

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики
Направление подготовки 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»
Направленность (профиль) программы «Электрические станции»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« ____ » _____ 2016г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Проектирование электрической части подстанции напряжением 220 кВ
НПС-29 в Амурской области.

Исполнитель
студент группы 242-об1

подпись, дата

Л. Н. Калиниченко

Руководитель
профессор, канд. техн.
наук

подпись, дата

Ю. В. Мясоедов

Нормоконтроль
доцент, канд. тех. наук

подпись, дата

А. Н. Козлов

Благовещенск 2016

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 100 с., 13 рисунков, 22 таблицы, 15 источников, 2 приложения.

ПОДСТАНЦИЯ, ТРАНСФОРМАТОР, ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СХЕМА, ТОКИ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ, ЗАЗЕМЛЕНИЕ, МОЛНИЕЗАЩИТА.

В данной работе выполнено обоснование проектирования подстанции 220 кВ НПС-29, строительство которой запланировано в связи с расширением трубопроводной системы «Восточная Сибирь – Тихий океан».

Произведен расчёт токов короткого замыкания и рабочих токов, приведен выбор количества и типов трансформаторов. Выбрано электрооборудование. Рассчитана и выбрана релейная защита сети. Произведен расчет молниезащиты, заземления и грозоупорности подстанции. Рассмотрены вопросы электробезопасности и экологичности проекта.

СОДЕРЖАНИЕ

Перечень условных обозначений	5
Введение	6
1 Характеристика района проектирования	8
2 Выбор схемы присоединения к сети и электрической схемы	10
3 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов	14
4 Расчёт токов короткого замыкания	17
4.1 Расчёт токов короткого замыкания	17
4.2 Расчёт рабочих токов	23
5 Выбор электрического оборудования	24
5.1 Выбор выключателей	25
5.2 Выбор разъединителей	28
5.3 Выбор трансформаторов тока	29
5.4 Выбор трансформаторов напряжения	33
5.5 Выбор шинных конструкций	35
5.6 Выбор изоляторов	37
5.7 Выбор ОПН	38
5.8 Выбор высокочастотных заградителей, конденсаторов связи и фильтров присоединения	41
6 Заземление и молниезащита	44
6.1 Общие положения	44
6.2 Расчёт молниезащиты	45
6.3 Расчёт заземлителя	48
6.4 Анализ грозоупорности	51
7 Релейная защита и автоматика	53
7.1 Назначение релейной защиты	53
7.2 Релейная защита трансформатора	53
7.2.1 Требования к защите трансформаторов	53
7.2.2 Расчёт релейной защиты трансформатора	55

7.3 Релейная защита линий 220 кВ	67
7.4 Автоматика управления выключателем (АУВ)	72
8 Экономика	76
9 Безопасность и экологичность	78
9.1 Меры безопасности	78
9.2 Экологичность проекта	79
9.3 Обеспечение пожарной безопасности	83
Заключение	86
Библиографический список	87
Приложение А. Расчёт токов КЗ в программе Mathcad 15.0	89
Приложение Б. Расчёт молниезащиты, заземления и грозоупорности в программе Mathcad 15.0	95

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

ВЛ – воздушная линия;

ОРУ – открытое распределительное устройство;

ВН – высшее напряжение;

КЗ – короткое замыкание;

НН – низшее напряжение;

ОПН – ограничитель перенапряжений нелинейный;

РЗ – релейная защита;

ТТ – трансформатор тока;

ТН – трансформатор напряжения;

АУВ – автоматика управления выключателем.

ВВЕДЕНИЕ

Трубопроводная система Восточная Сибирь – Тихий океан была построена в соответствии с распоряжением правительства РФ от 31 декабря 2004 года. Цель проекта – обеспечение транспортировки нефти месторождений Восточной Сибири и Дальнего Востока на российские нефтеперерабатывающие заводы и на экспорт в страны Азиатско-Тихоокеанского региона через порт Козьмино. Первая очередь ВСТО была введена в декабре 2009 года. Вторая очередь ВСТО сдана в эксплуатацию 25 декабря 2012 года.

К 2020 году ОАО «АК «Транснефть» планирует увеличить мощность ВСТО-1 до 80 млн тонн в год, а ВСТО-2 – до 50 млн тонн в год. Первым этапом станет строительство нефтеперекачивающей станции (НПС) №29.

Строительство и ввод в эксплуатацию НПС №29 позволит увеличить пропускную способность ВСТО-2 с 30 миллионов тонн нефти в год до 36,7 миллионов тонн нефти в год. Запланированная мощность в 50 миллионов тонн в год будет достигнута после завершения строительства НПС № 23, 26 и 32 и ввода их в эксплуатацию.

Расширение трубопроводной системы «Восточная Сибирь – Тихий океан» играет большую роль в развитии региона и в частности в развитии компании ОАО «Транснефть». Строительство такого объекта, как НПС-29, требует реализации масштабных инвестиционных программ. Следствием их реализации является привлечение в регион определённого капитала, появление новых рабочих мест, увеличение экономической значимости региона.

Повышение мощности трубопровода позволяет увеличить объем продаж нефти в страны тихоокеанского региона, сильнее укрепиться на тихоокеанском нефтяном рынке. Высокий объем продаж способствует большему денежному потоку в регион и в страну в целом.

Функционирование НПС-29 будет невозможно без снабжения электрической энергией оборудования, расположенного на ней. Вопрос проектирования электрической части подстанции, питающей оборудование нефтеперекачиваю-

щей станции является одним из наиболее важных и актуальных при её проектировании.

Факты, которые приведены выше, доказывают актуальность строительства НПС-29 и актуальность проектирования электрической части станции, без которой невозможна её работа.

Строительство НПС-29 планируется в районе посёлка Архара Амурской области. Станция будет встроена в участок трубопроводной системы между действующими НПС-27 и НПС-30.

Целью данной работы является проектирование электрической части нефтеперекачивающей станции № 26 в Амурской области.

Задачи проекта:

- 1) Провести расчет электрических нагрузок.
- 2) Разработать электрическую схему подстанции НПС-29, удовлетворяющую требованиям надёжности.
- 3) Рассчитать токи короткого замыкания, выбрать оборудование.
- 4) Выбрать и рассчитать релейную защиту на подстанции.
- 5) Рассчитать заземление и молниезащиту подстанции.
- 6) Рассмотреть безопасность и экологичность проекта.
- 7) Произвести экономический анализ.

При выполнении работы использовались такие средства программного обеспечения как : пакет Microsoft Office 2007 (в том числе Microsoft Visio 2007), Mathcad 15.0.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ПРОЕКТИРОВАНИЯ

Строительство промежуточной нефтеперекачивающей станции (НПС) № 29 планируется в Архаринском районе Амурской области в 35 км от посёлка Архара.

Архаринский район занимает крайний юго-восток Амурской области, в бассейнах рек Амур, Архара, Буряя. Площадь района — 14,6 тысяч км², лесами покрыто 7,9 тыс. км. Граничит на северо-западе и западе с Бурейским районом Амурской области, на востоке с Верхнебуреинским районом Хабаровского края, на юго-востоке с Облученским районом Еврейской автономной областью, на юго-западе и юге — государственная граница с КНР.

Климат на территории Архаринского района характеризуется холодной, малоснежной, ветреной зимой и теплым дождливым летом. В зимние месяцы температура воздуха иногда опускается до – 50 градусов. Осадков в это время выпадает мало. Средняя высота снежного покрова на юге составляет 20 см (Архара), на севере – 33 см (Пайкан). Летом теплые южные материковые ветры приносят большое количество осадков, особенно во второй половине. За три месяца (июнь – август) их выпадает до 60% годовой суммы. В летний период часто бывают грозы, туманы (особенно в северной части), иногда град. Климат в северной гористой части он более суров, чем в южной равнинной.

Рельеф Архаринского района формируют отроги Буреинского хребта и часть Зейско-Буреинской равнины, которая представлена Архаринской низменностью.

На территории Архаринского района распространены следующие типы почв: буротаежные, лугово-черноземовидные, лугово-болотные, буро-лесные, и болотные.

Экономический профиль района – сельское хозяйство.

Таблица 1 – Климатическая характеристика региона

Характеристика	Значение
Среднегодовая температура января:	-26,7°С
Среднегодовая температура июля:	20,7°С
Район по ветру	II
Скорость ветра	29 м/с
Район по гололеду	IV
Толщина стенки гололеда	25 мм
Толщина промерзания грунта	2 м
Число грозных часов	от 40 до 60 часов

2 ВЫБОР СХЕМЫ ПРИСОЕДИНЕНИЯ К СЕТИ И ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СХЕМЫ

В районе строительства НПС-29 проходит транзит электроэнергии по ЛЭП напряжением 220 кВ. Ближайшие к месту предполагаемого строительства НПС-29 объекты - ПС 220 кВ Архара и Нижне-Бурейская ГЭС, РУ которой выполнено в виде КРУЭ 220 кВ. Подстанция Архара питается по линиям 220 кВ от Райчихинской ГРЭС.

Проведя анализ существующих электрических сети района строительства НПС-29, можно сделать вывод, что в районе преобладают сети напряжением 220 кВ. Ввиду этого, принимаем напряжение питающей сети равным 220 кВ. Для сети низкого напряжения применяем напряжение 10 кВ, как более экономичное.

Электропитание подстанции 220 кВ НПС-29 будет осуществляться от Нижне-Бурейской ГЭС и подстанции "Архара" по линиям электропередачи 220 кВ.

Выбор главной схемы электрических соединений подстанции следует производить с учетом следующих факторов: типа проектируемой подстанции; числа силовых трансформаторов; категорийности потребителей электроэнергии по надежности электроснабжения; количества питающих линий и отходящих присоединений; удобства эксплуатации; уровней напряжения и др. Поскольку НПС-29 включает в себя потребителей первой и особой группы по надёжности, для электроснабжения нагрузки станции необходимо применять двухтрансформаторные подстанции. Учитывая все перечисленные факторы, выбираем схему четырехугольника [3].

Схема четырехугольника экономична (четыре выключателя на четыре присоединения), позволяет производить опробование и ревизию любого выключателя без нарушения работы ее элементов. Схема обладает высокой надёжностью. Отключение всех присоединений маловероятно, оно может произойти при совпадении ревизии одного из выключателей, повреждении линии и отказе выключателя во второй цепи. В цепях присоединений линий разъедини-

телей не устанавливают, что упрощает конструкцию ОРУ. При ремонте линии W2 отключают выключатели Q3, Q4 и разъединители, установленные в сторону линий. Связь оставшихся в работе присоединений W1, T1 и T2 осуществляется через выключатели Q1, Q2. Если в этот период повредится T1, то отключится выключатель Q2, второй трансформатор T2 и линия W1 останутся в работе, но транзит мощности будет нарушен [3].

Схема присоединения ПС 220 кВ НПС-29 представлена на рисунке 1.

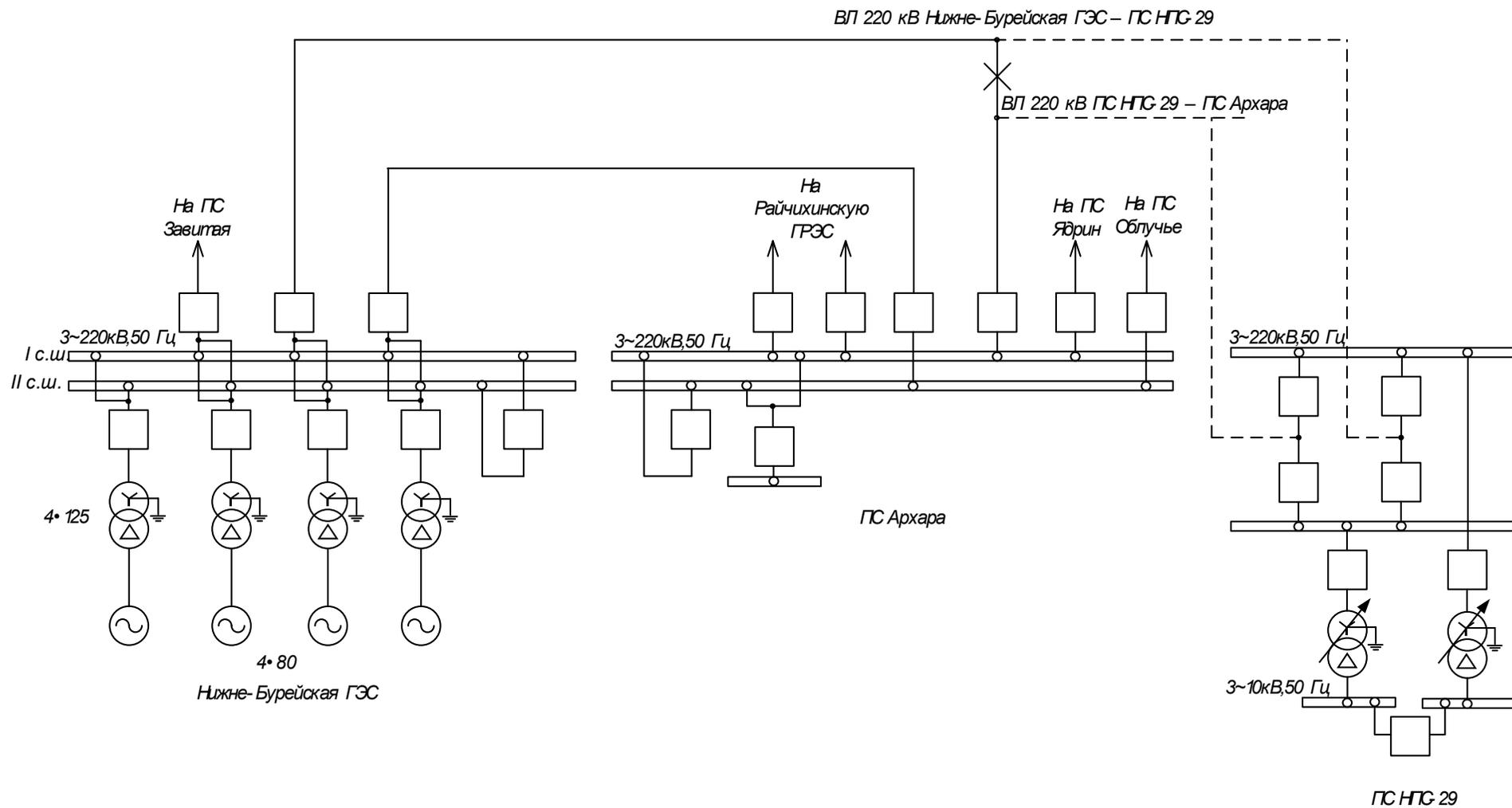


Рисунок 1 - Схема присоединения ПС 220 кВ НПС-29 к сети

Принципиальная схема электрических соединений показана на рисунке 2.

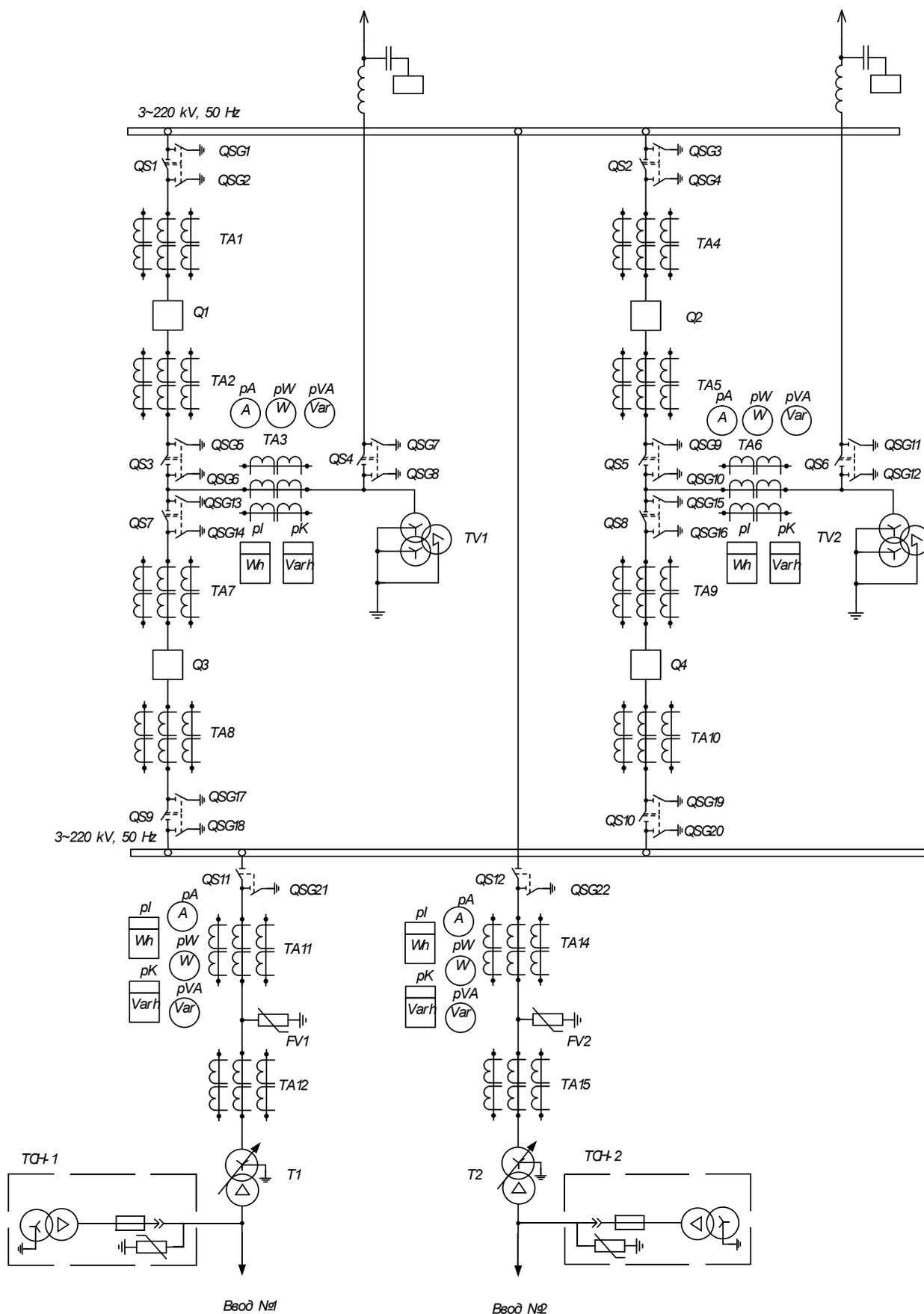


Рисунок 2 - Схема четырехугольника на 220 кВ

3 ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Для того, чтобы определить мощность трансформаторов на подстанции, необходимо рассчитать нагрузку на шинах 10 кВ.

Промежуточная нефтеперекачивающая станция призвана обеспечивать давление внутри нефтепровода, необходимое для перекачки нефти. На НПС № 29 будут построены магистральная насосная станция, узел запорной арматуры, фильтр-грязеуловитель, операторная, дизельная подстанция и т.д [15].

Таблица 2 - Характеристика потребителей

Наименование электроприёмника	Руст, кВт	Ки	Uном, кВ	tg φ
1	2	3	4	5
Магистральная насосная станция (4 насоса с СД по 8000 кВт)	32000	0,8	10	0,4
Узел запорной арматуры	100	0,8	10	0,4
Фильтр-грязеуловитель	220	0,8	10	0,4

Коэффициент реактивной мощности определен в соответствии с приказом № 49 "Минпромэнерго" о компенсации реактивной мощности.

Расчетные мощности рассчитываются методом коэффициента использования. Этот метод состоит в нахождении расчетных нагрузок через коэффициент использования. Для имеющихся в насосном цехе высоковольтных двигате-

лей магистральных центробежных насосов, расчетные мощности определяются по следующим формулам [5] :

$$P_{расч} = P_{уст} \cdot K_{И}, \quad (1)$$

где $K_{И}$ - коэффициент использования.

$$P_{расч} = 32000 \cdot 0.8 = 25600 \text{ кВт.}$$

$$Q_{расч} = P_{расч} \cdot tg\varphi, \quad (2)$$

$$Q_{расч} = 25600 \cdot 0.4 = 10240 \text{ квар.}$$

Суммарную нагрузку находим по формулам:

$$P_{расч} = \sum_{i=1}^n P_{уст\ i} \cdot K_{И}, \quad (3)$$

$$Q_{расч} = \sum_{i=1}^n P_{расч} \cdot K_{И} \cdot tg\varphi. \quad (4)$$

$$P_{расч} = 32000 \cdot 0.8 + 100 \cdot 0.8 + 220 \cdot 0.8 = 25856 \text{ кВт};$$

$$Q_{расч} = 25600 \cdot 0.4 + 128 \cdot 0.4 + 128 \cdot 0.4 = 10342 \text{ квар.}$$

Расчётную мощность трансформаторов определяем по формуле:

$$S_{тр.расч} = \frac{\sqrt{P_{расч}^2 + Q_{расч}^2}}{N_{тр} \cdot K_з}, \quad (5)$$

где $N_{тр}$ - число трансформаторов на подстанции, равное двум,

$K_з$ - коэффициент загрузки, равный 0,7 для двухтрансформаторной подстанции.

$$S_{тр} = \frac{\sqrt{25856^2 + 10342^2}}{2 \cdot 0.7} = 19891.2 \text{ кВА.}$$

Исходя из условия, что мощность трансформатора должна быть больше расчётной мощности, выбираем трансформатор ТДН-25000/220, технические характеристики которого приведены в таблице 3.

Таблица 3 - Технические характеристики трансформатора ТДН-25000/220

Наименование	Сном, МВА	Пределы регулиру- рования	U _{н.в.н.} , кВ	U _{н.н.н.} , кВ	U _к , %	ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	I _х , %
ТДН-25000/220	25	±12*1%	230	11	10,5	120	22	0,3

4 РАСЧЁТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

4.1 Расчёт токов короткого замыкания

Расчет токов короткого замыкания проведем в относительных единицах. Расчетный вид КЗ – трехфазное короткое замыкание, по которому проверяются электродинамическая устойчивость выключателей, а также термическая устойчивость токоведущих частей электроустановок и аппаратов. При расчете токов КЗ вводятся допущения, которые упрощают расчеты и не вносят существенных погрешностей [4]:

- намагничивающими токами силовых трансформаторов пренебрегают;
- не учитывается емкостная проводимость линий;
- трёхфазную система считается симметричной;
- принимается, что фазы ЭДС генераторов не изменяются (отсутствует качание генераторов) в течение процесса короткого замыкания;
- не учитывается насыщение магнитных систем, что позволяет считать постоянными и не зависящими от тока индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи;

Перечисленные допущения приводят к некоторому преувеличению токов короткого замыкания, но погрешность не превышает 10 %, что принято считать допустимым).

Для расчёта токов короткого замыкания необходимо задаться базисными значениями мощности и напряжения. За базисное напряжение принимают напряжение сети в которой происходит расчётное КЗ. Базисную мощность можно принять равной 1000 МВА, 100 МВА или равной мощности трансформаторов [4].

Для расчета токов КЗ составим схему замещения ПС 220 кВ НПС-29 с обозначенными на ней точками КЗ, которая представлена на рисунке 3.

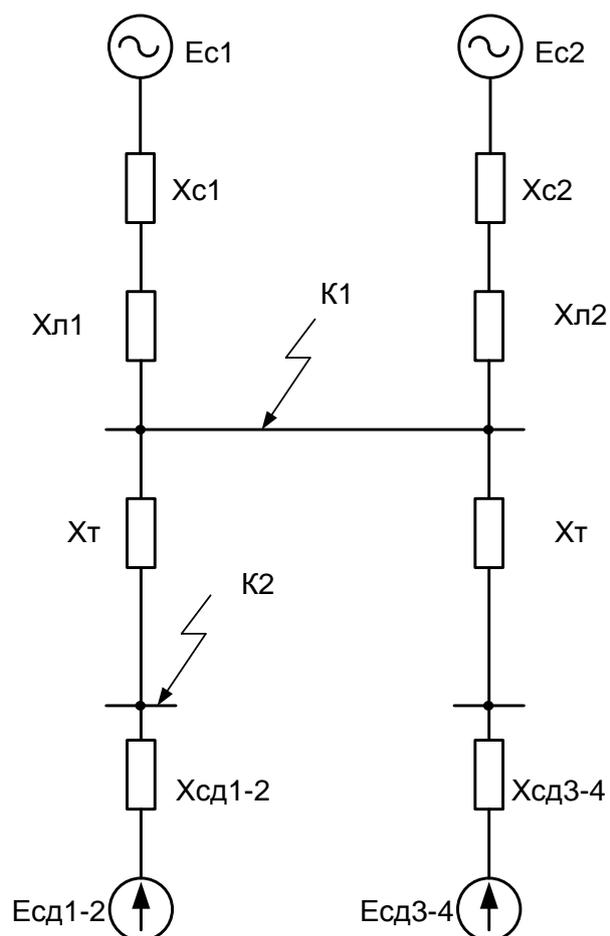


Рисунок 3 - Схема замещения ПС 220 кВ НПС-29

Базисную мощность принимаем равной 1000 МВА.

Рассчитываем первую точку короткого замыкания (К1).

$$U_{\delta} = 230 \text{ кВ.}$$

Находим базисный ток по формуле [4]:

$$I_{\delta} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta}}, \quad (6)$$

$$I_{\delta} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 2.51 \text{ кА.}$$

Рассчитываем сопротивления всех элементов схемы замещения, приведенные к базисным условиям.

Сопротивление воздушных линий, о.е :

$$x_{*л} = \frac{S_{\delta} \cdot x_{уд} \cdot l_{л}}{U_{\delta}^2}, \quad (7)$$

где x_{y0} - удельное сопротивление линии, Ом/км;

l_l - длина линии, км.

$$x_{*л1} = \frac{1000 \cdot 0.4 \cdot 34}{230^2} = 0.257 .$$

$$x_{*л2} = \frac{1000 \cdot 0.4 \cdot 112}{230^2} = 0.847 .$$

Сопротивление трансформатора, о.е. [4]:

$$x_{*т} = \frac{U_{k,\%}}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{ном.т}} , \quad (8)$$

$$x_{*т} = \frac{10.5}{100} \cdot \frac{1000}{25} = 4.2 .$$

Сопротивление системы, о.е. :

$$x_{*с} = \frac{S_{\sigma}}{S_{сис}} , \quad (9)$$

где $S_{сис}$ - мощность системы, МВА.

Ожидаемая мощность систем: $S_{сис1} = 2900$ МВА, $S_{сис2} = 2500$ МВА.

$$x_{*с1} = \frac{1000}{2900} = 0.345 .$$

$$x_{*с2} = \frac{1000}{2500} = 0.4 .$$

Параметры синхронного двигателя: $x_{сд} = 0.2$; $E_{*сд} = 1.1$; $S_n = 17.654$ МВА.

Сопротивление синхронных двигателей, о.е. :

$$x_{*сд1-2} = x_{сд} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_n} , \quad (10)$$

$$x_{*н1} = 0.2 \cdot \frac{1000}{17.654} = 11.329 ;$$

$$x_{*н2} = x_{*н1} . \quad (11)$$

Произведем преобразование схемы замещения для расчёта тока КЗ. Преобразование показано на рисунке 4.

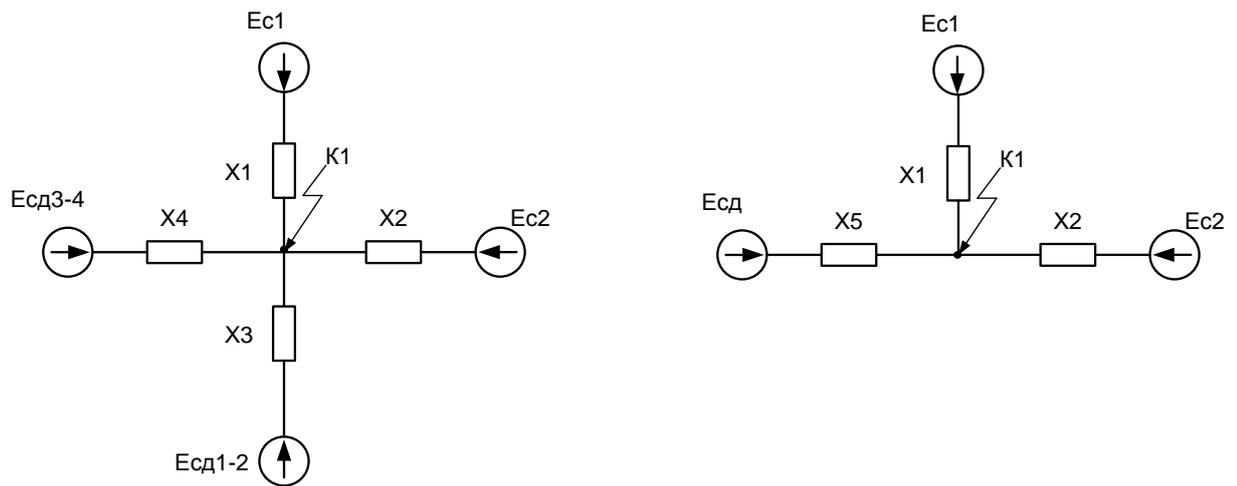


Рисунок 4 - Преобразование схемы замещения

$$x_{*1} = x_{*c1} + x_{*л1} , \quad (12)$$

$$x_{*1} = 0.345 + 0.257 = 0.602 \text{ о.е.}$$

$$x_{*2} = x_{*c2} + x_{*л2} , \quad (13)$$

$$x_{*1} = 0.4 + 0.847 = 1.247 \text{ о.е.}$$

$$x_{*3} = x_{*m} + x_{*сД1-2} , \quad (14)$$

$$x_{*3} = 4.2 + 11.329 = 15.529 \text{ о.е.}$$

$$x_{*4} = x_m + x_{*сД3-4} , \quad (15)$$

$$x_{*4} = 4.2 + 11.329 = 15.529 \text{ о.е.}$$

$$x_{*5} = \frac{x_4 \cdot x_3}{x_4 + x_3}, \quad (16)$$

$$x_{*5} = \frac{15.529 \cdot 15.529}{15.529 + 15.529} = 7.764 \text{ о.е.}$$

$$E_{*CD} = \frac{E_{*CD1-2} \cdot x_4 + E_{*CD3-4} \cdot x_3}{x_4 + x_3}, \quad (17)$$

$$E_{*H} = \frac{1.1 \cdot 15.529 + 1.1 \cdot 15.529}{15.529 + 15.529} = 1.1 \text{ о.е.}$$

Периодическая составляющая тока короткого замыкания рассчитывается следующим образом [4]:

$$I_{no}^{(3)} = \frac{E}{x} \cdot I_{\sigma}. \quad (18)$$

$$I_{n0cuc1}^{(3)} = \frac{E_{*cuc1}}{x_{*1}} \cdot I_{\sigma}, \quad (19)$$

$$I_{n0cuc1}^{(3)} = \frac{1}{0.602} \cdot 2.51 = 4.17 \text{ кА.}$$

$$I_{n0cuc2}^{(3)} = \frac{E_{*cuc2}}{x_{*2}} \cdot I_{\sigma}, \quad (20)$$

$$I_{n0cuc2}^{(3)} = \frac{1}{1.247} \cdot 2.51 = 2.013 \text{ кА.}$$

$$I_{n0CD}^{(3)} = \frac{E_{*CD}}{x_{*5}} \cdot I_{\sigma}, \quad (21)$$

$$I_{n0CD}^{(3)} = \frac{1.1}{7.764} \cdot 2.51 = 0.356 \text{ кА.}$$

Результирующий ток находится путём сложения тока подпитки точки КЗ от системы и СД:

$$I_{n0\Sigma}^{(3)} = I_{n0cuc1}^{(3)} + I_{n0cuc2}^{(3)} + I_{n0CD}^{(3)}, \quad (22)$$

$$I_{n0\Sigma}^{(3)} = 4.17 + 2.013 + 0.356 = 6.539, \text{ кА.}$$

Ударный ток определяется по формуле:

$$i_{y\partial}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot I_{n0}^{(3)} \cdot k_{y\partial}, \quad (23)$$

где $k_{y\partial}$ - ударный коэффициент.

$$i_{y\partial.cuc1}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 4.17 \cdot 1.801 = 10.62 \text{ кА;}$$

$$i_{y\partial.cuc2}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 2.013 \cdot 1.801 = 5.127 \text{ кА;}$$

$$i_{y\partial.CD}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 0.356 \cdot 1.779 = 0.895 \text{ кА.}$$

$$i_{y\partial\Sigma}^{(3)} = i_{y\partial.cuc1}^{(3)} + i_{y\partial.cuc2}^{(3)} + i_{y\partial.CD}^{(3)}, \quad (24)$$

$$i_{y\partial\Sigma}^{(3)} = 10.62 + 5.127 + 0.895 = 22.135 \text{ кА.}$$

Апериодическая составляющая тока КЗ:

$$i_{a0\Sigma}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot \left(I_{n0cuc1}^{(3)} \cdot e^{\frac{-0.01}{T_{a.cuc1}}} + I_{n0cuc2}^{(3)} \cdot e^{\frac{-0.01}{T_{a.cuc2}}} + I_{n0CD}^{(3)} \cdot e^{\frac{-0.01}{T_{a.CD}}} \right), \quad (25)$$

$$i_{a0\Sigma}^{(3)} = \sqrt{2}(4.17 \cdot e^{\frac{-0.01}{0.045}} + 2.013 \cdot e^{\frac{-0.01}{0.045}} + 0.356 \cdot e^{\frac{-0.01}{0.04}}) = 7.394 \text{ кА.}$$

Подробный расчёт приведен в приложении А. Результаты расчёта сведены в таблицу 4.

Таблица 4 - Результаты расчёта токов короткого замыкания

Точка КЗ	$I_{n0}^{(3)}$, кА	$i_{a0}^{(3)}$, кА	$i_{y\partial}^{(3)}$, кА
1	6,539	7,394	22,135
2	17,334	19.454	54,327

4.2 Расчёт рабочих токов

Максимальный рабочий ток рассчитывается по формуле [5]:

$$I_{\text{раб.макс}} = \frac{S_{\text{нагр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (26)$$

где $S_{\text{нагр}}$ - мощность нагрузки, МВА;

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

Максимальный рабочий ток на ВН трансформатора:

$$I_{\text{раб.макс}}^c = \frac{S_{\text{тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (27)$$

где $S_{\text{тр}}$ - мощность трансформатора.

$$I_{\text{раб.макс}}^m = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 220} = 66 \text{ А.}$$

Рабочий ток со стороны системы по данным ПАО "ФСК ЕЭС" составляет 870 А.

5 ВЫБОР ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Электрическое оборудования выбирается в основном по номинальному току, номинальному напряжению, роду установки (внутренней или наружной) и проверяется на термическую и динамическую устойчивости. Для отдельных видов оборудования, например, для выключателей производится проверка на отключающую способность, для трансформаторов тока и напряжения - на соблюдение класса точности [1].

При выборе по номинальному напряжению должно соблюдаться условие:

$$U_{ном.ап} \geq U_{ном.сети} , \quad (28)$$

где $U_{ном.ап}$ - номинальное напряжение электрического аппарата;

$U_{ном.сети}$ - номинальное напряжение сети.

Значения напряжений у выбираемых аппаратов не должны быть больше напряжений цепей, в которых эти аппарата устанавливаются.

При выборе по номинальному току требуется соблюдение условия:

$$I_{ном.ап} \geq I_{раб.макс} , \quad (29)$$

где $I_{раб.макс}$ - максимально возможный рабочий ток присоединения.

Ток нагрузки, протекающий через аппарат, не должен превышать значение тока, указанного в каталожных данных аппарата.

Выбранные предварительно аппараты, проверяются на термическую и электродинамическую устойчивость токам короткого замыкания. За расчётный вид КЗ принимается трёхфазное короткое замыкание.

Для большинства аппаратов должно выполняться условие электродинамической устойчивости [5]:

$$i_{сквоз} \geq i_{уд}^{(3)} , \quad (30)$$

где $i_{сквоз}$ - максимально допустимое значение сквозного тока аппарата.

Для проверки аппаратов на термическую стойкость необходимо знать величину теплового импульса КЗ, которые характеризует количество выделяющегося количества тепла в аппарате и проводнике за время $t_{откл}$.

$$B_k = I_{n0}^{(3)2} \cdot (t_{откл} + T_a).$$

Проверка на термическую стойкость сводится к выполнению следующего условия [5]:

$$I_{терм}^2 \cdot t_{терм} \geq B_k, \quad (31)$$

где $I_{терм}$ - ток термической устойчивости аппарата;

$t_{терм}$ - время, соответствующее току термической устойчивости.

5.1 Выбор выключателей

Выключатель является основным аппаратом в электрических установках и служит для отключения и включения в цепи в любых режимах: длительная нагрузка, перегрузка, короткое замыкание, холостой ход, несинхронная работа. Наиболее тяжелой и ответственной операцией является отключение токов КЗ и включение на существующее короткое замыкание.

К выключателям высокого напряжения предъявляют следующие требования:

- 1) Надежное отключение любых токов (от десятков ампер до номинального тока отключения);
- 2) быстрота действия, т. е. наименьшее время отключения;
- 3) пригодность для быстросействующего автоматического повторного включения, т.е. быстрое включение выключателя сразу же после отключения;
- 4) возможность пофазного (пополюсного) управления для выключателей 110 кВ и выше;
- 5) легкость ревизии и осмотра контактов;
- 6) взрыво- и пожаробезопасность;
- 7) удобство транспортировки и эксплуатации [1].

Выключатели высокого напряжения выбираются по номинальному току, номинальному напряжению и проверяются по отключающей способности, динамической и термической устойчивости к токам коротких замыканий.

По данным расчета в предыдущем разделе, выбираем выключатели на распределительное устройство 220 кВ марки ВГП-220 II- 40/2500 УХЛ1 - высоковольтный выключатель элегазовый колонковый наружной установки, трёхполюсный. Каждый из трех полюсов выключателей на напряжение 220 кВ имеет собственную раму и управляется своим приводом (выключатель с полюсным управлением).

Включение полюса выключателя на напряжение 220 кВ осуществляется включающими пружинами привода, а отключение - размещенной в раме отключающей пружиной, взводимой в процессе включения (также за счет энергии привода). Выключатель ВГП-220 имеет исполнение с рамами полюсов, предусматривающими монтаж на них трансформаторов тока.



Рисунок 5 - Выключатель ВГП-220 II- 40/2500 УХЛ1

Таблица 5 - Основные технические данные выключателя ВГП-220 II- 40/2500 УХЛ1

Наименование параметра	Ед.измерения	Величина параметра
Номинальное напряжение	кВ	220
Наибольшее рабочее напряжение	кВ	252
Номинальный ток	А	2500
Номинальный ток отключения	кА	40
Параметры сквозного тока короткого замыкания: - наибольший пик - начальное действующее значение периодической составляющей; - ток термической стойкости; - время протекания тока терм.стойкости	кА кА кА с	100 40 40 3
Собственное время отключения	с	0,03 ±0,005
Полное время отключения	с	0,05... 0,055

Таблица 6 - Результаты выбора выключателя ВГП-220 II- 40/2500 УХЛ1

Расчетные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$
$I_{раб.макс} = 870 \text{ А}$	$I_{ном} = 2500 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{раб.макс}$
$I_{н0} = 6.539 \text{ кА}$	$I_{откл} = 40 \text{ кА}$	$I_{откл} \geq I_{н0}$
$i_{уд} = 22.135 \text{ кА}$	$i_{сквоз} = 100 \text{ кА}$	$i_{сквоз} \geq i_{уд}$
$B_{к} = 6.539^2 \cdot (0.05 + 0.01) = 2.566 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{т} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{т} \geq B_{к}$

Выбранный выключатель соответствует всем условиям выбора и проверки.

5.2 Выбор разъединителей

Разъединитель – это контактный коммутационный аппарат, предназначенный для отключения и включения электрической цепи без тока или с незначительным током, который для обеспечения безопасности имеет между контактами в отключенном положении изоляционный промежуток.

Выбор разъединителей проводится аналогично выбору выключателей, но без проверок на отключающую способность т.к. разъединители не предназначены для отключения цепей находящихся под током.

Выбираем разъединители на распределительное устройство 220 кВ серии РПД-220 - разъединитель трёхполюсный, с двумя заземлителями. Управление трёхполюсным разъединителем и каждым из заземлителей осуществляется отдельными моторными приводами (моторный привод снабжен устройством ручного управления). Приводы снабжены электромагнитной блокировкой для предотвращения неправильных операций [1].

Таблица 7 - Основные технические данные разъединителя серии РПД-220

Наименование параметра	Единицы измерения	Величина параметра
Номинальное напряжение	кВ	220
Наибольшее рабочее напряжение	кВ	252
Номинальный ток	А	1600
Ток термической стойкости	кА	40
Время протекания тока термической стойкости	с	3
Наибольший пик сквозного тока	кА	102

Таблица 8 - Результаты выбора разъединителя серии РПД-220

Расчетные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$
$I_{раб.макс} = 870 \text{ А}$	$I_{ном} = 1600 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{раб.макс}$
$i_{уд} = 22.135 \text{ кА}$	$i_{сквоз} = 102 \text{ кА}$	$i_{сквоз} \geq i_{уд}$
$B_{к} = 6.539^2 \cdot (0.05 + 0.01) = 2.566 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{т} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{т} \geq B_{к}$

Выбранный разъединитель соответствует всем условиям выбора и проверки.

5.3 Выбор трансформаторов тока

Трансформаторы тока для измерений предназначаются для передачи измерительной информации измерительным приборам. Они устанавливаются в цепях высокого напряжения или в цепях с большим током, то есть в цепях, в которых невозможно непосредственное включение измерительных приборов. Ко вторичной обмотке ТТ для измерений подключаются амперметры, токовые обмотки ваттметров, счетчиков и аналогичных приборов. Таким образом, трансформатор тока для измерений обеспечивает:

- 1) преобразование переменного тока любого значения в переменный ток, приемлемый по значению для непосредственного измерения с помощью стандартных измерительных приборов;
- 2) изолирование измерительных приборов, к которым имеет доступ обслуживающий персонал, от цепи высокого напряжения.

Трансформаторы тока для защиты предназначаются для передачи измерительной информации в устройства защиты и управления. Соответственно этому трансформатор тока для защиты обеспечивает:

- 1) преобразование переменного тока любого значения в переменный ток, приемлемый по значению для питания устройств релейной защиты;

2) изолирование реле, к которым имеет доступ обслуживающий персонал, от цепи высокого напряжения [1].

Трансформаторы тока выбираются [5]:

- по напряжению установки;
- по току (номинальный ток должен быть как можно ближе к рабочему току установки, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей);

- по конструкции и классу точности;

- по электродинамической стойкости;

- по вторичной нагрузке.

Вторичная нагрузка R_2 состоит из сопротивления приборов $R_{ПРИБ}$, соединительных проводов $R_{ПР}$ и переходного сопротивления контактов R_K :

$$R_2 = R_{ПРИБ} + R_{ПР} + R_K. \quad (32)$$

Прежде чем начать выбор трансформаторов тока, нужно определить тип и число измерительных приборов, включенных во вторичную цепь и знать длину l соединенных проводов. После этого определяется сопротивление наиболее нагруженной фазы, в соответствии со схемой соединения приборов контроля и учета, считая что $Z_{ПРОВ} = R_{ПРОВ}$.

Таблица 9 – Приборы, подключаемые к трансформатору тока

Наименование прибора	Тип прибора	Нагрузка, ВА		
		А	В	С
Амперметр	Э 350	0	0,5	0
Ваттметр	Д 335	0,5	0	0,5
Варметр	Д 335	0,5	0	0,5
Счетчик АЭ	Альфа	0,12	0	0,12
Счетчик РЭ	Альфа	0,12	0	0,12
Итого		1,24	0,5	1,24

Из таблицы видно, что А и С - наиболее загруженные фазы ТТ. Выбираем марку трансформатора тока. Примем для напряжения 220 кВ трансформатор ТГФМ- 220 УХЛ1.



Рисунок 5 - Трансформатор тока ТГФМ- 220 УХЛ1

Определяем общее сопротивление приборов [5]:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}, \quad (33)$$

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

I_2 - вторичный номинальный ток прибора.

$$r_{\text{приб}} = \frac{1.24}{5^2} = 0.05 \text{ А.}$$

Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{\text{пров}} = r_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}}, \quad (34)$$

где $r_{\text{приб}}$ – суммарное сопротивление последовательно включенных обмоток приборов;

$r_{\text{пр}}$ – сопротивление проводов, соединяющих ТТ с приборами;

$r_{\text{к}}$ – переходное сопротивление контактов (при числе приборов более трёх $r_{\text{к}} = 0,1 \text{ Ом}$).

$$r_{\text{пров}} = 2 - 0.05 - 0.1 = 1.85 \text{ Ом.}$$

Для 220 кВ применяем кабель с медными жилами, ориентировочная длина 100 м, тогда сечение [5]:

$$S_{\text{min}} = \frac{l}{\gamma r_{\text{пр}}} , \quad (35)$$

$$S_{\text{min}} = \frac{100}{54 \cdot 1.85} = 1 \text{ мм}^2.$$

По рассчитанному сечению принимаем провод сечением 2.5 мм².

Проверяем условие выбора трансформатора тока с учетом выбранного сечения:

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{q} , \quad (36)$$

$$r_{\text{пр}} = \frac{0.0175 \cdot 100}{2.5} = 0.7 \text{ Ом.}$$

Таблица 10 – Результаты выбора трансформатора тока ТГФМ-220-1000-2000/5 УХЛ1

Расчетные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_{\text{уст}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$
$I_{\text{раб max}} = 870 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб max}}$
$i_{\text{yd}} = 22.135 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 125 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{yd}}$
$B_{\text{к}} = 2.566 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{т}} = 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{т}} \geq B_{\text{к}}$
$r_2 = r_{\text{пр}} + r_{\text{приб}} + r_{\text{конт}} = 0,85$	$r_{2\text{ном}} = 2,0$	$r_{2\text{ном}} > r_2$

Таблица 11 – Результаты выбора трансформатора тока ТГФМ-220-100-500/5
УХЛ1

Расчетные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$
$I_{раб\max} = 66 \text{ А}$	$I_{ном} = 100 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{раб\max}$
$i_{уд} = 22.135 \text{ кА}$	$i_{дин} = 50 \text{ кА}$	$i_{дин} \geq i_{уд}$
$B_k = 2.566 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_m = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_m \geq B_k$
$r_2 = r_{пр} + r_{приб} + r_{конт} = 0,85$	$r_{2ном} = 2,0$	$r_{2ном} > r_2$

Выбранные трансформаторы тока соответствуют всем условиям выбора и проверки.

5.4 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения устанавливаются в РУ подстанций для питания обмоток напряжения измерительных приборов, аппаратов релейной защиты и автоматики [1].

Выбирают трансформаторы по величине рабочего напряжения распределительного устройства согласно условию (24).

Выбранный трансформатор напряжения проверяют на соответствие классу точности согласно условию:

$$S_{2ном} \geq S_{2расч} \text{ ,} \quad (37)$$

где $S_{2ном}$ - номинальная мощность вторичной обмотки трансформатора;

$S_{2расч}$ - мощность, потребляемая измерительными приборами.

Расчетная нагрузка во вторичной цепи $S_{2расч}$ определяется по известной полной мощности $S_{приб}$ и коэффициенту мощности $\cos\varphi$:

$$S_{2расч} = \sqrt{\left(\sum S_{приб} \cdot \cos\varphi_{приб}\right)^2 + \left(\sum S_{приб} \cdot \sin\varphi_{приб}\right)^2} = \sqrt{P_{приб}^2 + Q_{приб}^2} \text{ .} \quad (38)$$

Выбираем электромагнитный антирезонансный однофазный трансформатор напряжения НАМИ-220 УХЛ1. Трансформатор напряжения НАМИ-220 УХЛ1 предназначен для установки в электрических сетях трехфазного переменного тока. Конструкция каскадная, состоит из двух ступеней в фарфоровых корпусах с металлическими фланцами. Каждая ступень трансформатора оснащена двумя магнитопроводами, закрепленными на соответствующих фланцах. Масляный затвор емкостью 2 л, установленный на каждой из ступеней, предотвращает попадание влаги из атмосферы на внутреннюю изоляцию, дыхательная пробка обеспечивает компенсацию температурных изменений объема масла. Трансформатор и масляный затвор заполнены трансформаторным маслом марки ГК, долив масла осуществляются основной бак каждой ступени через специальные отверстия. На верхней ступени трансформатора закреплена экранное кольцо.



Рисунок 6 - Трансформатор напряжения НАМИ-220 УХЛ1

Таблица 12 – Данные измерительных приборов

Наименование прибора	Тип	Число катушек в приборе	Мощность, потребляемая одной катушкой, ВА	Коэффициент мощности $\cos\varphi$
Вольтметр	Э 335	1	2	1
Счётчик АЭ	Альфа	2	4	0,38
Счётчик РЭ	Альфа	3	4	0,38

Таблица 13 – Результаты выбора трансформатора напряжения НАМИ-220 УХЛ1.

Расчетные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$
$S_{\Sigma прибор} = 22 \text{ ВА}$	$S_{2ном} = 120 \text{ ВА}$	$S_{2ном} > S_{\Sigma прибор}$

Выбранный трансформаторы напряжения НАМИ-220 УХЛ1 соответствует всем условиям выбора и проверки.

5.5 Выбор шинных конструкций

Шины являются жесткими неизолированными проводниками, из которых выполняются сборные шины распределительных устройств, электрическое соединение между аппаратами и присоединение их к сборным шинам.

Материал шин должен удовлетворять ряду требований: обеспечивать необходимую электрическую проводимость, механическую прочность, быть устойчивым к химическим воздействиям окружающей среды, иметь небольшую массу и стоимость. По экономическим соображениям применяют, как правило, шины из алюминия и его сплавов [5].

В РУ 35 кВ и выше применяются гибкие шины, выполненные проводами АС. Гибкие шины и токопроводы обычно крепят на гирляндах подвесных изоляторов с достаточно большим расстоянием между фазами. Так, для сборных

шин приняты расстояния: при 35 кВ – 1,5 м; 220 кВ – 4 м. При таких расстояниях силы взаимодействия между фазами невелики, а поэтому расчета на электродинамическое действие для гибких шин обычно не производят.

Согласно п. 1. 3. 28 ПУЭ // сборные шины электроустановок и ошиновка в пределах ОРУ по экономической плотности тока не выбираются.

Выбор гибких шин производится по [5]:

- допустимому току

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{раб.макс}} \quad (39)$$

- проверка на термическое действие тока КЗ не производится, т.к. ошиновка выполнена голыми проводами на открытом воздухе;

- проверка на электродинамическое действие токов короткого замыкания (на схлестывание) не производится, так как токи короткого замыкания для ОРУ 220 кВ меньше 20 кА;

- по условию короны.

По условию 39 выбираем гибкие шины.

Принимаем провод марки АС - 500/26:

- сечение провода $q = 502 \text{ мм}^2$;

- диаметр провода $d = 30 \text{ мм}$;

- допустимый ток $I_{\text{доп}} = 960 \text{ А}$.

Фазы расположены горизонтально с расстоянием между фазами 400 см.

Разряд в виде короны возникает при максимальном значении начальной критической напряженности электрического поля, кВ/см :

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (40)$$

где m – коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода (для многопроволочных проводов $m=0,82$);

r_0 – радиус провода, см.

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,5}} \right) = 30,9 \text{ кВ/см.}$$

Напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода определяется по выражению [5]:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}}, \quad (41)$$

где U – линейное напряжение, кВ;

D_{cp} – среднее геометрическое расстояние между проводами фаз, см.

При горизонтальном расположении фаз:

$$D - p = 1,26 \cdot D, \quad (42)$$

где D – расстояние между соседними фазами, см.

$$E = \frac{0,354 \cdot 242}{1,5 \cdot \lg \frac{1,26 \cdot 400}{1,5}} = 22,6 \text{ кВ/см.}$$

Провода не будут коронировать если выполняется условие

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0, \quad (43)$$

$$24,18 \leq 27,81.$$

Таким образом, выбранный провод АС - 500/26 проходит по условиям короны.

5.6 Выбор изоляторов

В ОРУ для крепления гибких проводов применяются подвесные изоляторы.

Подвесные изоляторы выбирают [5]:

- по номинальному напряжению: $U_{уст} \leq U_{ном}$.

К установке принимается подвесные полимерные изоляторы типа ЛК 120/220-II. На механическую прочность подвесные изоляторы не проверяются, так как расстояния между фазами принимаются большими и при выборе полимерных изоляторов механические нагрузки уже учтены.

Изоляторы линейные подвесные стержневые полимерные типа ЛК предназначены для изоляции и крепления проводов воздушных линий электропередачи и в распределительных устройствах электростанций и подстанций переменного тока напряжением от 35 до 500 кВ частотой до 100 Гц.

5.7 Выбор ОПН

Нелинейный ограничитель перенапряжений (ОПН) – защитный аппарат, который содержит последовательно или последовательно – параллельно соединенные варисторы и не имеет искровых промежутков [6].

Варистор – часть ограничителя перенапряжений, которая при рабочем напряжении промышленной частоты обладает большим сопротивлением, при перенапряжениях малым сопротивлением. Это достигается благодаря высоко-нелинейной вольтамперной характеристике. Варисторы изготавливаются из керамических материалов, содержащих окись цинка и другие окислы металлов, спеченных вместе.

Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение ($U_{нр0}$) ОПН – наибольшее действующее значение напряжения промышленной частоты, которое может быть приложено непрерывно к ОПН в течение всего срока его службы и не приводит к повреждению или термической неустойчивости ОПН при нормированных воздействиях.

Остающееся напряжение ($U_{ост}$) ОПН – максимальное значение напряжения на ограничителе при протекании через него импульсного тока с данной амплитудой и формой импульса.

Первым, и наиболее важным шагом для выбора ОПН является выбор длительно допустимого рабочего напряжения ограничителя с учетом времени его воздействия.

Главным обстоятельством, определяющим безаварийную работу ОПН, является длительно допустимое рабочее напряжение на аппарате. В Российской Федерации и большинстве стран СНГ оно оговорено директивными документами в рамках соответствующих правил и требований (ПТЭ, ПУЭ, РУ). По этим

требованиям напряжение по подстанциях в нормальном режиме в сетях 110÷220 кВ не должно быть больше, чем $\frac{1.15}{\sqrt{3}}U_{ном}$.

$$U_{НС} = \frac{1.15}{\sqrt{3}} \cdot 220 = 146 \text{ кВ.}$$

Условие выбора следующее [6]:

$$U_{НРО} \geq U_{НС}, \quad (44)$$

где $U_{НС}$ - наибольшее рабочее напряжение сети, равное 146 кВ.

По условию (44) выбираем ограничитель ОПН-У/TEL-220/154 УХЛ1 П фирмы ООО "Таврида-Электрик" [6].

Таблица 14 – Основные характеристики ОПН-У/TEL-220/154 УХЛ1 П.

Тип ОПН	$U_{нро}$, кВ	$I_{ном}$, кА	$U_{ост к}$, при ком- мут.имп.тока 500(1000) А, кВ	$U_{ост г}$, при.имп.тока 5(10) А, кВ	$I_{вб}$, кА	Длина пути утечки, см	Э, кДж Полная энергоём- кость
ОПН-У/TEL- 220/154 УХЛ1	154	10	(386)	460(492)	20	2.25	350

Для исключения взрывного разрушения покрышки ОПН при его внутренних повреждениях необходимо, чтобы нормируемый ток взрывобезопасности ограничителя $I_{вб}$ на 15-20 % превышал наибольший ток короткого замыкания в точке подключения ограничителя [6].

$$I_{вб} \geq (1.15 - 1.20) I_{кз}; \quad (45)$$

20 кА \geq 7.85 кА - условие (45) выполняется.

ОПН обеспечивает защиту от коммутационных перенапряжений, если остающееся напряжение ограничителя при воздействии коммутационного импульса тока $U_{ост к}$ меньше испытательного напряжения коммутационного импульса для защищаемого электрооборудования $U_{ки}$ с запасом 15-20 % :

$$U_{OCT K} \leq U_{KI} / (1.15 - 1.20) . \quad (46)$$

Для электрооборудования 6-220 кВ нормируются одоминутные испытательные напряжения частоты 50 Гц ($U_{исп50}$) [6].

Переход от испытательного напряжения $U_{исп50}$ к выдерживаемому изоляцией электрооборудования уровню коммутационных перенапряжений осуществляется по формуле [6]:

$$U_{KI} = K_I \cdot K_K \cdot \sqrt{2} \cdot U_{исп50} , \quad (47)$$

где K_I - коэффициент импульса, учитывающий упрочнение изоляции при действии короткого импульса, по сравнению с испытательным одоминутным воздействием. Для трансформаторов и электрических машин $K_I=1.35$;

K_K - коэффициент кумулятивности, учитывающий многократность воздействия перенапряжений и возможное старение изоляции. Для трансформаторов и электрических машин $K_K=0.9$.

$$U_{KI} = 1.35 \cdot 0.9 \cdot \sqrt{2} \cdot 325 = 558.4 \text{ кВ.}$$

$$386 \leq \frac{558.4}{1.20} ,$$

$386 < 465.4$ - условие (46) выполняется.

Проверку по энергоёмкости в сетях 110 кВ и выше не производят за исключением следующих случаев:

- установка ОПН на подстанциях с частично разземленной нейтралью трансформаторов;
- на подстанциях без выключателей на стороне высокого напряжения;
- при установке на шинах подстанции батарей конденсаторов или кабельных присоединений.

Таким образом, проверку ОПН по энергоёмкости не производим, т.к. в данном случае установка ограничителя не попадает под перечисленные условия. Однако, при окончательном выборе ОПН необходимо помнить, что с увеличением энергоёмкости ограничителя с одной стороны улучшаются его защитные свойства, с другой - существенно увеличивается его стоимость.

Удельная энергоёмкость выбранного ограничителя определяется по формуле [6]:

$$\mathcal{E}^* = \frac{\mathcal{E}}{U_{ном}} ; \quad (48)$$

$$\mathcal{E}^* = \frac{350}{220} = 1.6 \text{ кДж/кВ.}$$

Выбранный ОПН соответствует первому классу энергоёмкости [6].

Таким образом, выбранный ОПН-У/TEL-220/154 УХЛ1 II соответствует всем условиям выбора и проверки.

5.8 Выбор высокочастотных заградителей, конденсаторов связи и фильтров присоединения

Высокочастотная связь по линиям электропередачи является общепринятым методом организации связи в энергосистемах для передачи голосовой и цифровой информации. Она зарекомендовала себя надежным, универсальным и экономичным видом связи [7].

Организация высокочастотной связи стала возможной благодаря свойству конденсатора беспрепятственно пропускать токи высокой частоты, и создавать высокое сопротивление для токов низкой частоты. Для создания канала ВЧ связи на обоих концах линии устанавливают конденсаторы связи. Конденсаторы связи (далее - КС) предназначены для обеспечения высокочастотной связи на частотах 24 -1500 кГц в линиях электропередачи номинальным напряжением 35-750 кВ переменного тока частоты 50 и 60 Гц.

На фазу линии электропередачи устанавливается один конденсатор СМП (СМПБ) и один конденсатор СМВ (СМБВ) с одинаковой длиной пути утечки и одного вида климатического исполнения.

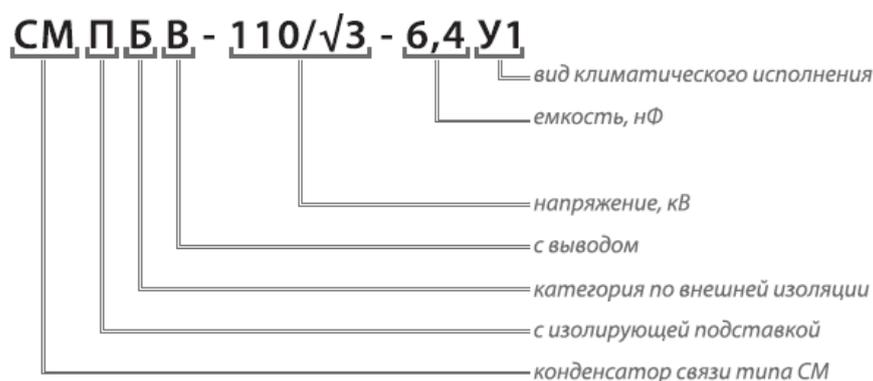


Рисунок 7 - Структура условного обозначения конденсатора связи

По каталогу для 220 кВ выбираем КС в фарфоровых покрышках СМП - 110/√3-6.4 УХЛ1 и СМВ - 110/√3-6.4 УХЛ1. Для КС СМП - 110/√3-6.4УХЛ1 выбираем изолирующую подставку ПИ-2 УХЛ1 [7].

Совместно с высоковольтным конденсатором связи используется фильтр присоединения, который предназначен для присоединения аппаратуры передачи информации (связь, телемеханика, релейная защита, противоаварийная автоматика) к высоковольтным линиям электропередач (ВЛ) напряжением 35-750 кВ, а также к грозозащитным тросам по схеме «провод-земля» или «провод-провод».

Фильтр присоединения (далее – ФП) должен быть рассчитан на номинальную емкость, которая выбирается в соответствии с таблицей 3.1 [7] в зависимости от напряжения ВЛ, для которого этот ФП предназначен. Таким образом, выбираем ФП ФПМ-Рс-3200/20-26.

Высокочастотные заградители используются для создания высокочастотных каналов связи по высоковольтным линиям электропередач (10, 35-750 кВ) для обеспечения передачи сигналов противоаварийной автоматики, релейной защиты, телефонной связи, телемеханики, промодулированных высокой частотой (24-1000 кГц) по фазовому проводу или грозотросу [7].

Функции ВЧ -заградителей:

1 Ослабление шунтирующего действия шин подстанции на параметры линейного тракта канала ВЧ связи.

2 Ослабление шунтирующего действия ответвлений от ВЛ.

3 Заземления грозозащитных тросов на промышленной частоте.

ВЧ - заградители выбираются по номинальному напряжению, номинальному току и проверяются на электродинамическую и термическую стойкость [7].

Таблица 15 – Результаты выбора ВЧ-заградителя ВЗ-1250-0.5

Расчетные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$
$I_{раб\max} = 870 \text{ А}$	$I_{ном} = 1250 \text{ ВА}$	$I_{ном} > I_{раб\max}$
$i_{уд} = 22.135 \text{ кА}$	$i_{дин} = 80 \text{ кА}$	$i_{дин} \geq i_{уд}$
$B_{к} = 2.566 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{м} = 40^2 \cdot 3 = 4800$ $\text{кА}^2\text{с}$	$B_{м} \geq B_{к}$

Как видно из таблицы 15, выбранный ВЧ-заградитель соответствует всем условиям выбора и проверки.

6 ЗАЗЕМЛЕНИЕ И МОЛНИЕЗАЩИТА

6.1 Общие положения

Распределительные устройства (РУ) электрических станций и подстанций с установкой основного оборудования на открытом воздухе (ОРУ).

В процессе эксплуатации возможно возникновение внутренних и грозовых перенапряжений.

Грозовые (атмосферные) перенапряжения возникают при ударе молнии в электроустановку (перенапряжения прямого удара) или вблизи нее в землю (индуцированные). Длительность грозовых перенапряжений - около 100 мкс. Импульсное напряжение при ударе молнии в электроустановку определяется параметрами молнии, геометрическими и конструктивными особенностями объекта, режимом нейтрали и величиной сопротивления заземления. Грозовые перенапряжения являются статистической величиной.

Внутренние перенапряжения делятся на резонансные, возникающие в результате изменения соотношения между индуктивностями и емкостями цепи при неблагоприятном сочетании схемы, параметров и режима сети, и коммутационные, возникающие при различных нормальных и аварийных коммутациях и повреждениях. Резонансные перенапряжения могут существовать длительно, до изменения схемы или режима. Коммутационные имеют длительность от нескольких тысячных до нескольких сотых долей секунды. Значения внутренних перенапряжений зависят от параметров установки и характера коммутации и имеют статистический характер.

Защита от перенапряжений включает в себя комплекс мероприятий, ограничивающих перенапряжения при грозе, коммутациях и повреждениях до уровня, безопасного для работы изоляции и потребителей. В комплекс входит установка молниеотводов (стержневых, тросовых) и выполнение заземления.

Открытые распределительные устройства (ОРУ) защищаются стержневыми молниеотводами. Для защиты шинных мостов и гибких связей большой протяженности могут применяться тросовые молниеотводы [10].

Обычно ОРУ защищаются несколькими молниеотводами. При этом внешняя часть защиты определяется для каждой пары молниеотводов. Заземлители для отвода токов молнии характеризуются импульсным сопротивлением. Заземление молниеотводов ОРУ в большинстве случаев производится путем присоединения их к заземлителю подстанции, который состоит из горизонтальных полос, объединяющих вертикальные электроды и образующих на площади, занимаемой подстанцией, сетку.

При установки на ОРУ отдельно стоящих молниеотводов должны соблюдаться безопасные расстояния по воздуху и в земле от молниеотводов и их заземлителей до частей распределительного устройства [10].

6.2 Расчёт молниезащиты

Необходимо выбрать место установки и высоту молниеотводов – они должны обеспечивать зону защиты на высоте шинных порталов по всей территории ОРУ, также должны быть защищены линейные порталы. Эффективность определенных указанным ниже способом зон защиты молниеотводов подтверждена длительным опытом эксплуатации и оценивается как 0,995.

Расчет молниезащиты зданий сооружений сводится к определению границ зоны защиты молниеотводов, которая представляет собой пространство, защищаемое от прямых ударов молнии. Зона защиты одиночного стержневого молниеотвода высотой менее 150 м представляет собой круговой конус.

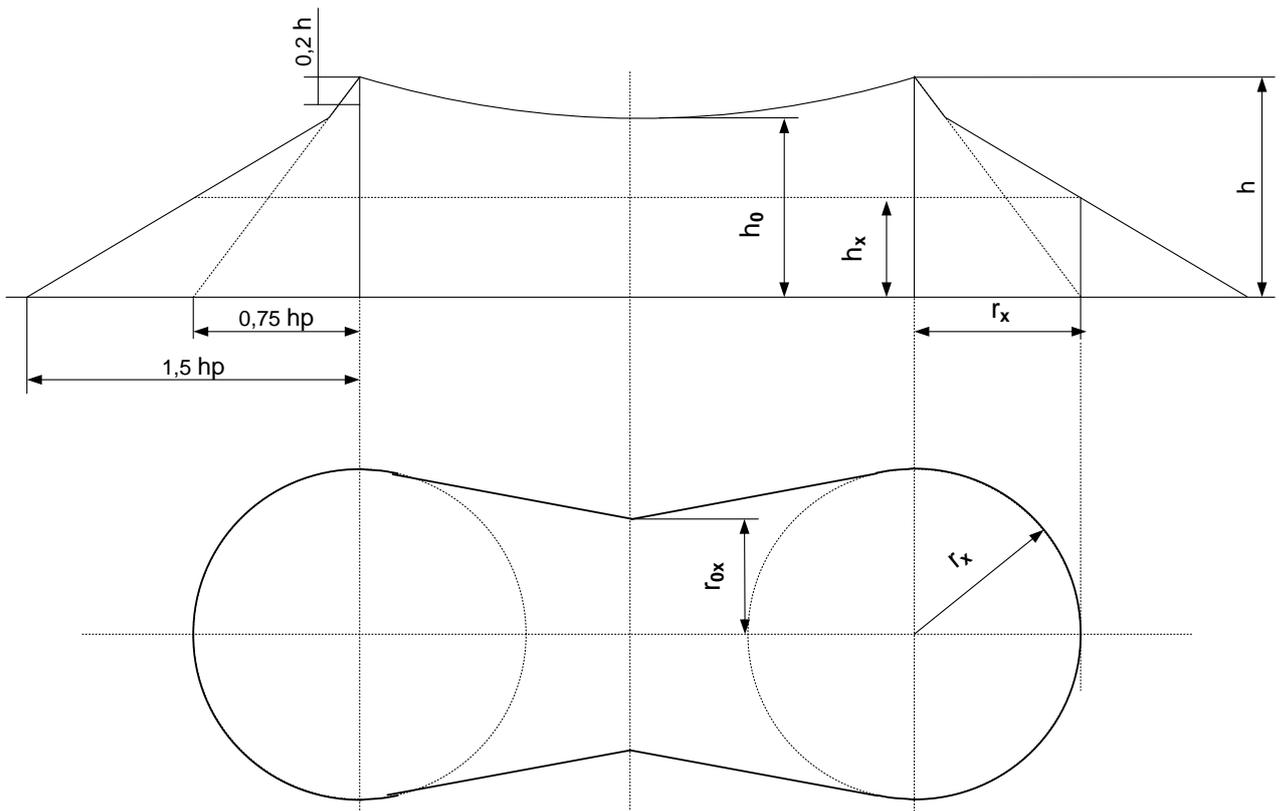


Рисунок 8 - Построение зоны защиты двух стержневых молниеотводов

На ОРУ 220 кВ произведен расчет для зоны защиты типа А с надежностью не менее 0,995 и $U \leq 500$ кВ.

Принимем высоту молниеотвода [10]:

$$H = 30 \text{ м.}$$

Эффективная высота молниеотвода:

$$h_{\text{эф}} = 0,85 \cdot H, \quad (49)$$

$$h_{\text{эф}} = 0,85 \cdot 30 = 25,5 \text{ м.}$$

Радиус зоны защиты на уровне земли:

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot H) \cdot H, \quad (50)$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot 30) \cdot 30 = 31,2 \text{ м.}$$

Половина ширины внутренней зоны на уровне земли при $H < L \leq 2 \cdot H$:

$$r_{\text{с0}} = r_0, \quad (51)$$

$$r_{\text{с0}} = 31,2 \text{ м.}$$

Высота защищаемого объекта:

$h_{x1} = 16,5$ м – на уровне линейного портала;

$h_{x2} = 11$ м – на уровне шинного портала.

Минимальная высота зоны защиты [10]:

$$h_{cx} = h_{\text{эф}} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot H) \cdot (L_{1-2} - H), \quad (52)$$

$$h_{cx} = h_{\text{эф}} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 30) \cdot (46,7 - 30) = 22,5 \text{ м.}$$

Радиус круга зоны защиты защищаемого объекта:

$$r_{I(2)x} = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{\text{эф}}} \right), \quad (53)$$

$$r_{1x} = 31,2 \cdot \left(1 - \frac{16,5}{25,5} \right) = 11,012 \text{ м;}$$

$$r_{2x} = 31,2 \cdot \left(1 - \frac{11}{25,5} \right) = 17,7 \text{ м.}$$

Половина ширины внутренней зоны на высоте защищаемого объекта:

$$r_{cx} = r_{c0} \cdot \left(\frac{h_{cx} - h_i}{h_{cx}} \right), \quad (54)$$

$$r_{1cx} = 31,2 \cdot \left(\frac{22,5 - 16,5}{22,5} \right) = 8,331 \text{ м;}$$

$$r_{2cx} = 31,2 \cdot \left(\frac{22,5 - 11}{22,5} \right) = 15,95 \text{ м.}$$

Подробный расчёт молниезащиты приведён в приложении В, результаты расчёта сведены в таблице 16.

Таблица 16 – Результат расчета молниезащиты

Молниеотводы	L, м	r _{1cx} , М	r _{2cx} , М	r _{c0} , М
1-2	46,7	8,331	15,95	31,2
2-4	41,6	9,22	16,55	31,2
4-9	50	7,72	15,543	31,2
8-9	35,5	10,2	17,2	31,2
7-8	37,5	9,89	16,99	31,2
5-7	30	11,01	17,7	31,2
3-5	30	11,01	17,7	31,2
1-3	41,6	9,22	16,55	31,2

6.3 Расчёт заземлителя

Произведем расчет импульсного заземлителя в виде сетки.

Контур заземлителя сетки следует располагать с выходом за границы оборудования на 1,5 м (для того, чтобы человек при прикосновении к оборудованию не мог находиться за пределами заземлителя).

Подстанция имеет размеры А= 121.2 м, В= 61.6 м.

Площадь использования под заземлитель [10]:

$$S = (A + 2 \cdot 1,5) \cdot (B + 2 \cdot 1,5), \quad (55)$$

$$S = (121,2 + 2 \cdot 1,5) \cdot (61,6 + 2 \cdot 1,5) = 8023 \text{ м}^2.$$

Принимаем диаметр горизонтальных проводников в сетке, выполненных в виде прутков, диаметром, равным:

$$d = 20 \text{ мм}.$$

Проверка сечения по условиям механической прочности:

$$F_{M.П.} = \pi \cdot R^2, \quad (56)$$

$$F_{M.П.} = \pi \cdot 10^2 = 314,16 \text{ мм}^2.$$

Проверка на термическую стойкость:

$$F_{T.C.} = \sqrt{\frac{I_{\text{молн}}^2 \cdot T}{400 \cdot \beta}}, \quad (57)$$

где $I_{\text{молн}}$ - ток молнии;

$T = t_{01} = 0,15$ с – время срабатывания РЗ при его отключении;

$\beta = 21$ (для стали)- коэффициент термической стойкости.

$$F_{T.C.} = \sqrt{\frac{60000 \cdot 0,15}{400 \cdot 21}} = 207,02 \text{ мм}^2.$$

Проверка сечения на коррозионную стойкость [10]:

$$F_{\text{КОР}} = \pi \cdot S_{\text{CP}} \cdot (d + S_{\text{CP}}), \quad (58)$$

где $S_{\text{CP}} = \alpha_3 \cdot \ln^3 T + \alpha_2 \cdot \ln^2 T + \alpha_1 \cdot \ln T + \alpha_0 = 0,668$;

$T = 240$ мес - время использования заземлителя за 20 лет.

$$F_{\text{КОР}} = \pi \cdot 0,668 \cdot (20 + 0,668) = 43,37 \text{ мм}^2.$$

Сечение горизонтальных проводников должно удовлетворять условию:

$$F_{\text{М.П.}} \geq F_{\text{min}} \geq F_{\text{КОР}} + F_{\text{T.C.}} ; \quad (59)$$

$$F_{\text{М.П.}} = 314,16 \geq F_{\text{min}} = 250,39 \text{ мм}^2 - \text{условие выполняется, принимаем диа-}$$

метр прутков равным 20 мм.

Толщина сезонных изменений грунта $H = 2$ м.

Глубину заложения заземлителей от поверхности земли принимаем $h_3 = 0,8$ м.

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

$$L_{\Gamma} = \frac{A+2 \cdot 1,5}{l_{n-n}} \cdot (B+2 \cdot 1,5) + \frac{B+2 \cdot 1,5}{l_{n-n}} \cdot (A+2 \cdot 1,5), \quad (60)$$

$$L_{\Gamma} = \frac{121,2+2 \cdot 1,5}{6} \cdot (61,6+2 \cdot 1,5) + \frac{61,6+2 \cdot 1,5}{6} \cdot (121,2+2 \cdot 1,5) = 2674 \text{ м.}$$

Количество горизонтальных полос:

$$n_2 = \frac{121,2 + 2 \cdot 1,5}{6} + \frac{61,6 + 2 \cdot 1,5}{6} = 31,63$$

Принимаем общее число горизонтальных полос $n_{\Gamma} = 31$.

Определяем количество вертикальных электродов [10].

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{2 \cdot l_{n-n}}, \quad (61)$$

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{8023}}{2 \cdot 6} = 29,8.$$

Принимаем общее число вертикальных электродов $n_B = 29$.

Вычислим стационарное сопротивление заземлителя.

$$R = \rho \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{l}{L + n_B \cdot l_B} \right), \quad (62)$$

где ρ - удельное сопротивление грунта;

l_B - длина вертикального электрода, равная 5 м;

A - коэффициент подобия, зависящий от отношения $\frac{l_B}{\sqrt{S}}$.

$$\frac{l_B}{\sqrt{S}} = 0,056.$$

Принимаем $A = 0,415$.

$$R = 60 \cdot \left(\frac{0,415}{\sqrt{8023}} + \frac{l}{2508 + 29 \cdot 5} \right) = 0,301 \text{ Ом.}$$

Рассчитаем импульсные коэффициенты:

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_{\text{ЭКВ}} + 320) \cdot (I_m + 45)}}, \quad (63)$$

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{8023}}{(60 + 320) \cdot (60000 + 45)}} = 0.077.$$

Импульсное сопротивление искусственного заземления подстанции, Ом:

$$R_u = R \cdot \alpha_u, \quad (64)$$

$$R_u = 0,301 \cdot 0,077 = 0,023 \text{ Ом.}$$

Сопротивление заземлителя растеканию тока согласно требованиям ПУЭ должно быть не более 0.5 Ом [10].

Условие $R_u < 0,5$ выполняется.

6.4 Анализ грозоупорности

Определение грозоупорности подстанции производится по ожидаемому числу лет безаварийной работы M . В настоящее время в качестве критерия эффективности защиты подстанции от грозовых перенапряжений принимается значение M , на порядок превосходящее расчетный срок эксплуатации оборудования подстанции (у трансформатора ~ 25 лет) и измеряющееся сотнями лет.

$$M = \frac{1}{\beta_1 + \beta_2 + \beta_3}, \quad (65)$$

где β_1 – коэффициент, учитывающий вероятность прорыва молнии в зону защиты молниеотводов $P_{\text{прор}} = 0,005$ (зона защиты молниеотводов рассчитывается с надежностью 0,995);

β_3 – коэффициент, учитывающий вероятность отключения подстанции из-за набегающих с ЛЭП волн грозовых перенапряжений, $\beta_3 = 0$ т.к. считается, что установленные на подстанции защитные аппараты (ОПН) обеспечивают 100% защиту от набегающих с ЛЭП волн грозовых перенапряжений;

β_2 – коэффициент, учитывающий вероятность отключения подстанции из-за перекрытия с молниеотвода на ошиновку при протекании тока молнии через молниеотвод при прямом ударе молнии в молниеотвод.

$$\beta_2 = N_{\text{уд}} \cdot P_{\text{откл}}, \quad (66)$$

где $P_{\text{откл}}$ – вероятность отключения подстанции.

В свою очередь вероятность отключения подстанции определяется как:

$$P_{\text{откл}} = P_{\text{пер}} \cdot P_{\text{к.з.}}, \quad (67)$$

где $P_{\text{к.з.}}$ – вероятность того, что возникшее перекрытие перейдет в устойчивое короткое замыкание $P_{\text{к.з.}}=0,7$;

$P_{\text{пер}}$ – вероятность перекрытия, определяется как вероятность появления критического тока молнии.

$$I_{\text{м}} = \frac{U_{50\%}}{Z_{\text{и}} \cdot \delta \cdot h_{\text{п}}}, \quad (68)$$

где $\delta = 0,3$ – для линии с одним тросом,

$\delta = 0,15$ – для линии с двумя тросами,

$h_{\text{п}}$ – высота линейного портала,

$U_{50\%}$ – 50% импульсное разрядное напряжение для гирлянды изоляторов.

Вероятность появления такого тока молнии определяется как вероятность импульсного перекрытия линейной изоляции:

$$P(I_{\text{м}}) = e^{\frac{-I_{\text{м}}}{26}}. \quad (69)$$

Число ударов молнии в молниеотводы ОРУ в год, при средней грозовой деятельности 40 ч/год:

$$N_{\text{уд}} = [(A + 7h) \cdot (B + 7h)] \cdot 6,7 \cdot n_{\text{ч}} \cdot 10^{-8}, \quad (70)$$

где A и B – длина и ширина подстанции;

h – наибольшая высота молниеотвода.

$$\beta_1 = N_{\text{уд}} \cdot P_{\text{прор}}. \quad (71)$$

В результате расчёта число лет безаварийной работы составило 957 лет. Подробный расчёт приведён в приложении Б.

7 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

7.1 Назначение релейной защиты

Основным назначением устройств релейной защиты является выявления в сети короткого замыкания и автоматическое отключение поврежденного элемента от остальной неповрежденной части сети воздействием на соответствующий выключатель. Кроме того, при возникновении ненормальных режимов работы сети (перегрузки, замыкания на землю в сети с малыми токами замыкания на землю и др.) задачей релейной защиты является сигнализация о возникшей неисправности.

Ко всем устройствам релейной защиты предъявляются следующие требования:

- селективность (избирательность), что подразумевает способность защиты правильно определять место повреждения и отключать ближайший к месту повреждения выключатель;

- быстродействие, т.е. отключение поврежденного участка с минимально возможным временем;

- чувствительность, т.е. способность защиты реагировать на возникшее короткое замыкание в зоне ее действия;

- надежность.

Перечисленные требования должны быть положены в основу выбора принципов, расчетов и выполнения схем защиты [8].

7.2 Релейная защита трансформатора

7.2.1 Требования к защите трансформаторов

Трансформаторы и автотрансформаторы конструктивно весьма надежны благодаря отсутствию у них движущихся или вращающихся частей. Несмотря на это, в процессе эксплуатации возможны и практически имеют место их повреждения и нарушения нормальных режимов работы. Поэтому трансформаторы и автотрансформаторы должны оснащаться соответствующей релейной защитой.

В обмотках трансформаторов и автотрансформаторов могут возникать короткие замыкания между фазами, одной или двух фаз на землю, между витками одной фазы и замыкания между обмотками разных напряжений. На вводах трансформаторов и автотрансформаторов, ошиновке и в кабелях также могут возникать короткие замыкания между фазами и на землю.

Кроме перечисленных выше повреждений, в условиях эксплуатации могут происходить нарушения нормальных режимов работы трансформаторов и автотрансформаторов, к которым относятся: прохождение через трансформатор или автотрансформатор сверхтоков при повреждении других связанных с ними элементов, перегрузка, выделение из масла горючих газов, понижение уровня масла, повышение его температуры.

Из изложенного выше следует, что защита трансформаторов и автотрансформаторов должна выполнять следующие функции:

1) отключать трансформатор (автотрансформатор) от всех источников питания при его повреждении;

2) отключать трансформатор (автотрансформатор) от поврежденной части установки при прохождении через него сверхтока в случаях повреждения шин или другого оборудования, связанного с трансформатором (автотрансформатором), а также при повреждениях смежного оборудования и отказах его защиты или выключателей;

3) подавать предупредительный сигнал дежурному персоналу подстанции (или электростанции) при перегрузке трансформатора (автотрансформатора), выделении газа из масла, понижении уровня масла, повышении его температуры [8].

Таким образом, для трансформаторов и автотрансформаторов должны быть предусмотрены устройства РЗ от следующих видов повреждений и ненормальных режимов:

- многофазные замыкания в обмотках и на выводах ;
- витковые замыкания в обмотках;
- токи в обмотках при внешних КЗ;

- токи в обмотках при перегрузках;
- снижение уровня масла в баке.

Для защиты от повреждений на выводах и внутренних повреждениях должна быть предусмотрена [8]:

- дифференциальная защита на трансформаторах мощностью более 1000 кВА;
- дифференциальная защита с применением реле с насыщающимися трансформаторами и тормозными обмотками на трансформаторах мощностью более 25 МВА;
- токовая отсечка мгновенного действия для защиты трансформатора (автотрансформатора) при повреждениях его ошиновки, вводов и части обмотки со стороны источника питания.

Перечисленные выше защиты действуют без выдержки времени на отключение выключателей со всех сторон трансформатора.

Для защиты от витковых замыканий предусматривается газовая защита. Эта же защита действует при понижении уровня масла в баке трансформатора.

Для защиты от внешних многофазных замыканий устанавливают:

- МТЗ на трансформаторах мощностью более 1000 кВА;
- на понижающих трансформаторах при нечувствительности МТЗ устанавливают МТЗ с пуском по напряжению.

Защита от перегрузки устанавливается на трансформаторах мощностью более 400 кВА, и действует на сигнал с выдержкой времени 8-10 сек. На подстанциях без обслуживающего персонала допускается действие защиты на разгрузку трансформатора и его отключение.

7.2.2 Расчет релейной защиты трансформатора

Дифференциальная защита, выполненная на принципе сравнения токов на входе и выходах, применяется в качестве основной быстродействующей защиты трансформаторов и автотрансформаторов. Защита абсолютно селективна, реагирует на повреждения в обмотках, на выводах и в соединениях с выключателями, и действует на отключение трансформатора со всех сторон без вы-

держки времени. Ввиду ее сравнительной сложности, дифференциальная защита устанавливается в следующих случаях [8]:

1) на одиночно работающих трансформаторах (автотрансформаторах) мощностью 6300 кВА и выше;

2) на параллельно работающих трансформаторах (авто-трансформаторах) мощностью 4000 кВА и выше;

3) на трансформаторах мощностью 1000 кВА и выше, если токовая отсечка не обеспечивает необходимой чувствительности (), а максимальная токовая защита имеет выдержку времени более 1 с.

Произведем расчёт дифференциальной защиты трансформатора ТДН-25000/220.

Первичный ток трансформатора на стороне ВН определяются по выражению [8]:

$$I_{ном.ВН} = \frac{S_{Т.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.ВН}}, \quad (72)$$

$$I_{ном.ВН} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 62.8 \text{ А.}$$

Далее подбираем коэффициент трансформации ТТ – $k_{т.ВН} = \frac{150}{5}$. Ток во вторичной цепи трансформаторов тока:

$$I_{втор.ВН} = \frac{k_{сх} \cdot I_{ном.ВН}}{k_{т.ВН}}, \quad (73)$$

где $k_{сх}$ - коэффициент схемы, зависящий от схемы соединения трансформаторов тока;

$k_{сх} = \sqrt{3}$, для схемы соединения трансформаторов тока - треугольник;

$k_{сх} = 1$, для схемы соединения - звезда.

$$I_{втор.ВН} = \frac{\sqrt{3} \cdot 62.8 \cdot 5}{150} = 3.6 \text{ А.}$$

Для стороны НН расчет ведется аналогично. Результаты расчета приведены в таблице 17.

Таблица 17 – Расчет параметров трансформаторов тока

Наименование величины	Обозначение и метод опреде-	Числовое значение для стороны	
		220 кВ	10 кВ
1	2	3	5
Первичный ток на сторонах защищаемого трансформатора, А	$I_{ном} = \frac{S_{ном,прох}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}$	$I_{номВН} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 62.8$	$I_{номНН} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1374.6$
Схема соединения ТТ	-	Д	У
Коэффициент схемы	$k_{сх}$	$\sqrt{3}$	1
Коэффициент трансформации ТТ	k_m	150/5	1500/5
Вторичный ток в плечах защиты, А	$I_{втор.ВН} = \frac{k_{сх} \cdot I_{ном.ВН}}{k_{м.ВН}}$	$I_{втор.ВН} = \frac{\sqrt{3} \cdot 62.8}{150/5} = 3.6$	$I_{втор.ВН} = \frac{1 \cdot 1374.6}{1500/5} = 4.6$

Произведем расчет токов КЗ для двухобмоточного трансформатора.

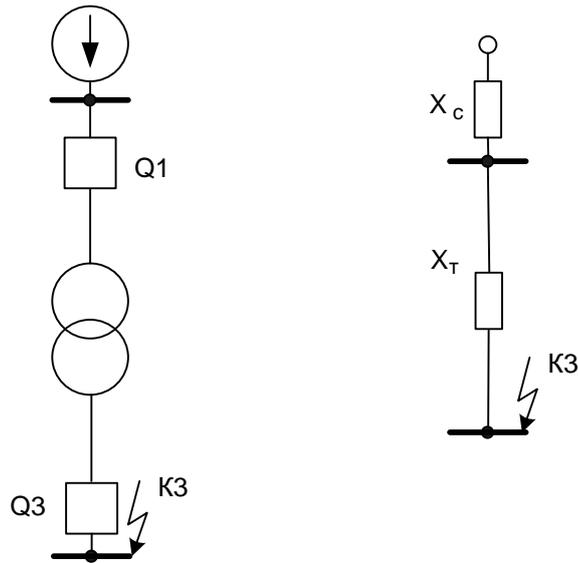


Рисунок 9 – Поясняющая схема и схема замещения

$$X_C = \frac{U_{кС}}{100} \cdot \frac{U_{НОМ}^2}{S_T}, \quad (74)$$

$$X_C = \frac{0}{100} \cdot \frac{220^2}{25} = 0 \text{ Ом}; \quad (75)$$

$$X_T = \frac{U_{к\%}}{100} \cdot \frac{U_{НОМ}^2}{S_T},$$

$$X_T = \frac{10.5}{100} \cdot \frac{230^2}{25} = 222.2 \text{ Ом.}$$

Ток трехфазного и двухфазного КЗ на шинах низкого напряжения (КЗ):

$$I_{K3}^{(3)} = \frac{U_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot X_T}, \quad (76)$$

$$I_{K3}^{(3)} = \frac{220000}{\sqrt{3} \cdot 222.2} = 571.6 \text{ А};$$

$$I_{K3}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{K3}^{(3)}, \quad (77)$$

$$I_{K3}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 571.6 = 495 \text{ А.}$$

Результаты сведены в таблицу 18.

Таблица 18 – Результаты расчета токов КЗ на трансформаторе

Вид КЗ	Ток в расчетной точке, А
	КЗ
Двухфазное	495
Трёхфазное	571.6

Дифференциальную защиту необходимо отстроить [8]:

1) от максимального тока небаланса, который определяется при максимальном внешнем КЗ:

$$I_{с.з.1} = k_{над} \cdot I_{н.б.маx} , \quad (78)$$

где $k_{над}$ – коэффициент надежности, который можно принять равным 1,3.

$$I'_{н.б.} = k_a \cdot k_{одн} \cdot \varepsilon \cdot I_{КЗ.внеш.маx} , \quad (79)$$

где k_a – коэффициент, учитывающий влияние на быстродействующие защиты переходных процессов при КЗ, которые сопровождаются прохождением апериодических составляющих в токе КЗ, принимается $k_a = 1$;

$k_{одн}$ – коэффициент однотипности условий работы ТТ, принимается $k_{одн} = 1$;

ε – погрешность ТТ, удовлетворяющих 10 % кратности ($\varepsilon = 0,1$);

$I_{КЗ.внеш.маx}$ – наибольший ток при сквозном КЗ ($I_{КЗ.внеш.маx} = I_{КЗ}^{(3)}$).

$$I'_{н.б.} = 1 \cdot 1 \cdot 0,1 \cdot 571,6 = 57,16 \text{ А};$$

$$I''_{н.б.} = \frac{U_{к\%}}{100} \cdot I_{КЗ.внеш.маx} , \quad (80)$$

$$I''_{н.б.} = \frac{10,5}{100} \cdot 571,6 = 60 \text{ А};$$

$$I_{н.б.} = I'_{н.б.} + I''_{н.б.} , \quad (81)$$

$$I_{н.б.} = 57.16 + 60 = 117.16 \text{ А};$$

$$I_{с.з.1} = 1.3 \cdot 117.16 = 152.3 \text{ А}.$$

2) От обрыва цепи в самой защите:

$$I_{с.з.2} = k_{над} \cdot I_{ном.ВН} , \quad (82)$$

$$I_{с.з.2} = 1.3 \cdot 62.8 = 81.64 \text{ А}.$$

Производим предварительную проверку по чувствительности, для чего необходимо из двух токов срабатывания выбрать наибольший [8]:

$$k_q = \frac{I_{КЗ}^{(2)}}{I_{с.з.1}}, \quad (83)$$

$$k_q = \frac{495}{152.3} = 3.3.$$

Коэффициент чувствительности должен быть больше или равен 2 ($k_q \geq 2$). В данном случае требуемая чувствительность обеспечивается.

Принимаем ток срабатывания защиты равный 152.3 ($I_{с.з.1}$). Ток срабатывания реле рассчитаем по формуле:

$$I_{с.р.} = I_{с.з.1} \cdot \frac{k_{сх.Δ}}{k_{м.ВН}}, \quad (84)$$

$$I_{с.р.} = 152.3 \cdot \frac{\sqrt{3} \cdot 5}{150} = 8.8 \text{ А}.$$

Исполнительное реле срабатывает, если магнитодвижущая сила в сердечнике реле равна:

$$F_{\min} = I_{с.р.} \cdot W = 100 \text{ А} \cdot \text{витков}. \quad (85)$$

Зная это, определим расчетное число витков, необходимых для того, чтобы реле находилось на грани срабатывания при КЗ в зоне защиты:

$$W_{расч} = \frac{F_{\min}}{I_{с.р.}}, \quad (86)$$

$$W^{\wedge}_{расч} = \frac{100}{8,8} = 11,36 \text{ витка.}$$

К установке принимаем ближайшее целое меньшее число витков:

$$W^{\wedge}_{уст} = 11 \text{ витка.}$$

Определим расчетное число витков, необходимых для того, чтобы реле не сработало при внешних КЗ [8]:

$$W^{\wedge\wedge}_{расч} = \frac{I_{втор.ВН} \cdot W^{\wedge}_{уст}}{I_{вторНН}}, \quad (87)$$

$$W^{\wedge\wedge}_{расч} = \frac{3,6 \cdot 11}{4,6} = 8,6 \text{ витка.}$$

К установке принимаем ближайшее целое число витков: $W^{\wedge\wedge}_{уст} = 9$ вит-

ков.

На следующем этапе расчетов производится уточнение значения тока небаланса:

$$I_{н.б.уточ} = \left| \frac{W^{\wedge\wedge}_{расч} - W^{\wedge\wedge}_{уст}}{W^{\wedge\wedge}_{расч}} \right| \cdot I_{КЗ}^{(3)}, \quad (88)$$

$$I_{н.б.уточ} = \left| \frac{8,6 - 9}{8,6} \right| \cdot 571,6 = 26,58 \text{ А.}$$

Теперь найдем максимальное уточненное значение тока небаланса путем сложения двух его составляющих:

$$I_{н.б.Σ} = I_{н.б.уточ} + I_{н.б.}, \quad (89)$$

$$I_{н.б.маx.уточ} = 26,58 + 117,16 = 143,74 \text{ А.}$$

Определяем $I_{с.з.}$, соответствующий принятому к установке числу витков.

$$I_{с.з.} = \frac{F}{W^{\wedge\wedge}_{уст}} \cdot \frac{k_{м.ВН}}{k_{сх.Δ}}, \quad (90)$$

$$I_{с.з.} = \frac{100}{9} \cdot \frac{150/5}{\sqrt{3}} = 192.5 \text{ А.}$$

Степень отстройки тока срабатывания от тока небаланса должна быть не менее 1,3 [8]:

$$k_{отстр} = \frac{I_{с.з.}}{I_{неб\Sigma}}, \quad (91)$$

$$k_{отстр} = \frac{192.5}{143.74} = 1,34.$$

Проверяем защиту по чувствительности по формуле (43), т.к. ток срабатывания защиты изменился:

$$k_{\psi} = \frac{495}{192.5} = 2,6.$$

Коэффициент чувствительности больше 2, что удовлетворяет требованиям.

В качестве релейной защиты трансформатора примем к установке устройство микропроцессорной защиты «Сириус-Т», предназначено для выполнения функций основной защиты двухобмоточного трансформатора с высшим напряжением 35-220 кВ. Содержит подменную МТЗ ВН и МТЗ НН с внешним комбинированным пуском напряжения [9].

Устройство предназначено для установки на панелях и в шкафах в релейных залах и пультах управления электростанций и подстанций 35-220 кВ. Устройство является комбинированным микропроцессорным терминалом релейной защиты и автоматики. Применение в устройстве модульной микропроцессорной архитектуры наряду с современными технологиями поверхностного монтажа обеспечивают высокую надежность, большую вычислительную мощность и быстродействие, а также высокую точность измерения электрических величин и временных интервалов, что дает возможность снизить ступени селективности и повысить чувствительность терминала. Реализованные в устройстве алгоритмы функций защиты и автоматики, а также схемы подключения устройства разработаны по требованиям к отечественным системам РЗА в сотрудничестве с представителями энергосистем и проектных институтов, что

обеспечивает совместимость с аппаратурой, выполненной на различной элементной базе, а также облегчает внедрение новой техники проектировщикам и эксплуатационному персоналу [9].

Функции защиты, выполняемые устройством:

1) Двухступенчатая дифференциальная токовая защита трансформатора (токовая отсечка и защита с торможением от сквозного тока и отстройкой от бросков тока намагничивания).

2) Цифровое выравнивание величины и фазы токов плечей дифференциальной защиты.

3) Автоматическая компенсация токов небаланса в дифференциальной цепи, вносимых работой РПН.

4) Контроль небаланса в плечах дифференциальной токовой защиты с действием на сигнализацию.

5) Входы отключения от газовой защиты трансформатора и РПН с возможностью перевода действия на сигнал с помощью оперативной кнопки управления на лицевой панели, либо с помощью дискретного входа.

6) Ненаправленная двухступенчатая МТЗ высшей стороны трансформатора с возможностью комбинированного пуска по напряжению от стороны низшего напряжения (по дискретному входу). Предусмотрен автоматический ввод ускорения при включении выключателя ВН. Имеется возможность блокировки МТЗ ВН по содержанию второй гармоники для отстройки от бросков тока намагничивания.

7) Внутренняя цифровая сборка токовых цепей ВН в треугольник и возможность использования полученных токов для реализации ступеней МТЗ ВН.

8) Одна ступень ненаправленной МТЗ низшей стороны трансформатора с возможностью комбинированного пуска по напряжению от стороны низшего напряжения (по дискретному входу). Действие на отдельное реле и на общие реле отключения с разными временами. Предусмотрен автоматический ввод ускорения при включении выключателя НН. Имеется возможность блокировки МТЗ НН по содержанию второй гармоники для отстройки от бросков тока намагничивания при подаче напряжения со стороны НН.

9) Защита от перегрузки с действием на сигнализацию.

Функции автоматики и сигнализации, выполняемые устройством:

1) Логика устройства резервирования при отказе выключателя стороны ВН (УРОВ ВН).

Функция УРОВ выполнена на основе индивидуального принципа, что подразумевает наличие независимой логики УРОВ на каждом присоединении. В случае необходимости, имеется возможность использования в централизованной схеме УРОВ. Возможны следующие варианты работы схемы УРОВ [9]:

- С автоматической проверкой исправности выключателя (с контролем по току и предварительной выработкой команды отключения резервируемого выключателя);

- С дублированным пуском от защит с использованием реле положения «Включено» выключателя (с контролем по току и контролем посылки отключающего импульса на отключение выключателя от защит).

Для трансформаторов с высшим напряжением 35 кВ предусмотрен вариант упрощенного выполнения схемы УРОВ (без внешнего пуска схемы УРОВ, без дублированного пуска).

2) Входы отключения, предназначенные для подключения внешних защит. Реализованы контроль входов по току сторон ВН и НН, пуск схемы УРОВ от данных сигналов.

3) Управление схемой обдува по двум критериям – ток нагрузки и сигналы от датчиков температуры. Алгоритм обеспечивает управление многоступенчатым обдувом.

4) Контроль состояния трансформатора по ряду входных дискретных сигналов.

5) Выдача сигнала блокировки РПН при повышении тока нагрузки выше допустимого.

Дополнительные сервисные функции:

1) Два набора уставок с возможностью выбора текущего с помощью дискретного входа.

2) Аварийный осциллограф аналоговых и дискретных сигналов с возможностью гибкой настройки условий пуска, длины и количества осциллограмм.

- 3) Регистратор событий.
 - 4) Оперативный ввод или вывод некоторых функций с помощью кнопок оперативного управления на передней панели устройства вместо традиционных накладок.
 - 5) Регистрация и отображение большинства электрических параметров системы.
 - 6) Входы с программируемой функцией, задаваемой потребителем (ранжируемые входы).
 - 7) Программируемые реле с возможностью подключения к одной из выбранных точек функциональной схемы.
 - 8) Программируемые светодиоды на лицевой панели с возможностью подключения к одной из выбранных точек функциональной схемы и задания режима работы.
 - 9) Возможность работы реле сигнализации «Сигнализация» в непрерывном или импульсном режиме работы.
 - 10) Наличие трех независимых интерфейсов связи для встраивания в АСУ ТП и локального доступа к устройству через компьютер.
 - 11) Возможность встраивания устройства в систему единого точного времени подстанции или станции.
- Устройство обеспечивает следующие эксплуатационные возможности:
- 1) Выполнение функций защит, автоматики и управления, определенных ПУЭ и ПТЭ;
 - 2) Задание внутренней конфигурации (ввод/вывод защит и автоматики, выбор защитных характеристик и т.д.);
 - 3) Ввод и хранение уставок защит и автоматики;
 - 4) Передачу параметров аварии, ввод и изменение уставок по линии связи;
 - 5) Непрерывный оперативный контроль работоспособности (самодиагностику) в течение всего времени работы;
 - 6) Блокировку всех выходов при неисправности устройства для исключения ложных срабатываний;
 - 7) Получение дискретных сигналов управления и блокировок, выдачу команд управления, аварийной и предупредительной сигнализации [10];

8) Высокое сопротивление и прочность изоляции входов и выходов относительно корпуса и между собой для повышения устойчивости устройства к перенапряжениям, возникающим во вторичных цепях присоединения.

Устройство не срабатывает ложно и не повреждается:

- При снятии и подаче оперативного тока, а также при перерывах питания любой длительности с последующим восстановлением;
- При подаче напряжения оперативного постоянного тока обратной полярности;
- При замыкании на землю цепей оперативного тока.



Рисунок 10 - Устройство микропроцессорной защиты "Сириус-Т"

Таблица 19 - Технические характеристики Устройства "Сириус-Т"

Параметр	Значения
Источник питания	178 - 242 В 88-132 В 45 - 55 Гц
Мощность, потребляемая устройством - в дежурном режиме - в режиме срабатывания защит	не более 15 Вт не более 30 Вт
Рабочий диапазон токов	1 - 200 А
Входной ток	не более 20 мА
Напряжение надежного срабатывания - исполнение 220 В - исполнение 110 В	150 - 264 В 75 - 132 В
Напряжение надежного несрабатывания - исполнение 220 В - исполнение 110 В	0 - 120 В 0 - 60 В
Длительность сигнала	не менее 20 мс
Рабочий диапазон температур устройства	от -40 до +55 °С

7.3 Релейная защита и автоматика линий 220 кВ

В качестве защиты линий 220 кВ принимаем к установке устройство микропроцессорной защиты «Сириус-3-ДФЗ-02», которое включает в себя все необходимые защиты [10].

Устройство микропроцессорной защиты «Сириус-3-ДФЗ-02» предназначено для защиты воздушных и кабельных линий 110-220 кВ в сетях, содержит основную защиту абсолютной селективности и набор ступенчатых защит относительной селективности (КСЗ). Тип защиты абсолютной селективности – дифференциально-фазная защита (ДФЗ). В состав защиты относительной селектив-

ности входят: токовые защиты (ТО и ЗОФ), дистанционные защиты (ДЗ), токовые защиты нулевой последовательности (ТЗНП).

Функции защиты, выполняемые устройством [10]:

1) Дифференциально-фазная защита. ДФЗ, по принципу действия, срабатывает при всех видах КЗ внутри защищаемой линии и не срабатывает при внешних КЗ, при реверсе мощности, асинхронном режиме работы ВЛ, несинхронных включениях, а также при одностороннем включении линии. Предусматривается возможность работы устройства на линиях любой конфигурации, в том числе на линиях с ответвлениями, а также на линиях внешнего электропитания тяговой нагрузки. Для обеспечения правильной работы, ДФЗ устройства включает три группы пусковых органов: чувствительные, грубые и дополнительные. Первые две из указанных групп используются на линиях всех типов, дополнительные пусковые органы вводятся в работу только на линиях с ответвлениями. Чувствительные пусковые органы действуют на пуск ВЧ передатчика. Грубые пусковые органы совместно с дополнительными пусковыми органами формируют сигнал отключения.

2) Четырехступенчатая дистанционная защита от междуфазных КЗ с независимой выдержкой времени (ДЗ-1 ФФ, ДЗ-2, ДЗ-3 и ДЗ-4).

3) Одноступенчатая дистанционная защита от КЗ на землю с независимой выдержкой времени (ДЗ-1 ФЗ). Пуск ступени производится только при появлении в защищаемой линии тока нулевой последовательности. Это обеспечивает срабатывание только при КЗ на землю и предотвращает ложное срабатывание при появлении качаний на защищаемой линии.

4) Пятиступенчатая направленная токовая защита нулевой последовательности от КЗ на землю с независимой выдержкой времени (ТЗНП-1, ТЗНП-2, ТЗНП-3, ТЗНП-4 и ТЗНП-5).

5) Ненаправленная токовая отсечка с контролем тока трёх фаз и независимой выдержкой времени (ТО). Предусматриваются различные режимы работы ТО: аварийная ступень (вводится в действие при неисправностях в цепях

напряжения), ускоряющая ступень (вводится на заданное время после включения выключателя), постоянное действие (в нормальном режиме работы).

6) Защита от обрыва фаз (ЗОФ) или перекаса нагрузки по отношению токов обратной и прямой последовательности с независимой выдержкой времени с действием на сигнал или на отключение.

7) Автоматический ввод ускорения одной из ступеней ДЗ и ТЗНП при любом включении выключателя.

8) Оперативное ускорение одной из ступеней ДЗ и ТЗНП при наличии сигналов на соответствующих дискретных входах.

Функции автоматики, выполняемые устройством:

1) Логика устройства резервирования при отказе выключателя (УРОВ).

Функция УРОВ выполнена на основе индивидуального принципа, что подразумевает наличие независимой логики УРОВ на каждом присоединении. В случае необходимости, имеется возможность использования в централизованной схеме УРОВ. Возможны следующие варианты работы схемы УРОВ:

- с автоматической проверкой исправности выключателя (с контролем по току и предварительной выработкой команды отключения резервируемого выключателя);

- с дублированным пуском от защит с использованием реле положения «Включено» выключателя (с контролем по току и контролем посылки отключающего импульса на отключение выключателя от защит).

2) Блокировка при неисправностях в цепях напряжения (БНН), основанная на сравнении напряжений двух вторичных обмоток ТН, собранных по схеме «звезда» и «разомкнутый треугольник». Блокировка действует на логику работы защит и на сигнализацию.

3) Функция восстановления фазной характеристики ДФЗ. Предусматривается использование только на линиях, где установлены два полукомплекта защиты. При отсутствии ответного сигнала от противоположного устройства при измерении требуемых параметров компенсации срабатывает сигнализация устройства, указывающая на неисправность канала связи.

4) Четыре дискретных отключающих входа («Внешнее отключение 1 (2,3,4)»), предназначенные для подключения внешних защит. Реализованы: контроль входов по току, пуск схемы УРОВ от данных сигналов, выработка сигнала блокировки АПВ.

Дополнительные сервисные функции [10]:

1) Определение вида и расстояния до места повреждения (ОМП) на ВЛ методом одностороннего замера на основе дистанционного принципа с компенсацией влияния переходного сопротивления и контролем тока нулевой последовательности параллельной линии. Фиксация параметров для двустороннего уточняющего расчёта.

2) Аварийный осциллограф аналоговых и дискретных сигналов с возможностью гибкой настройки условий пуска, длины и количества осциллограмм.

3) Регистратор событий.

4) Технический учёт активной и реактивной электроэнергии.

5) Регистрация и отображение большинства электрических параметров системы.

6) Возможность встраивания устройства в систему единого точного времени подстанции или станции. Для этого может использоваться один из каналов связи с интерфейсом RS485, либо специализированный дискретный вход, предназначенный для подачи на него синхроимпульса от системы единого времени.

7) Четыре набора уставок с возможностью выбора текущего с помощью дискретных входов.

8) Большое число программируемых реле с возможностью подключения к одной из выбранных точек функциональной схемы.

9) Программируемые светодиоды на лицевой панели с возможностью подключения к одной из выбранных точек функциональной схемы, задания цвета и режима работы.

10) Возможность работы реле сигнализации «Сигнал» в непрерывном или импульсном режиме работы.

11) Наличие трёх независимых интерфейсов связи для встраивания в АСУ ТП.

Устройство обеспечивает следующие эксплуатационные возможности:

- выполнение функций защит, автоматики и управления, определенных ПУЭ и ПТЭ;

- задание внутренней конфигурации (ввод/вывод защит и автоматики, выбор защитных характеристик и т.д.);

- ввод и хранение уставок защит и автоматики;

- индикацию положения выключателя;

- контроль и индикацию неисправностей во вторичных цепях ТН;

- определение вида и расстояния до места повреждения;

- передачу параметров аварии, ввод и изменение уставок по линии связи;

- непрерывный оперативный контроль работоспособности (самодиагностику) в течение всего времени работы;

- блокировку всех выходов при неисправности устройства для исключения ложных срабатываний;

- возможность подключения по цепям тока к ТТ с номинальным вторичным током 1 А и 5 А;

- получение дискретных сигналов управления и блокировок, выдачу команд управления, аварийной и предупредительной сигнализации;

- высокое сопротивление и прочность изоляции входов и выходов относительно корпуса и между собой для повышения устойчивости устройства к перенапряжениям, возникающим во вторичных цепях присоединения.

Устройство не срабатывает ложно и не повреждается:

- при снятии и подаче оперативного тока, а также при перерывах питания любой длительности с последующим восстановлением;

- при подаче напряжения оперативного постоянного тока обратной полярности;

- при замыкании на землю цепей оперативного тока [10].

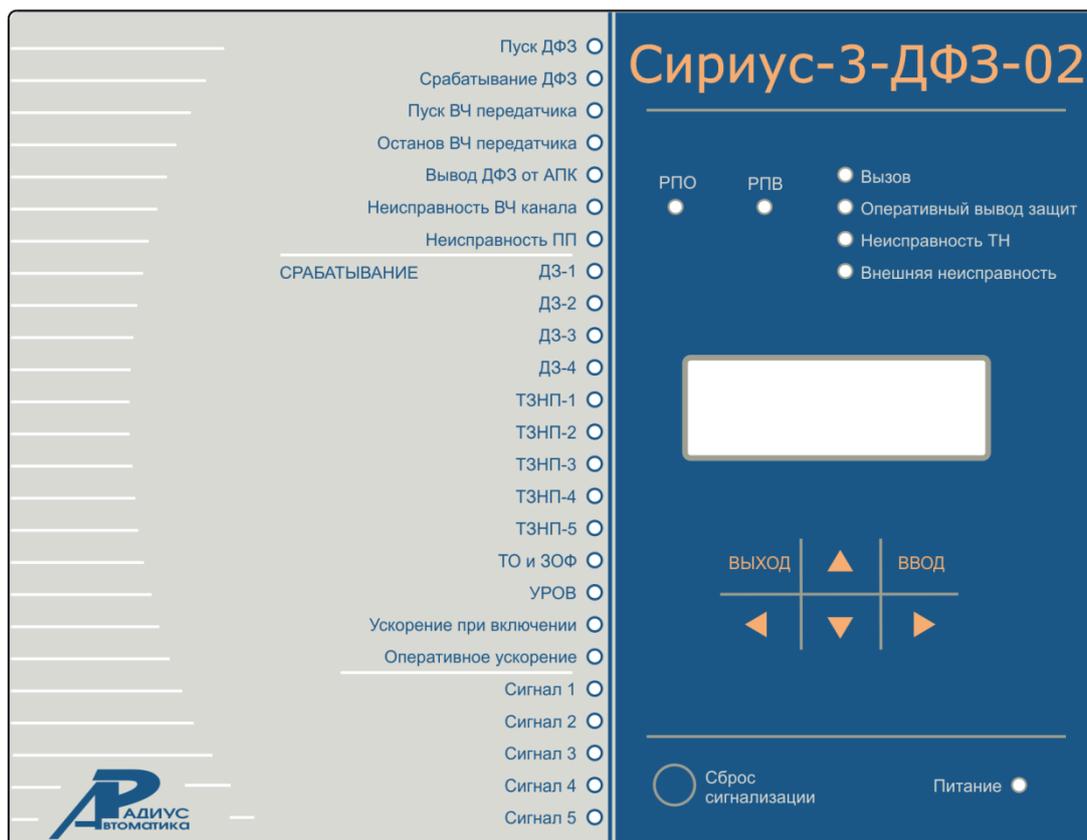


Рисунок 11 - Устройство микропроцессорной защиты «Сириус-3-ДФЗ-02»

7.4 Автоматика управления выключателем (АУВ)

Принимаем к установке устройство микропроцессорной защиты «Сириус-3-УВ», которое предназначено для выполнения функций управления, автоматике и сигнализации высоковольтного выключателя 110-220 кВ [10].

Функции защиты, выполняемые устройством:

1) Трехступенчатая направленная максимальная токовая защита от междуфазных КЗ с независимой выдержкой времени (МТЗ-1, МТЗ-2, МТЗ-3). 2) Четырехступенчатая направленная токовая защита нулевой последовательности от КЗ на землю с независимой выдержкой времени (ТЗНП-1, ТЗНП-2, ТЗНП-3 и ТЗНП-4).

3) Автоматический ввод ускорения одной из ступеней МТЗ и ТЗНП при любом включении выключателя.

4) Защита от обрыва фаз (ЗОФ) или перекоса нагрузки по отношению токов обратной и прямой последовательности с независимой выдержкой времени с действием на сигнал или на отключение.

5) Специальные дискретные входы для подключения сигналов газовой защиты трансформатора и газовой защиты РПН.

6) Защита минимального напряжения (ЗМН) с действием на отключение «своего» выключателя, либо на отдельное программируемое реле.

7) Защита от повышения напряжения (ЗПН) с действием на реле отключения выключателя или на отдельное реле.

8) Защита от появления в первичной сети напряжения нулевой последовательности с действием на отключение выключателя или на отдельное реле.

Функции автоматики, выполняемые устройством:

1) Автоматика управления выключателем (АУВ) с трехфазным или пофазным приводом, с двумя электромагнитами отключения. В состав АУВ входят следующие функции:

- операции отключения и включения выключателя по внешним командам. Защита от многократного включения выключателя;

- контроль целостности цепей электромагнитов управления (ЭМУ);

- контроль состояния выключателя по ряду входных дискретных сигналов;

- защита электромагнитов управления от длительного протекания тока с действием на отдельные выходные реле;

- защита от непереключения фаз (ЗНФ) и неполнофазного режима (ЗНФР) с действием на реле отключения выключателя и на пуск УРОВ соответственно. Защита применяется при использовании выключателя с пофазным приводом;

- двухступенчатая защита от снижения давления элегаза (воздуха) в выключателе. Срабатывает при появлении на соответствующих дискретных входах сигнала о снижении давления. Действует на сигнал и на ускоренное срабатывание схемы УРОВ при попытке отключения от одной из защит [10].

2) Трехфазное автоматическое повторное включение выключателя (одно- или двукратное АПВ от цепей несоответствия с возможностью контроля наличия или отсутствия напряжения на линии, наличия или отсутствия напряжения на шинах, с контролем синхронизма).

3) Логика устройства резервирования отказов выключателя (УРОВ). Функция

УРОВ выполнена на основе индивидуального принципа, что подразумевает наличие независимой логики УРОВ на каждом присоединении. В случае необходимости, имеется возможность использования в централизованной схеме УРОВ. Возможны следующие варианты работы схемы УРОВ:

- с автоматической проверкой исправности выключателя (с контролем по току и предварительной выработкой команды отключения резервируемого выключателя);

- с дублированным пуском от защит с использованием реле положения «Включено» выключателя (с контролем по току и контролем посылки отключающего импульса на отключение выключателя от защит).

4) Для выявления повреждений в цепях напряжения используется специальная блокировка при неисправностях в цепях напряжения (БНН). Блокировка действует на логику работы защит и на сигнализацию. БНН использует следующие критерии:

- сравнение напряжения двух вторичных обмоток ТН, собранных по схеме «звезда» и «разомкнутый треугольник (основной критерий, действует без выдержки времени);

- контроль отключения автомата ТН (по дискретному входу «Автомат ТН», действует без выдержки времени);

- контроль просадки хотя бы одного из междуфазных напряжений ($U_{\text{контр}}$, В, действует через 10 с);

- контроль нарушения симметрии вторичного напряжения (появление напряжения U_2 , действует через 10 с). Предусмотрен вывод основного критерия контроля БНН с помощью уставки в случаях, когда напряжения «разомкнутого треугольника» не подведены к устройству или данный критерий контроля не требуется.

- Блокировка снимается автоматически после исчезновения неисправности.

5) Контроль исправности цепей линейного трансформатора напряжения (или шкафа отбора напряжения (ШОН)).

6) Четыре дискретных отключающих входа («Внешнее отключение 1 (2,3,4)»), предназначенные для подключения внешних защит. Реализован контроль входов по току, пуск схемы УРОВ от данных сигналов, выработка сигнала блокировки АПВ.



Рисунок 12 - Устройство микропроцессорной защиты «Сириус-3-УВ»

8 ЭКОНОМИКА

В данной главе произведен расчет стоимости строительства подстанции 220 кВ НПС-29 по укрупнённым стоимостным показателям линий электропередачи и подстанций напряжением 35-1150 кВ. Укрупненные стоимостные показатели (УСП) электрических сетей напряжением 35 кВ и выше предназначены для оценки предполагаемого объема инвестиций в сооружение линий электропередачи и подстанций (ВЛ и ПС) как при осуществлении нового строительства, так и при реконструкции и расширении действующих ВЛ и ПС [11].

В основу определения УСП положены:

- материалы, обобщающие сметные расчеты к проектам конкретных объектов;
- требования к строительной и механической части электросетевых объектов, определяемые «Правилами устройства электроустановок» 7-го издания;
- «Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ (НТП ПС)» (СТО 56947007-29.240.10.028-2009). Утверждены приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 13.04.2009 № 136;
- «Нормы технологического проектирования воздушных линий электропередачи напряжением 35-750 кВ» (СТО 56947007-29.240.55.016-2008). Утверждены приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 24.10.2008 № 460;
- «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения (СТО 56947007- 29.240.30.010-2008)». Утверждены приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 20.12.2007 № 441;
- цены на оборудование и материалы заводов-поставщиков и инвесторов. Цены на оборудование включают транспортные и заготовительно-складские расходы, а также расходы на комплектацию.

Расчёт затрат на строительство приведен в таблице 20

Для получения полной стоимости ПС к сумме стоимостных показателей ее основных элементов, добавляют затраты, сопутствующие строительству, которые исчисляются от этой суммы и составляют:

1,5-2 % - временные здания и сооружения;

8,5-9,0% - прочие работы и затраты;

2,6-3,18% - содержание службы заказчика-застройщика, строительный контроль (Методические рекомендации по расчету норматива затрат на содержание службы заказчика-застройщика ОАО «ФСК ЕЭС»);

7,5-8,5% - проектно-изыскательские работы и авторский надзор (при осуществлении нового строительства - 8%) [11].

Таблица 20 - Расчёт затрат на строительство ПС 220 кВ НПС-29

№ п/п	Составляющие затрат	Расчёт затрат	Величина затрат, тыс. руб.
1	Установка двух силовых двухобмоточных трансформатора мощностью по 25 МВА	2·8930	17860
2	Установка ячеек четырёх комплектов элегазовых выключателей	4·11750	47000
3	ЗРУ-10	9·150	1350
4	Постоянная часть затрат	27770	27770
5	Противоаварийная автоматика	1128	1128
	Итого:		95108
	Стоимость строительства ПС (с учетом сопутствующих затрат 22%)	95108·1.22	116032

9 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

Нефтеперекачивающая станция является высокотехнологичным и энергоёмким объектом, требующим специального подхода к вопросам безопасности и экологичности. Электроустановки станции эксплуатируются в условиях контакта с перекачиваемой нефтью, что обуславливает повышенные меры пожарной и взрывобезопасности к электрооборудованию, а так же быстрый износ изоляции в условиях агрессивной среды [15]. Несоблюдение требований, предъявляемых к электроустановкам, с точки зрения безопасности может привести к серьёзным технологическим авариям, которые повлекут за собой материальные убытки и простой в работе предприятия, ущерб окружающей среде и гибели людей.

Для обеспечения безопасной эксплуатации электрооборудования и установок, были рассмотрены средства обеспечения защиты персонала от поражения электрическим током. Экологичность эксплуатации обеспечивается установкой маслоприёмников для трансформаторов с масляным охлаждением. Для предотвращения чрезвычайных ситуаций на проектируемом объекте проработаны меры пожарной безопасности.

9.1 Меры безопасности, принятые в проекте

Для обеспечения защиты человека от поражения электрическим током разработан комплекс технических средств и организационных мероприятий.

Для защиты от поражения человека электрическим током в нормальном режиме должны быть применены следующие меры защиты от прямого прикосновения [12]:

- 1) основная изоляция токоведущих частей;
- 2) ограждения и оболочки.

Для защиты от поражения электрическим током в случае повреждения изоляции должны быть применены по отдельности или в сочетании следующие меры защиты при косвенном прикосновении:

- защитное заземление;

- уравнивание потенциалов;
- выравнивание потенциалов;
- двойная или усиленная изоляция;
- защитное электрическое разделение цепей;
- изолирующие помещения, зоны, площадки.

Основным защитным ограждением на ОРУ является ограждение вокруг подстанции. Данное ограждение должно охватывать территорию ОРУ 220 кВ, силовые трансформаторы, ЗРУ 10 кВ. На ограждение устанавливаются таблички «Осторожно! Электрическое напряжение» и «Не подходить! Запретная зона». Так же должен быть обеспечен безопасный подъезд транспорта к электроустановкам [12].

Ограждение должно обеспечивать надёжную защиту расстоянием и при этом само находиться на достаточно удалённом расстоянии от электрооборудования. Ниже в таблице приведены значения допустимых расстояний до токоведущих частей, находящихся под напряжением.

Таблица 21 – Допустимые расстояния до токоведущих частей, находящихся под напряжением

Напряжение, кВ	Расстояние от верхней кромки внешних ограждений, м	Расстояние до габаритов транспортируемого оборудования, м
10 кВ	2,20	0,95
220 кВ	3,80	2,55

9.2 Экологичность проекта

При проектировании энергоустановок должны быть приняты меры для предотвращения загрязнения окружающей среды трансформаторным маслом. Такой мерой является установка маслоприёмников. Так же маслоприёмник при

пожаре способен локализовать горящее масло, что препятствует распространению пожара по территории нефтеперекачивающей станции [12].

Маслоприемники, маслоотводы и маслосборники должны выполняться для силовых трансформаторов (реакторов) с количеством масла более 1 т в единице.

Габариты маслоприемника должны выступать за габариты трансформатора не менее чем на 0,6 м при массе масла до 2 т; 1 м при массе от 2 до 10 т; 1,5 м при массе от 10 до 50 т; 2 м при массе более 50 т. Маслоприёмник может быть заглублённым и незаглублённым. На маслоприёмник заглублённого типа устанавливают металлическую решётку, поверх которой насыпают слой гравия толщиной не менее 0,25 м. Уровень полного объема масла находящегося в маслоприёмнике должен быть ниже уровня решётки на 0,05 м. Верхний уровень щебня должен быть не менее чем на 0,075 м ниже уровня окружающей планировки.

Для расчёта необходимо знать габариты и массу масла трансформатора, под который проектируется маслоприёмник. Эта информация приведена в таблице 22.

Таблица 22 – Характеристики трансформатора ТДН - 25000/220

Длина А, м	Ширина В, м	Высота Н, м	Масса масла М, т
8,9	5,5	8,35	34,5

Габариты маслоприёмника, согласно ПУЭ находится следующим образом:

$$A_{mn} = A_m + 2\Delta , \quad (92)$$

$$B_{mn} = B_m + 2\Delta , \quad (93)$$

где A_{mn} и B_{mn} - соответственно, длина и ширина маслоприёмника;

A_m и B_m - длина, и ширина трансформатора;

Δ - величина выступа габаритов маслоприёмника за габариты трансформатора, определённая в ПУЭ.

$$A_{mn} = 8,9 + 2 \cdot 1,5 = 11,9 \text{ м.}$$

$$B_{mn} = 5,5 + 2 \cdot 1,5 = 8,5 \text{ м.}$$

Высоту слоя масла определяем через объем. Известно, что плотность трансформаторного масла равна 890 кг/м^3 . Объем масла найдём через его массу M_m :

$$V_m = \frac{M_m}{890} ; \quad (94)$$

$$V_m = \frac{34500}{890} = 38,8 \text{ м}^3.$$

Высоту слоя масла можно определить по следующей формуле:

$$h_m = \frac{V_m}{A_{mn} \cdot B_{mn}} ; \quad (95)$$

$$h_m = \frac{38,8}{11,9 \cdot 8,5} = 0,384 \text{ м.}$$

Объем маслосборника должен быть рассчитан на вмещение в себя 100% масла трансформатора и 80% воды, используемой при пожаротушении. Исходя из экономической целесообразности, принимаем один маслосборник на два трансформатора. объем воды необходимой для тушения трансформатора вычисляется по формуле:

$$V_{\text{воды}} = K_{\text{П}} \cdot t \cdot (A_{mn} \cdot B_{mn} + S_{\text{бн}}), \quad (96)$$

где $K_{\text{П}}$ – коэффициент интенсивности пожаротушения, равный $0,2 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{м}^2\text{с}$;

t – время пожаротушения, равное 1800 с.

$S_{\text{бн}}$ – площадь боковых поверхностей трансформатора, м^2 .

$$S_{\text{бн}} = 2 \cdot (A_m + B_m) \cdot H_m , \quad (97)$$

$$S_{\text{бн}} = 2 \cdot (8,9 + 5,5) \cdot 8,35 = 240,5 \text{ м}^2.$$

$$V_{\text{воды}} = 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 1800 \cdot (11,9 \cdot 8,5 + 240,5) = 123 \text{ м}^3.$$

Высота маслоприемника под воду, м :

$$h_{H_2O} = \frac{V_{\text{воды}}}{A_{\text{мп}} \cdot B_{\text{мп}}}, \quad (98)$$

$$h_{H_2O} = \frac{123}{11,9 \cdot 8,5} = 1,22 \text{ м.}$$

Объем маслосборника находится как сумма объёмов воды и масла, умноженная на количество трансформаторов:

$$V_{\text{мп}} = 2 \cdot (V_{\text{м}} + V_{\text{воды}} \cdot 0,8) \cdot 1,05, \quad (99)$$

$$V_{\text{мп}} = 2 \cdot (38,8 + 123 \cdot 0,8) = 274,4 \text{ м}^3.$$

Глубина маслоприёмника определяется по формуле (***) путём суммирования высоты слоя гравия, высоты маслоприемника под воду, под масло и дополнительных надбавок. Высоту слоя гравия принимаем равной 0,25 м.

$$h_{\text{МП}} = h_{H_2O} + h_{\text{м}} + h_{\text{гр}} + h_{\text{дон}}, \quad (100)$$

$$h_{\text{МП}} = 1,22 + 0,384 + 0,25 + 0,05 = 1,904 \text{ м.}$$

Маслоотвод может выполняться в виде подземных трубопроводов или открытых кюветов и лотков. Основное условие, которое должно выполняться: маслоотводы должны обеспечивать отвод из маслоприемника масла и воды, применяемой для тушения пожара, автоматическими стационарными устройствами и гидрантами на безопасное в пожарном отношении расстояние от оборудования и сооружений: 50 % масла и полное количество воды должны удаляться не более чем за 0,25 ч.

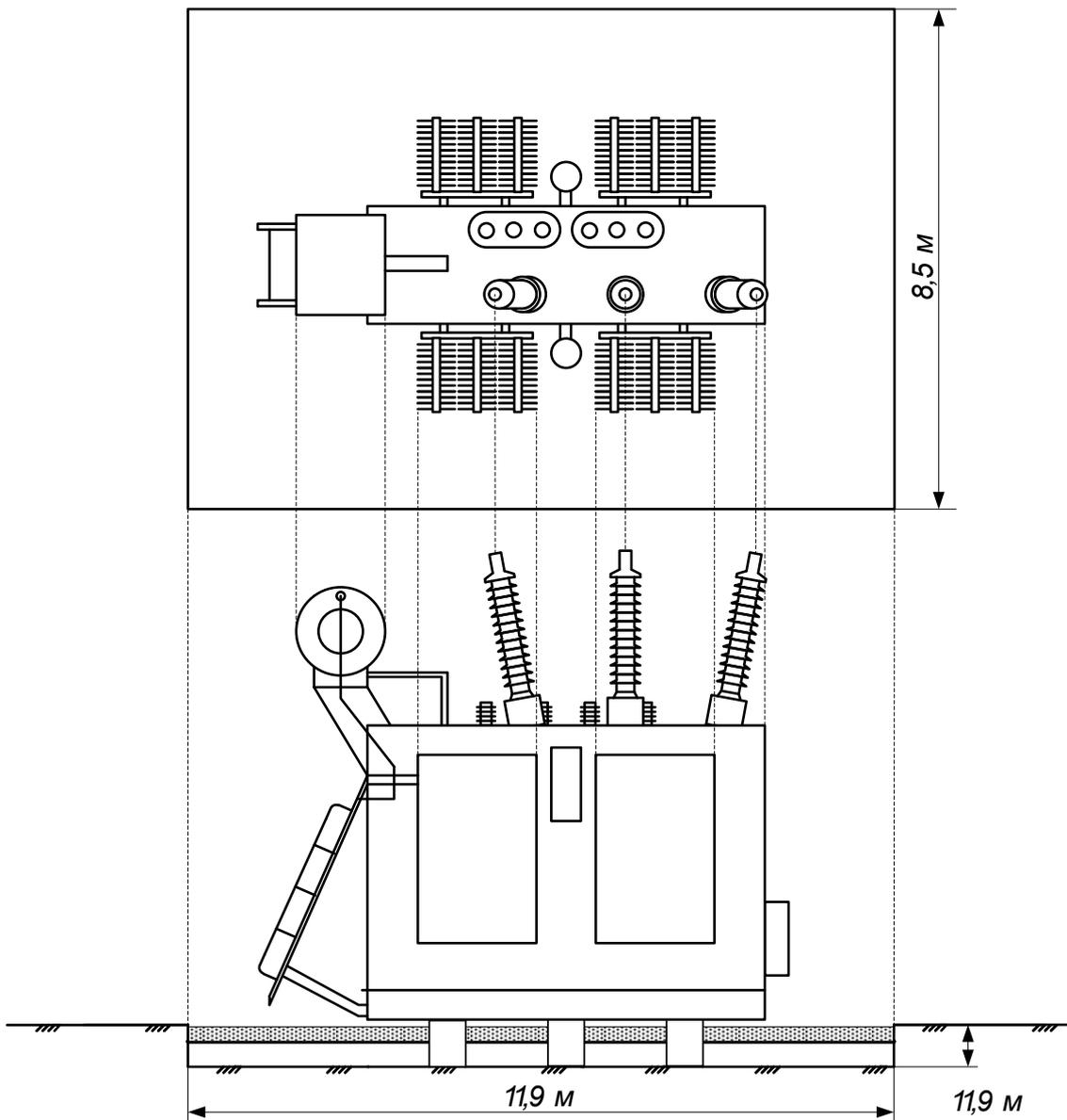


Рисунок 13 - Маслоприёмник силового трансформатора

9.3 Обеспечение пожарной безопасности

Меры пожарной безопасности, предпринятые в проекте: системы оповещения о пожаре сигнализации, системы аварийного освещения, системы и средства пожаротушения [13].

Системы сигнализации и аварийное освещение предназначены для своевременного оповещения персонала о пожаре и обеспечения его эвакуации. Сигнализация должна сопровождаться звуковым и световым сигналами. Аварийное освещение применяется для освещения и обозначения путей эвакуации в помещениях.

Для определения количества первичных средств пожаротушения необходимо знать класс помещений и территорий по взрывопожарной и пожарной безопасности, класс пожаров, которые могут возникнуть, площадь помещения или территории.

Территория ПС отнесена к классу В-3 по НПБ 105-95, как трансформаторная подстанция с содержанием горючего масла в единице оборудования более 60 кг. В этом случае территория ПС должна оснащаться первичными средствами защиты, так как её территория превышает 100 м² [14].

Класс пожаров, которые могут возникнуть на территории подстанции – пожары класса Е. Пожар класса Е – пожар, связанный с горением электроустановок.

На территории ПС, согласно нормам оснащения территорий первичными средствами пожаротушения, необходимо установить 1 пожарный щит типа ЩП-Е. В комплектацию щита входят [14]:

- 1) Огнетушитель ручной порошковый с соотношением вместимости (л) и массы огнетушащего вещества 10/9;
- 2) Крюк с деревянной рукояткой;
- 3) Комплект для резки электропроводов: ножницы, диэлектрические боты и коврик;
- 4) Асбестовое полотно;
- 5) Совковая лопата;
- 6) Ящик с песком.

Асбестовое полотно служит для тушения очагов возгорания по площади не более 50 % площади полотна. В щите ЩП-Е на ПС НПС-29 должно быть применено полотно увеличенных размеров, так как на территории подстанции размещены горючие жидкости. Полотно должно не реже одного раза в 3 месяца просушиваться и очищаться от пыли.

Ящики с песком, как правило, должны устанавливаться со щитами на открытых площадках, где возможен разлив легковоспламеняющихся или горючих

жидкостей. Конструкция ящика должна обеспечивать удобство извлечения песка и исключать попадание осадков.

На ПС так же должны предусматриваться системы тушения трансформаторов. Они представляют собой трубную обвязку непосредственно вокруг трансформатора, систему подводящего, питательного и распределительного трубопровода, пожарный резервуар [14].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Основной целью ВКР был проектирование подстанции напряжением 200 кВ НПС-29. Произведен выбор главной схемы подстанции и схемы присоединения подстанции к сети. Выбрано количество и мощность силовых трансформаторов. Рассчитаны токи короткого замыкания, необходимые для выбора и проверки оборудования подстанции. Произведен расчёт молниезащиты, заземления и грозоупорности подстанции. Выбрана релейная защита. Посчитаны затраты на строительство подстанции по УПС. В части безопасности и экологичности были описаны методы защиты окружающей среды от загрязнения трансформаторным маслом, рассмотрен вопрос пожаробезопасности на подстанции.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Рожкова, Л. Д. Электрооборудование станций и подстанций : справочник / Л. Д. Рожкова, В.С. Козулин В. – М. : Энергоатомиздат, 2007. –306 с.
- 2 Васильев, А.А. Электрическая часть станций и подстанций : справочник / А. А. Васильев – М. : Энергоатомиздат, 2006. – 551 с.
- 3 Кокин, С.Е. Схемы электрических соединений подстанции : справочник / С. Е. Кокин, С. А. Дмитриев, А. И. Хальясмаа. - М. : Энергоатомиздат, 2015. –99 с.
- 4 Неклепаев, Б. И. Расчет коротких замыканий и выбор электрооборудования : учеб. пособие для вузов / Б. И. Неклепаев, И. П. Крючков. - 4-е изд., перераб. и доп. - М. : Энергоатомиздат, 2008. - 604 с.
- 5 Мясоедов, Ю.В. Проектирование электрической части станций и подстанций : учебное пособие / Ю. В. Мясоедов, Н. В. Савина, А. Г. Ротачева. – Благовещенск : Изд-во АмГУ, 2007. - 192 с.
- 6 Тимофеев, С.А. Основы выбора нелинейных ограничителей перенапряжения : учебное издание / С. А. Тимофеев. - Красноярск : Изд-во ИПЦ КГТУ, 2007. - 49 с.
- 7 СТО 56947007 - 33.060.40.125-2012. Общие технические требования к устройствам обработки и присоединения каналов ВЧ связи по ВЛ 35-750 кВ : стандарт организации. - М. : Изд-во ПАО "ФСК ЕЭС", 2012. - 65 с.
- 8 Андреев, В.А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения: учебное пособие / В. А. Андреев. – М. : Высшая школа, 2006. - 642 с.
- 9 Шнеерсон, Э. М. Цифровая релейная защита : учебное пособие / Э. М. Шнеерсон. – М. : Энергопромиздат, 2007. - 550 с.
- 10 Кабышев, А. В. Молниезащита электроустановок : учебное пособие / А. В. Кабышев. – Томск : Изд-во ТПУ, 2007. - 124 с.
- 11 СТО 56947007 - 29.240.124-2012. Укрупнённые стоимостные показатели линий электропередачи и подстанций напряжением 35-1150 кВ : стандарт организации. - М. : Изд-во ПАО "ФСК ЕЭС", 2012. - 33 с.

12 ГОСТ Р МЭК 536-94: Классификация электротехнического и электронного оборудования по способу защиты от поражения электрическим током. / Международная электротехническая комиссия. – М. : 2007. – 4с.

13 Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок. - М. : Издательство НЦЭНАС, 2008.-192с.

14 НПБ 105-03: Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности. / МЧС РФ. – М. : 2007. – 19 с.

15 Гумеров, А. Г. Эксплуатация оборудования нефтеперекачивающих станций / А. Г. Гумеров, Р. С., Акбердин. 2011, 564 с.