Пожароопасность технологических процессов в значительной степени определяется физико-химическими свойствами нефтепродуктов.

Классификация сооружений по НПБ 105-03 и ПУЭ приведена в таблице 15.

При обслуживании оборудования в насосном зале, возникает опасность воздействия на человека шума и вибрации, источником которых является оборудование магистральных насосов и электродвигателей.

Таблица 15 – Взрывопожарная и пожарная опасность, санитарная характеристика производственных зданий, помещений и наружных установок

Наименование производственных зданий, помещений, наружных установок	Категории взрывопожароопасной и пожарной опасности зданий и помещений (НПБ 105-03)	Классификация зон внутри и вне помещений	-
-	-	Класс взрывопожароопасной или пожароопасной зоны (ПУЭ и ПБ 08-624-03)	Категория и группа взрывопожароопасных смесей (ГОСТ 12.1.011-78) P51330.5-99 P51330.11-99
Насосная	А	В-1а	ПА-ТЗ
Операторная	Д	-	-

Длительное воздействие высоких уровней вибрации на организм человека приводит к развитию преждевременного утомления, нарушению вестибулярного аппарата, снижению остроты слуха, нередко к возникновению патологий - вибрационной болезни. Допустимые уровни шума на рабочих местах нормируются документами СН 2.2.4/2.1.8.562-96 «Шум на рабочих местах, в жилых помещениях, общественных сооружений и на территории жилой застройки» и СНиП 23-03-2003 «Защита от шума» и не должны превышать 80 дБ.

Помещение подпорной насосной НПС содержит четыре насосных

агрегата HPDM 600-615-1d/27 фирмы «Sulzer» с синхронными электродвигателями. Согласно ГОСТ 12.1.019-96, помещение насосной относится к помещениям с повышенной опасностью, так как имеет токопроводящие полы, возможно, одновременное прикосновение к соединяемым с землей технологическим аппаратам.

В следствии эксплуатации средств электрооборудования существует опасность поражения электрическим током. Приборы находятся под напряжением 24 В постоянного тока. Из-за того, что насосный зал имеет токопроводящие полы, возможно прикосновение человека к соединяемым с землей технологическим аппаратом с одной стороны и к металлическим корпусам с другой.

Удар электрическим током вызывает рефлекторную реакцию со стороны центральной нервной системы и ведет к нарушению нормального ритма работы сердца. Таким образом происходит нарушение или полное прекращение деятельности органов дыхания и кровообращения.

При монтаже, наладке, эксплуатации и ремонте электрооборудования производственные опасности и факторы вреда для человека могут быть обусловлены следующими факторами:

- недостаточное освещение насосного зала при работе, вызывающая повышенную утомляемость, замедляющая реакцию, что может явиться причиной травм;

- воздействие атмосферного электричества в насосном зале в летнее время. Прямой удар молнии, при котором ток может достигать 200 кА, напряжение 100 кВ, а температура в канале молнии приблизительно 25000 °С, вызывает большие разрушения;

- в результате перекачки нефтепродуктов возникают условия для накопления статического электричества с потенциалом до 90 кВ. Что является причиной нарушения технологических процессов, снижения точности показания приборов автоматики, неблагоприятно отражается на здоровье рабочих;

- наличием давления в аппаратах трубопровода до 10 МПа, в которых эксплуатируются приборы и средства электроснабжения. При разгерметизации, отказа регулирующих органов и приборов контроля системы электроснабжения, а также при несоблюдении требований ГОСТ 12.2.085-2002 «ССБТ. Сосуды, работающие под давлением. Клапаны предохранительные», возможно возникновение аварийной ситуации;

- воздействие находящихся в движении и вращающихся частей насосов при монтаже, демонтаже и эксплуатации приборов электроснабжения;

- воздействие шума и вибрации, как на обслуживающий персонал, так и на приборы.

Мероприятия по обеспечению безопасных условий труда.

Здесь рассматриваются правила и требования, которые нужно соблюдать, для того, чтобы избежать воздействия вредных и опасных производственных факторов, возникающих при монтаже, эксплуатации и ремонте оборудования систем электроснабжения НПС-21 «Сковородино» нефтепровода «Восточная Сибирь - Тихий океан».

Мероприятия по технике безопасности при эксплуатации объектов НПС-21 «Сковородино».

В соответствии с регламентами и правилами ПТЭ, ПТБ, ПУЭ и РД 153-39.4-056-00, во избежание несчастных случаев при обслуживании электрооборудования, направляемый на работу персонал должен иметь соответствующую подготовку, пройти производственный инструктаж на предприятии, ознакомиться с правилами внутреннего распорядка, общими правилами ТБ и должностной инструкцией на поручаемом ему для обслуживания участке или агрегате, а также с методами оказания первой медицинской помощи. По окончании инструктажа направляемые на работу сдают экзамен по технике безопасности в соответствии с ПБ 08-624-03 и другими руководящими нормативными документами и получают удостоверение в соответствии со своей квалификационной группой. Инструктажи допуска к работе соответствуют требованиям ГОСТ 12.0.004-90

(1999) «ССБТ. Перед ремонтом оборудования должны быть назначены ответственные лица за организацию и проведение ремонта, предусмотряваемых планом организации и проведения работ.

Для защиты от поражения электрическим током при ремонте электрооборудования, согласно ГОСТ 12.1.030-81 (2001) «ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление. Предусматриваются следующие мероприятия:

- защитное заземление металлических нетоковедущих частей в сетях до 1000 В. Сопротивление, оказываемое заземляющим устройством $R=4$ Ом;
- защитное отключение при появлении напряжения на корпусе оборудования;
- ограждение незащищенных токоведущих частей.
- зануление в сетях до 1000 В;
- предупредительная сигнализация, блокировка, знаки безопасности;

Во избежание утечек в насосной НПС-21 «Сковородино» важнейшим фактором при перекачке нефтепродуктов является герметизация основного насосного оборудования и системы трубопроводов.

Основными мероприятиями во избежание превышения давления выше допустимого:

- периодическое прохождение обслуживающим персоналом инструктажа и обучение безопасным методам работы.
- постоянный контроль за режимом работы насосов;
- своевременное проведение технического обслуживания оборудования и контроль за его состоянием.

9.1.2 Расчет защитного заземления

Устраиваемое заземление, для обеспечения безопасности, представляет собой преднамеренное соединение с землей металлических частей электрических установок, которые в нормальных условиях не находятся под напряжением, при помощи заземляющих проводников и заземлителей.

Защитное заземление заключается в создании между металлическими

конструкциями или корпусом защищаемого устройства и землей электрического соединения достаточно малого сопротивления.

В электроустановках 380-220В с заземленной нейтралью трансформаторов применяют систему заземления, когда заземленные проводники соединяются с заземленной нейтралью. Наличие данного соединения преобразовывает замыкание токоведущих частей на заземленные части установки в короткое замыкание, в последствии чего происходит отключение аварийного участка автоматом или предохранителем ГОСТ 12.1.030-81.

Из выше сказанного следует, что целью устройств защитных заземлений является:

- в электроустановках с изолированной нейтралью – обеспечивается безопасная величина тока, протекающего через тело при замыканиях фазы на заземленные участки;

б) в электроустановках с заземленной нейтралью – обеспечивается возможность автоматизированного вывода из строя дефектных участков сети при тех же коротких замыканиях.

В согласовании с ПУЭ 1-7-32 в электроустановках без компенсации емкостных токов сопротивление заземлителя при протекании расчетного тока КЗ в землю не зависимо от времени года должно быть для электроустановок напряжением до 1 кВ не более $R < 120/J$ (Ом), где J – ток КЗ на землю, сопротивление обязано быть не более $R < 4$ (Ом) ПУЭ 1-7-38.

Для защиты ТП применимо контурное заземление.

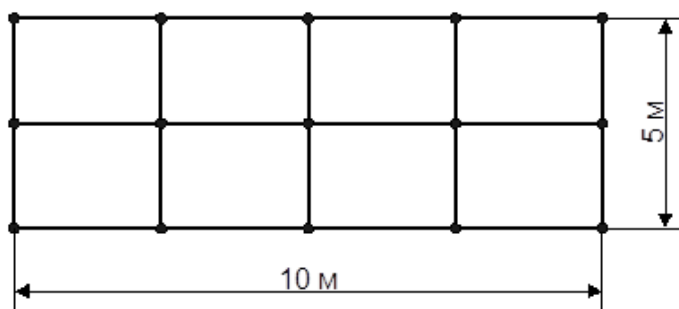


Рисунок 5 – Контур заземления

Чтобы выровнять потенциал внутри контура заземления прокладывают горизонтальные полосы. Для того чтобы уменьшить шаговое напряжение за контуром заземления, параллельно проходам в грунт закладывают специальные шины.

Длина КЛ со стороны 10кВ: $L = 100$ м; грунт-суглинок; $R_{уд} = 100$ Ом/м. Измерения проводились при средней влажности грунта $Y_2 = 1,5$. В качестве вертикальных заземлителей принимаю стальные стержни диаметром 16 мм и длиной 2,5 м. В качестве соединительной полосы стальная шина сечением 40x4 мм.

1. Расчетный ток замыкания на землю со стороны 10 кВ (фазный):

$$I_3 = \frac{\sqrt{3} \cdot U \cdot (35 \cdot L_k + L_B)}{350} \quad (122)$$

$$I_3 = \frac{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 35 \cdot 0,1}{350} = 0,173 \text{ А.}$$

Сопротивление заземляющего устройства принимаем $R_3 = 4$ Ом.

2. Рассчитываю удельное сопротивление грунта:

$$\rho_{расч} = 100 \cdot 1,5 = 150 \text{ (Ом} \cdot \text{м)}$$

3. Сопротивление естественного заземления: $R_E = 6$ Ом, это сопротивление оболочки кабеля.

4. Сопротивление искусственного заземлителя должно быть:

$$R_{II} = \frac{R_E \cdot R_3}{R_E - R_3} \quad (123)$$

$$R_{II} = \frac{6 \cdot 10}{6 - 10} = 12 \text{ Ом.}$$

5. Сопротивление одиночного вертикального заземлителя:

$$R_{ст.од} = \frac{\rho}{2 \cdot \pi \cdot L} \cdot \left(\ln \frac{2 \cdot L}{d} + \frac{1}{2} \cdot \ln \frac{4 \cdot H + L}{5 \cdot H - L} \right) \quad (124)$$

$$R_{ст.од} = \frac{150}{2 \cdot 3,14 \cdot 2,5} \cdot \left(\ln \frac{2 \cdot 2,5}{16 \cdot 10^{-3}} + \frac{1}{2} \cdot \ln \frac{4 \cdot 2 + 2,5}{5 \cdot 2 - 2,5} \right) = 56 \text{ Ом.}$$

6. Длина соединительной полосы равна периметру прямоугольника 10 x 5 м, т.е. 30 м.

Вертикальные стержни размещаются через каждые 2,5 м, всего 12 стержней. Сопротивление соединительной полосы:

$$R_{ст.од} = \frac{\rho_{II}}{2 \cdot \Pi \cdot l} \cdot \ln \frac{2 \cdot l^2}{b \cdot H} \quad (125)$$

$$R_{ст.од} = \frac{2 \cdot 100}{2 \cdot 3,14 \cdot 30} \cdot \ln \frac{2 \cdot 30^2}{0,04 \cdot 0,8} = 11,6 \text{ Ом.}$$

7. С учетом коэффициента использования соединительной полосы $r_{II} = 0,32$:

$$R_{ПК} = \frac{R_{II}}{r_{II}} \quad (126)$$

$$R_{ПК} = \frac{11,6}{0,32} = 36 \text{ Ом.}$$

9. Требуемое сопротивление растеканию вертикальных стержней:

$$R_{II} = \frac{R_{ПК} \cdot R_{II}}{R_{ПК} - R_{II}} \quad (127)$$

$$R_{II} = \frac{36 \cdot 12}{36 - 12} = 18 \text{ Ом.}$$

10. Определяется число вертикальных стержней. Принимая предварительно их число равным 12, длину 2.5 м, расстояние между ними 2.5 м, находим коэффициент использования $R_{ст} = 0,52$:

$$R_{II} = \frac{R_{ст.од}}{R_{ст} - r_{ст}} \quad (128)$$

$$R_{II} = \frac{56}{0,52 - 18} = 6$$

Окончательно принимаю к установке 6 вертикальных электродов, расположенных по контуру ТП.

9.2 Экологичность

1. Возгорание масла

Имеется необходимость предпринимать активные меры по защите различного оборудования, учитывая все особенности проектируемого электроснабжения, а также вид и структуру сооружений. Всё это имеет непосредственное отношение к масляным выключателям, силовым трансформаторам, складам масла и т.д.

В случае возникновения пожара могут произойти различного рода потери, например, утечка масла, что в конечном итоге может оказать отрицательное воздействие на внешнюю среду. По этой причине все маслотоки и маслоприемники конечно же должны находиться в надежном состоянии, чтобы исключить растекание масла, а также предотвратить его попадание в сооружения и различные каналы при возникновении аварийной ситуации.

Во время использования маслонаполненных трансформаторов неминуемы потери масла, а именно могут возникать различного рода протечки через разъемные соединения баков, маслопроводов, охладителей и т.д. Решением этих проблем может служить своевременное устранение каких-либо недочетов и конечно же заранее четко продуманная технология сооружения, однако это не дает стопроцентной гарантии исключения всех проблем.

Некоторый объем масла может попадать в стоки при возникновении аварийных повреждений масляных систем или баков, что может привести к полной утечки масла, которое содержалось непосредственно в трансформаторе. Если дело касается трансформаторов достаточно больших размеров, а именно до сотни и более тонн, то потери будут значительными. Все эти происшествия необходимо исключать, ведь речь идет о состоянии окружающей природы, а пренебрежительное отношение к этому может привести к печальным последствиям.

Если произошло попадание масла и воды в маслоприемник, то в первую очередь конечно же необходимо произвести очистку. Процесс очистки заключается в том, что водяной самовсасывающий насос удаляет воду из того места, где произошло ее накопление, затем вследствие отстаивания легкая масляная фракция будет находиться в верхних слоях. Далее в ходе процесса очистки загрязненных стоков масляная фракция будет задерживаться фильтром, а вода, также прошедшая очистку, будет в ливневую канализацию. В качестве фильтра чаще всего используют эластичный пенополиуретан (группа газонаполненных пластмасс), так как он подлежит многократному использованию.

Далее осуществляется процесс перекачки специально оборудованным насосом масляной фракции в так называемую передвижную емкость.

Для предотвращения перекачки насосом неотстоявшейся водомасляной эмульсии, которая образовалась непосредственно в ходе пожаротушения, автоматический запуск водяного насоса не срабатывает. Стоит отметить, что на таких трансформаторах функцию блокировки автоматического запуска

водяного насоса выполняет автоматика пожаротушения, в то время как на других трансформаторах используется газовая защита.

Когда срок отстаивания водомасляной эмульсии подходит к концу, необходимо произвести включение водяного насоса маслосборника ручным образом, после чего все действия снова осуществляются в автоматическом режиме, и после откачки воды работа насоса соответственно завершится автоматически. Конечно же является необходимым, чтобы гравийная засыпка была в чистом состоянии, находясь в пределах бортовых сооружений маслоприемника. В свою очередь эти самые бортовые ограждения должны непосредственно быть сконструированы по всему периметру гравийной засыпки. Функция этих бортовых ограждений заключается в устранении протечки масла. Выполняться они должны из таких материалов, которые можно будет, например, в ходе ремонтных работ, легко убрать, а затем снова привести в действие, причем без каких-либо повреждений, сохраняя их целостность.

Необходимым условием является тот факт, что вводы кабельных линий в шкафах управления, автоматики, а также защиты должны быть очень тщательно уплотнены материалом, устойчивым как к воде, так и к пожарам.

В случае появления на маслоприемнике или гравийной засыпке масляных капель, необходимо срочно предпринимать меры по решению этой проблемы, а именно следует выяснить источники поступления, а также предотвратить дальнейшее поступление масла. В ходе ликвидации проблем на маслонаполненном оборудовании, находящегося в рабочем режиме, конечно же необходимо соблюдать технику безопасности.

При возникновении пожара на трансформаторе ни в коем случае нельзя сливать масло из корпуса, так как это действие неминуемо может стать причиной распространения очага возгорания.

9.3 Чрезвычайные ситуации

Круг чрезвычайных ситуаций, возникновение которых может произойти в распределительном устройстве, достаточно обширен. В него можно отнести

поломку опорных колонок разъединителя, разлом масляного выключателя, а также возгорание кабельных линий и взрыв трансформатора тока.

Основную угрозу для щитового блока и кабельных туннелей представляет пожар, возникший непосредственно на щитах управления релейной защиты и сигнализации.

Естественно, что особую опасность представляет то, что все эти факторы могут спровоцировать катастрофичный исход.

Добросовестное, аккуратное использование оборудования, а также постоянная диагностика и своевременно проводимые ремонтные работы могут должным образом предотвратить возникновение критических ситуаций.

В целях улучшения качества всех проводимых работ на предприятии необходимо проводить постоянную проверку знаний техники безопасности и правил технической эксплуатации у всего штата работников, а также стимулировать персонал на повышение квалификации в каких-либо учебных заведениях за счет предприятия.

При возгорании электроустановок, находящихся под напряжением, и устранении данного пожара необходимо руководствоваться соответствующей инструкцией.

"Инструкция по тушению пожаров в электроустановках электростанций и подстанций" включает в себя следующие пункты:

- 1) работник, который первым заметил возгорание в срочном порядке должен оповестить пожарную охрану и старшего по смене, после успешно выполненных первых пунктов он должен самостоятельно предпринять возможные меры по ликвидации данного инцидента;

- 2) в обязанности старшего по смене входит определение места возникновения пожара, возможные пути дальнейшего распространения, провести оценку угрозы электрооборудованию, а также все участки электрической схемы, непосредственно попавшие в очаг возгорания;

- 3) когда очаг возгорания обнаружен, необходимо проверить исправность автоматической системы пожаротушения, обеспечить все безопасные условия

для работающего персонала, а также пожарных подразделений, непосредственно приступивших к тушению пожара, и которые заблаговременно должны быть осведомлены о расположении подъездных путей и ближайших водоисточниках.

4) в то время как пожарные службы еще не подоспели к назначенному месту, руководить всеми процессами пожаротушения должен старший по смене данного энергопредприятия или руководитель объекта;

5) дежурный персонал имеет право самостоятельно, но с последующим уведомлением вышестоящих лиц, отключать присоединения, на которых собственно возник пожар;

6) старший из технического персонала обязан провести инструктаж пожарным подразделениям и дать письменное разрешение на осуществление пожаротушения, после чего вторые естественно могут приступить к ликвидации очага возгорания;

7) имеется необходимость в заранее обговоренной расстановке сил и средств пожаротушения, а также в слаженной работе спасателей. Необходимые указания, как сказано выше, производятся старшим лицом технического персонала для соблюдения всех необходимых мер безопасности

Запрещен допуск личного состава пожарных подразделений за границы токоведущих частей, которые соответственно находятся под напряжением. Охрана территории во время пожара должна быть усилена, так как необходимо обеспечить полную безопасность, и в случае чего предотвратить допуск посторонних лиц на пожароопасное место.

Весь необходимый инвентарь для пожаротушения и средства безопасности конечно же должны располагаться на видном месте в свободном доступе, а также должны быть окрашены в красный цвет масляной краской.

Необходимые условия эксплуатация трансформаторов:

- соблюдение назначенных и допустимых режимов работы в соответствии с ПТЭ;

- соблюдение норм качества масла, а также его изоляционных свойств и температурных режимов;

- содержание в надежном состоянии устройств охлаждения, регулирования, а также защиты оборудования;

- качественный ремонт всего оборудования, устройств автоматики и защиты.

Разрешено применять пояса в кабельных лотках и каналах длиной 0,3 м и более из негорючих материалов, чаще всего применяются песчаные пояса.

Все необходимые первичные средства пожаротушения в помещении ЗРУ должны располагаться непосредственно у входа.

Необходимо проследить за тем, чтобы трансформатор был отключен от сети всех напряжений в случае зарождения пожароопасной ситуации. Персоналу необходимо провести контроль включения стационарной установки пожаротушения и вызвать пожарную охрану.

Трансформаторы открытой установки должны быть оснащены ящиками с песком вместимостью около 0,5 м³. На подстанции необходимо наличие противопожарного щита в полной комплектации, огнетушителя углекислотного ОУЗ в помещении ЗРУ, а также порошкового огнетушителя ОПУ, находящегося на посту управления.

Помещения или сооружения с энергетическим оборудованием напряжением до 0,4 кВ, которые соответственно не могут быть обесточены при пожаре, имеют особые карточки с указанной информацией, в которых указано:

- местоположение необесточенного оборудования;
- первостепенные операции по отключению энергетического оборудования, которое находится в очаге возгорания;
- расположение устройств заземляющего действия, а также средств защиты и пожаротушения;

- все возможные маршруты движения пожарных служб непосредственно к очагу возгорания.

Все находящиеся на станции кабельные сооружения должны подлежать регулярному осмотру, действующему соответственно по графику, который должен быть утвержден начальником данного предприятия. Какие-либо

возникшие недочеты в срочном порядке должны быть внесены в оперативный журнал.

Проверка работы стационарной установки пожаротушения и полнота орошения огнетушащим составом трансформатора должны проводиться при технологических отключениях на срок 8 часов и более, а также непосредственно после проведения ремонтных работ на этом силовом оборудовании. Все результаты опробования заносятся в оперативный журнал, а замечания – в картотеку дефектов и различных неполадок работы оборудования.

Обязательно в области установки пожарной техники, необходимо, чтобы имелись соответствующее места заземления, которые должны быть обозначены и помечены должным образом. Места заземления передвижной пожарной техники определяют специалисты энергетических объектов вместе с лицами пожарной охраны и обозначаются они соответственно знаком заземления.

Все необходимые первичные средства на территории ОРУ должны располагаться на специальных постах, причем они должны быть в легком доступе для персонала, например в помещениях щитов, в тамбурах камер.

Тропы обхода территории ОРУ должны быть оснащены знаками и надписями, соответственно указывающими на расположение всех необходимых средств для ликвидации пожара.

За исключением стальных труб, во всех других категорически запрещена прокладка кабелей и проводов по металлическим панелям со сгораемым или трудносгораемым полимерным утеплителем. Запрещается устанавливать различного рода электрооборудование ближе чем 1 м от соответствующих указанных конструкций. В местах пересечения каких-либо коммуникаций через указанные панели следует использовать металлические гильзы с уплотненным несгораемым материалом. Также стоит отметить, что при пересечении данных металлосооружений трубопроводами с достаточно горячим теплоносителем в радиусе около 100 мм должна быть предусмотрена тепловая изоляция из несгораемого утеплителя.

10 ВЫБОР И РАСЧЕТ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ

10.1 Назначение релейной защиты

Лидирующие позиции в разработке, производстве и внедрении микропроцессорных защит в России занимают два предприятия:

ООО «АББ Реле-Чебоксары» и НТЦ "Механотроника"-город Санкт-Петербург.

Блоки БМРЗ НТЦ «Механотроника» предназначены для выполнения задач релейной защиты, автоматики, управления и сигнализации присоединений от 0,4 до 220 кВ. Данные блоки не уступают большинству зарубежным образцам по техническим и эксплуатационным характеристикам, при этом их стоимость значительно ниже.

Блок микропроцессорный релейной защиты БМРЗ-ДА-47 (в дальнейшем - БМРЗ), предназначен для выполнения функций релейной защиты, автоматики, управления, измерения и сигнализации присоединений напряжением 10 кВ.

БМРЗ обеспечивает функции защиты, автоматики и управления синхронных и асинхронных двигателей.

10.2 Функции БМРЗ

Трехступенчатая максимальная токовая защита (МТЗ) от междуфазных замыканий выполняется с контролем двух фазных токов. Первая, вторая и третья ступени имеют независимую время-токовую характеристику. Третья ступень может иметь зависимую характеристику. Выбор типа характеристики третьей ступени МТЗ производится программным ключом S109. БМРЗ обеспечивает возможность работы третьей ступени МТЗ с двумя типами зависимых характеристик - пологой (аналогичной характеристикам реле РТ-80, РТВ-IV) и крутой (аналогичной характеристике реле РТВ-I). Выбор зависимой характеристики производится программным ключом S111.

Третья ступень максимально токовой защиты может быть использована с действием на отключение и сигнализацию или только на сигнализацию.

Блокировка действия третьей ступени на отключение производится программным ключом S117.

Любая ступень максимально токовой защиты может быть выведена из действия для первой, второй и третьей ступени соответственно, программными ключами S101, S102, S103.

Присутствует возможность выполнения направленной второй ступени МТЗ. Условие пуска (направленная или ненаправленная) вводится программным ключом S113.

БМРЗ обеспечивает две программы уставок МТЗ. Переключение программ уставок выполняется подачей сигнала на дискретный вход “Программа 2”.

БМРЗ обеспечивает автоматический ввод ускорения 1-ой и 2-ой ступеней МТЗ по включению выключателя. Ускорение третьей ступени может быть введено программным ключом S116, при условии работы третьей ступени на отключение. Ускорение вводится на одну секунду.

Защита от потери питания выполнена по факту снижения частоты, действует на вторую ступень МТЗ и может быть выведена из действия программным ключом S42.

Защита от однофазных замыканий на землю (ОЗЗ) выполнена с контролем $3U_0$ и $3I_0$ и двумя выдержками времени. ОЗЗ может быть использована в следующих конфигурациях:

- с контролем напряжения нулевой последовательности;
- с контролем тока нулевой последовательности;
- комбинированная (с контролем напряжения и токов нулевой последовательности);
- направленная.

Выбор конфигурации ОЗЗ производится программными ключами S24, S25, S26.

ОЗЗ действует на отключение и сигнализацию или только на сигнализацию (ключ S21).

В БМРЗ выполнены два реле сигнализации срабатывания ОЗЗ с замыкающими контактами - “ОЗЗ-1” и “ОЗЗ-2”. Реле “ОЗЗ-1” срабатывает по окончании отработки выдержки времени, заданной уставкой $T_{OЗЗ1}$. Если введено действие ОЗЗ на отключение, то одновременно со срабатыванием реле “ОЗЗ-1” производится команда на отключение выключателя. Реле “ОЗЗ-2” срабатывает после отработки выдержки времени, заданной уставкой $T_{OЗЗ2}$.

БМРЗ обеспечивает две программы уставок ОЗЗ. Переключение программ уставок производится одновременно со сменой программ МТЗ подачей сигнала на дискретный вход “Программа 2”.

Дифференциальная токовая отсечка (ДТО) выполнена с контролем двух токов. По окончании отработки выдержки времени, заданной уставкой $T_{ДТО}$ выдается команда на отключение выключателя. ДТО может быть выведена из действия программным ключом S100. БМРЗ обеспечивает две программы уставок ДТО. Переключение программ уставок производится одновременно со сменой программ МТЗ подачей сигнала на дискретный вход “Программа 2”.

БМРЗ реализует функции датчика логической защиты шин (ЛЗШ_д) для структуры ЛЗШ с параллельным включением датчиков (ЛЗШ-Б). Выходной дискретный сигнал “ЛЗШ_д” выдается замыканием контактов выходного реле при пуске любой ступени МТЗ (при условии работы третьей ступени на отключение). Предусмотрена возможность блокировки действия третьей ступени МТЗ на ЛЗШ_д (ключ S116).

Защита минимального напряжения (ЗМН) выполнена с контролем двух линейных напряжений и напряжения обратной последовательности. Контроль линейных напряжений может быть заблокирован программным ключом S70, контроль напряжения обратной последовательности блокируется ключом S73. ЗМН действует на отключение и на сигнализацию или только на сигнализацию (ключ S71). Предусмотрена блокировка ЗМН при пуске первой и второй ступени МТЗ (ключ S72).

ЗМН срабатывает только при включенном выключателе.

БМРЗ реализует функции дуговой защиты. Выходной дискретный сигнал “Дуговая защита” выдается замыканием контактов выходного реле при пуске МТЗ и подаче на вход дискретного сигнала “Дуговая защита 1” или “Дуговая защита 2”. Дуговая защита действует на отключение и сигнализацию или только на сигнализацию (ключ S411).[]

10.3 Функции сигнализации

БМРЗ обеспечивает формирование выходных сигналов “Аварийное отключение 1”, “Аварийное отключение 2” и “РПВ”, “Вызов”, “Неисправность БМРЗ/выключателя” и “Отказ БМРЗ”.

Квитирование сигнализации производится нажатием кнопки СБРОС на пульте БМРЗ в режиме управления “Местное” или подачей соответствующей команды по последовательному каналу в режиме управления “Дистанционное”.

При поступлении на вход сигнала “Ав.ШП” включается индикатор “НЕИСПР.” и мигает индикатор “ВНЕШ” на лицевой панели БМРЗ.

При срабатывании выходного реле “ВЫЗОВ” мигает индикатор “ВНЕШ” на лицевой панели БМРЗ.[]

10.4 Защита асинхронных двигателей ПНА ВАОВ4-630L-4У1

Для защиты двигателей установим блок БМРЗ-ДА-47. Блок микропроцессорный релейной защиты БМРЗ-ДА-47 предназначен для выполнения функций релейной защиты, автоматики, управления, измерения и сигнализации присоединений напряжением 6–35кВ. Данный блок, с дифференциальной токовой отсечкой, применим как для синхронных, так и для асинхронных электродвигателей.

Основными параметрами схем релейных защит являются ток срабатывания защиты $I_{c.з}$, ток срабатывания реле $I_{c.р.}$, коэффициент чувствительности $K_{\text{ч}}$.

10.5 Расчёт защиты двигателя подпорных насосов

10.5.1 Расчёт токовой отсечки для электродвигателя

Ток срабатывания отсечки $I_{c.o}$ отстраивается от пускового тока $I_{\text{пус}}$ электродвигателя:

$$I_{c.o} = K_n \cdot 1,8 \cdot I_{нyc} . \quad (129)$$

где K_n – коэффициент надежности, $K_n = 1,1–1,2$;

1,8–коэффициент, учитывающий действие аperiodической составляющей тока при пуске.

$$I_{ном} = \frac{P_n}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos \varphi} \quad (130)$$

$$I_{ном} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0,9} = 64,15 \text{ A}$$

Пусковой ток определится по формуле:

$$I_{нyc} = K_i \cdot I_{ном} , \quad (131)$$

где K_i - кратность пускового тока, $K_i = 6$;

$$I_{нyc} = 6 \cdot 64,15 = 384,9 \text{ A} ,$$

Ток срабатывания отсечки:

$$I_{c.o} = 1,1 \cdot 1,8 \cdot 384,9 = 762,1 \text{ A}$$

Ток срабатывания реле:

$$I_{c.p} = \frac{K_{cx}}{n_{ma}} \cdot I_{c.o} \quad (132)$$

где K_{cx} – коэффициент схемы, для случая соединения обмоток трансформаторов тока по схеме полная и неполная звезда $K_{cx} = 1$;

n_{ma} – коэффициент трансформации трансформаторов тока, $n_{ma} = 1000/5 = 200$.

$$I_{c.p} = \frac{1}{200} \cdot 762,1 = 3,8 \text{ A}$$

Коэффициент чувствительности:

$$K_u = \frac{I_K^{(2)}}{I_{c.o}} \geq 2 \quad (133)$$

где $I_K^{(2)}$ – ток двухфазного КЗ:

$$I_K^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_K^{(3)} \quad (134)$$

$$I_K^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 21243 = 18397 \text{ A}$$

$$K_u = \frac{18397}{762,1} = 24,14 \geq 2$$

Чувствительность ТО соответствует норме.

10.5.2 Расчёт МТЗ для электродвигателя ПНА ВАОВ4-630L-4У1

Ток срабатывания защиты:

$$I_{c.з.} = \frac{K_H}{K_\theta} \cdot I_{ном} \quad (135)$$

где K_n – коэффициент надёжности, для защит действующих на отключение, $K_n = 1,1$;

K_e -коэффициент возврата, для микропроцессорных реле, $K_e = 0,98$;

$$I_{c.з.} = \frac{1,1}{0,98} \cdot 69,4 = 77,9$$

Ток срабатывания реле:

$$I_{c.р.} = \frac{K_{cx}}{n_{ma}} \cdot I_{c.з.}; \quad (136)$$

где K_{cx} – коэффициент схемы, для нашей схемы соединения обмоток трансформаторов тока, $K_{cx} = \sqrt{3}$;

n_{ma} – коэффициент трансформации трансформаторов тока,
 $n_{ma} = 1000/5 = 200$.

$$I_{c.р.} = \frac{\sqrt{3}}{200} \cdot 77,9 = 0,68 \text{ A}$$

Кратность отсечки, определится по формуле:

$$K = \frac{I_{c.р.(ТО)}}{I_{c.р.(МТЗ)}} \quad (137)$$

$$K = \frac{3,8}{0,68} = 5,63 \approx 6$$

10.6 Выбор источников оперативного тока

Для источника оперативного тока используем трансформаторы тока (ТТ) и напряжения (ТН), т.е. используем источники переменного оперативного тока.

Трансформаторы тока считаются надежными источниками питания оперативных цепей для защиты от КЗ и перегрузок. Трансформаторы напряжения нельзя применять для питания оперативных цепей защит от коротких замыканий, т.к. при КЗ напряжение резко снижается, и релейная защита не придет в действие. ТН могут применяться при повреждениях и ненормальных режимах, которые не сопровождаются глубоким снижением напряжения в сети (защита от перегрузки, от замыканий на землю, повышения напряжения, понижения частоты и т.д.).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе была реконструирована система электроснабжения нефтеперекачивающей станции НПС-21 Сковородино ООО «Транснефть – Восток»

В выпускной квалификационной работе выполнены следующие основные задачи:

- дана характеристика района НПС и оборудования;
- рассчитаны нагрузки;
- разработан вариант схемы электроснабжения;
- выполнено проектирование КТП и ЗРУ;
- произведены расчеты токов короткого замыкания для выбора и проверки электрооборудования, в том числе для расчета и проверки уставок устройств релейной защиты и автоматики.
- произведен расчет заземления ОРУ;
- рассмотрены вопросы по безопасности выполняемых работ при эксплуатации электрооборудования.

Таким образом, проведенная реконструкция электрической сети обеспечивает эффективное и надежное электроснабжения потребителя – НПС-21 Сковородино.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Колпаков, Л.Г. Насосы нефтеперекачивающих станций // Кавитация, режимы работы, регулирование. - 1982. - С. 20-25.
- 2 Мастобаев, Б.Н. Эксплуатация насосных станций / Б.Н. Мастобаев, И.М. Руфанова. - М.: Нефтяная промышленность. - 2000. - 135 с.
- 3 Козлов А.Н. Релейная защита и автоматика электроэнергетических систем. Электроавтоматика/ А.Н. Козлов, А.Г. Ротачева. – М.: Благовещенск: АмГУ, 2006. – 94 с.
- 4 Электротехнический справочник, Т 3/ Под общ. ред. профессоров МЭВ Г. Герасимова и др. – М. : Изд-во МЭИ, 2002.
5. Червяков Д. М. , Ведерников В. А. Пособие к курсовому и дипломному проектированию по электроснабжению предприятий нефтяной и газовой промышленности: Учеб. пособ. – Тюмень, ТюмГНГУ, 1996. – 119 с.
- 6 Библия электрика: ПУЭ, МПОТ, ПТЭ. – М. : Эксмо, 2012. – 752 с.
- 7 Идельчик, В.И. Электрические системы и сети : учеб. пособие / В.И. Идельчик. – М. : Энергоатомиздат, 2009. – 592 с.
- 8 Файбисович, Д.Л. Укрупненные стоимостные показатели электрических сетей 35 – 1150 кВ. / Д.Л. Файбисович, И.Г. Карапетян. – М. : ЭНАС, 2012. – 376 с.
- 9 Экономика промышленности: Учебное пособие для вузов. – В 3-х томах. Т 2 Экономика и управление энергообъектами. Кн. 1. М.: Издательство МЭИ, 1998.
- 10 Конюхова, Е.А. Электроснабжение объектов./Е.А. Конюхова – М. : Изд-во «Мастерство», 2002. – 320 с.
- 11 Мясоедов, Ю. В. Проектирование электрической части электростанций и подстанций / Ю.В. Мясоедов ,Н.В. Савина, А.Г. Ротачёва. – Благовещенск: АмГУ, 2007. – 139 с.

12 Фёдоров А.А., Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования по электроснабжению промышленных предприятий / А.А. Фёдоров, Л.Е. Старкова – М. : Энергоатомиздат, 1987. – 368 с.

13 Лисин, Ю.В. Система организации работ по охране труда и промышленной безопасности на нефтепроводном транспорте. - М.: Недра, 1999. - 172 с.

14 Электротехнический справочник. Т 3. Кн. 1. Производство и распределение электрической энергии/Под общей ред. профессоров МЭИ И.Н. Орлова и др. М. : Энергоатомиздат, 2002. – 964 с.

15 Судаков, Г.В. Оценка экономической эффективности проектов по строительству, реконструкции и модернизации систем электроснабжения объектов: Учебное пособие / Г.В. Судаков – Благовещенск: АмГУ, 2006.–189 с.

16 СТО 56947007 – 29.240.30.010 – 2008 «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения» введён 20.12.2010.

17 СТО 56947007 – 29.240.10.028 – 2009 «Нормы технического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 37 – 750 кВ» введён 13.04.2009.

18 ГОСТ Р 54149-2010 Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения.

19 СНиП 23-05-95 «Естественное и искусственное освещение».

20 Андреев, В.А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения: Учебник для вузов / В.А. Андреев – 6-е изд., стер. – М. : «Высшая школа», 2008. – 639 с.

21 Иманов, Г.М. Методика выбора нелинейных ограничителей, необходимых для защиты изоляции сетей низкого, среднего, высокого и сверхвысокого напряжения трехфазного переменного тока / Г.М. Иманов, Ф.Х. Халилов, А.И. Таджибаев – Санкт - Петербург: Изд-во ПЭИПК, 2004. – 31 с.