

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

Факультет Энергетический
Кафедра Энергетики
Направление подготовки 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»
Направленность (профиль) образовательной программы «Электроэнергетика»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ
Зав. кафедрой
_____ Н.В. Савина
«__» _____ 2023 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция подстанции Волково напряжением 110 кВ для
электроснабжения объектов мостового перехода

Исполнитель
студент группы 942 об1 _____ Р.Д. Торшин
(подпись, дата)

Руководитель
доцент _____ А.Г. Ротачева
(подпись, дата)

Консультант по
безопасности и
экологичности
доцент, канд.техн.наук _____ А.Б. Булгаков
(подпись, дата)

Нормоконтроль
ст. преподаватель _____ Л.А. Мясоедова
(подпись, дата)

Благовещенск 2023

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

Факультет Энергетический
Кафедра Энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« _____ » _____ 2023 г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента: Торшина Романа Дмитриевича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция подстанции Волково напряжением 110 кВ для электроснабжения объектов мостового перехода.

(утверждено приказом от 03.04.2023 № 794-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы 06.06.23

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: электрическая схема подстанции, однолинейные схемы подстанции, контрольные замеры.

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): общая характеристика района проектирования, расчет токов короткого замыкания, расчет и анализ электрических нагрузок, выбор и проверка оборудования, проектирование подстанции и защит

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 2 рисунка, 36 таблиц, 152 формул, 30 источников

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

7. Дата выдачи задания 19.04.2023 г.

Руководитель выпускной квалификационной работы: Ротачева Алла Георгиевна, доцент

Задание принял к исполнению (дата): 19.04.2023 _____

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа содержит 103 с, 2 рисунка, 36 таблиц, 152 формул, 30 источников.

ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ НАГРУЗКА, ПОДСТАНЦИЯ, ТРАНСФОРМАТОР, ПОТЕРИ МОЩНОСТИ, КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ, АВТОМАТИЧЕСКИЙ ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ТРАНСФОРМАТОР ТОКА, ТРАНСФОРМАТОР НАПРЯЖЕНИЯ, БЕЗОПАСНОСТЬ, ЭКОЛОГИЧНОСТЬ, МОЛНИЕЗАЩИТА, ЗАЗЕМЛЯЮЩИЙ КОНТУР, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНАЯ ЗАЩИТА, РЕЗЕРВНАЯ ЗАЩИТА.

В данной работе объектом исследования является ПС 110/35/10 кВ Волково филиала АО "ДРСК" «АЭС»

Цель исследования – разработка проекта по реконструкции подстанции 110/35/10 кВ Волково путем повышения надежности электроснабжения за счет установки современного оборудования, систем релейной защиты и автоматики.

В процессе исследования выявлено существенные недостатки в процессе эксплуатации подстанции, что может привести к потере электроснабжения со стороны потребителей и нарушением качества электроснабжения. Основу методологии исследования составляет действующие методы проектирования подстанции.

В результате проведенного исследования было выявлено, что реконструкция подстанции приведет к улучшению экономических показателей соответственно повышению надежности оборудования и качества передаваемой электроэнергии

СОДЕРЖАНИЕ

Определение, обозначение, Сокращение	6
Введение	7
1 Характеристика района проектирования	10
2 Выбор главной схемы электрической подстанции	11
3 Выбор повышающих трансформаторов.....	12
4 Расчет токов короткого замыкания	15
5 Выбор электрического оборудования на ОРУ 110 кВ	21
5.1 Выбор и проверка выключателя.....	21
5.2 Выбор и проверка разъединителя.....	23
5.3 Выбор и проверка трансформаторов тока	23
5.4 Выбор и проверка трансформаторов напряжения.....	26
5.5 Выбор и проверка токоведущих частей.....	28
5.6 Выбор и проверка изоляторов	29
5.7 Выбор и проверка ОПН.....	31
5.8 Выбор и проверка ОПН	33
6 Выбор электрического оборудования на ОРУ 35 кВ	34
6.1 Выбор и проверка выключателя.....	34
6.2 Выбор и проверка разъединителя.....	35
6.3 Выбор и проверка трансформаторов тока	36
6.4 Выбор и проверка трансформаторов напряжения.....	38
6.5 Выбор и проверка токоведущих частей.....	39
6.6 Выбор и проверка изоляторов	40
6.7 Выбор и проверка ОПН	41
7 Выбор оборудование на КРУ 10 кВ	44
7.2 Выбор и проверка выключателя.....	44
7.3 Выбор и проверка трансформаторов тока	45
7.4 Выбор и проверка трансформаторов напряжения.....	47
7.5 Выбор и проверка ОПН	49
7.6 Выбор и проверка изоляторов	49
7.7 Выбор и проверка токоведущих частей.....	51

7.8	Выбор аккумуляторных батареи	53
7.9	Выбор трансформаторов собственных нужд	56
8	Заземление и молниезащита подстанции Волково.....	59
8.1	Расчет контура заземления.....	59
8.2	Молниезащита подстанции	64
9	Безопасность и экологичность	70
9.1	Безопасность	70
9.2	Экологичность.....	71
9.3	Чрезвычайная ситуация	77
10	Релейная защита и автоматика	80
10.1	Выбор общих параметров дифференциальной защиты	80
10.2	Выбор уставок дифференциальной защиты ДЗТ-2	81
10.3	Выбор уставок дифференциальной отсечки (ДЗТ-1)	83
10.4	Расчет уставок защиты от перегрузки трансформатора	84
10.5	Расчет уставок МТЗ	85
10.6	Газовая защита трансформатора	89
10.7	Автоматика на подстанции Волково.....	90
10.8	Сигнализация на подстанции Волково	91
11	Технико-экономическая часть проекта.....	93
11.1	Капиталовложения в подстанцию	94
11.2	Расчет эксплуатационных издержек	96
11.3	Срок окупаемости проекта.....	98
	Заключение	100
	Библиографический список	101

ОПРЕДЕЛЕНИЕ, ОБОЗНАЧЕНИЕ, СОКРАЩЕНИЕ

АВР – автоматический ввод резерва

АПВ – автоматическое повторное включение

КЗ – короткое замыкание

КРУ – комплектное распределительное устройство

МТЗ – максимальная токовая защита

ОРУ – открытое распределительное устройство

ПГВ – подстанция глубокого ввода

ПС – подстанция

РПН – регулирование напряжения под нагрузкой

ТКЗ – трехфазное короткое замыкание

ТН – трансформатор напряжения

ТТ – трансформатор тока

ЭДС – электродвижущая сила

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время энергоснабжение потребителей носит важный характер, из-за возрастания потребительской нагрузки. Для обеспечения нормальной работы подстанции происходит замена действующего оборудования. Современные подстанции должны соответствовать требованиям.

1. Повышения надежности сетевого комплекса
2. Сохранение жизни и здоровья работников
3. Контроль качества передаваемой электроэнергии

Актуальность работы заключается в необходимости реконструкции подстанции Волково напряжением 110/35/10 кВ в Благовещенском районе Амурской области. Замена масляных выключателей на элегазовые. Установке секционного выключателя 110 кВ между рабочими шинами. Заменить существующие трансформаторы на одну ступень мощности.

Целью данной работы является реконструкция подстанции 110/35/10 кВ для обеспечения и повышения требуемой надежности.

Задачи, которые были поставлены для достижения указанной цели:

1. Разработать схемы подстанции;
2. Произвести выбор и проверку установленного и проектируемого оборудования подстанции;
3. Произвести расчет молниезащиты и заземление подстанции;
4. Произвести расчет безопасности и экологичности;
5. Произвести технико-экономический расчет.

Практическая значимость выпускной квалификационной работы заключается в разработке оптимальной схемы подстанции, а также обеспечение требуемой надежности путем внедрения нового оборудования для электроснабжения потребителей.

В разделе характеристика района проектирования выявим, что выбранное оборудование, при данном климате будет работать безотказно.

В выборе схемы электрической подстанции предусматриваем установку секционного выключателя на сторонах 35кВ и 110кВ.

В разделе выбора повышающих трансформаторов производится установка новых повышающих трансформаторов.

В разделе расчет токов короткого замыкания мы произведём расчет токов КЗ при наличии установленных новых силовых трансформаторов.

Выбор электрического оборудования подразумевает замену масляных выключателей на элегазовые, замена разрядников на ОПН. Проверить действующее оборудование по термической и электродинамической стойкости.

В разделе заземление и молниезащита подстанции волково предусматривается замена действующего заземляющего устройства поскольку сопротивление ЗУ превышает 0,5 оМ, а также установка линейного молниеотвода ждя повышения молниезащиты.

Раздел безопасность и экологичность в связи с установкой более мощных трансформаторов тока произведен расчет маслоприемника, в случае утечки в результате аварии масла и недопущения его растекания по территории.

Раздел релейная защита и автоматика произведен расчет для терминалов Сириус ТЗ. рассчитаны уставки для дифференциальной защиты, мтз, а также защита от перегрузки силового трансформатора номинальной мощностью 16 МВА

В технико-экономической части проекта рассчитана стоимость оборудования, а также срок окупаемости подстанции.

Ожидаемые результаты работы: произвести реконструкцию подстанции 110/35/10 кВ Волково за счет установки секционного выключателя, замене силовых трансформаторов и ОПН. Разработанная схема и выбранное оборудование должны будут обеспечить безотказную работу в течение нормативного срока эксплуатации оборудования – 25 лет с минимальным ущербом для недоотпуска электроэнергии.

Графическая часть ВКР выполнена в 6 графических листов форматом А1.

При выполнении ВКР использовалось лицензионное программное обеспечение Microsoft Office Word 2022, Microsoft Office Visio 2022, PTC Mathcad Prime 8.0

1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ПРОЕКТИРОВАНИЯ

Муниципальное образование поселок городского типа Волково расположено в южной части Благовещенского района.

Площадь муниципального образования рабочий поселок Волково составляет 45590 га.

Координаты посёлка: 50°14' с.ш. 127° в.д. До северного полюса - 4400 км., до экватора - 5500 км. От посёлка до ближайшего моря (Охотского) - 935 км; от Волково до областного центра - г. Благовещенска - 10 км.

Преобладающие формы рельефа нашей местности - равнина, холмистая, собственное географическое название. Высота над уровнем моря от 0 до 200 м. Слагают поверхность горные породы осадного происхождения - песок, глина, галька, гравий, и не просто песок, а строительный песок, на которой расположен посёлок, сложена морскими и континентальными отложениями мезо-кайнозойского возраста (150 млн. лет до настоящего времени) мощностью до 2000 м. лежащими на докембрийском кристаллическом фундаменте.

На юге и юге-западе посёлка равнина заболочена, находится на высоте до 180 м. Посёлок находится в умеренном климатическом поясе. Область муссонного климата. Средняя температура января -24°, июля +18°; среднее годовое количество осадков 600 мм. Больше осадков выпадает летом, высота снежного покрова составляет 20 см. Направление господствующих ветров: зимой северо-западный, летом юго-восточный.

2 ВЫБОР СХЕМЫ ПРОЕКТИРУЕМОЙ ПОДСТАНЦИИ

Выбор главной схемы является определяющим при проектировании электрической части подстанции, так как определяется состав элементов и связей между ними

Выбор главной схемы электрических соединений подстанций следует производить с учетом следующих факторов:

- Тип подстанции
- Число и мощность силовых трансформаторов
- Категорийность приемников электрической энергии
- Величина напряжения
- Число питающих линий и отходящих присоединений
- Уровни токов короткого замыкания

ПС 110/35/10 «Волково» по высокому напряжению является ПГВ.

В связи с количеством присоединений к ПС и технико-экономической целесообразностью принять следующие схемы электрических соединений распределительных устройств:

- Открытое распределительное устройство 110 кВ (ОРУ) – схема № 110-9 одна рабочая секционированная выключателем система шин.

- Открытое распределительное устройство 35 кВ (ОРУ) – схема № 35-9 одна рабочая секционированная выключателем система шин.

- комплектное распределительное устройство 10 кВ (КРУ) – схема № 10-1 одна секционированная выключателем, система шин.

Схемы должны удовлетворять важным требованиям

1. Надежность электроснабжения потребителей
2. Экономическая целесообразность
3. Удобство эксплуатации

Вид обслуживания ПС – оперативная-выездная бригада.

3 ВЫБОР ПОВЫШАЮЩИХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Важным оборудованием для преобразования напряжения и передачи электроэнергии являются силовые трансформаторы. Классифицируются трансформаторы на повышающие и понижающие. По количеству обмоток на двухобмоточные, трехобмоточные. Для нормальной работы трансформатор выбирается по оптимальной нагрузке. На подстанции Волково установлено 2 повышающих трансформатора мощностью 10 МВА. Данные трансформаторы работают близко к режиму перегрузки. С целью повышения надежности электроснабжения установим трансформаторы мощностью на ступень выше.

Таблица 1 – Исходные данные

$S_{кз}$ МВА	$L_{110кВ}$	U кВ	$P_{35кВ}$ МВт	$P_{10кВ}$ МВт	$\cos \varphi$
1200	27,7	110/35/6	5,44	8,56	0,8

Находим реактивные мощности

$$Q = P \cdot \cos(\varphi) \quad (1)$$

$$Q_{35} = 5,44 \cdot \cos(0,8) = 5,601 \text{ МВар}$$

$$Q_{10} = 8,56 \cdot \cos(0,8) = 8,814 \text{ МВар}$$

Определим полную мощность на стороне 35кВ и 10кВ:

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} \quad (2)$$

$$S_{35кВ} = \sqrt{5,44^2 + 5,601^2} = 7,808 \text{ МВА}$$

$$S_{10кВ} = \sqrt{8,56^2 + 8,814^2} = 12,286 \text{ МВА}$$

Определим мощность трансформатора:

$$S_T = \frac{S_{35кВ} + S_{10кВ}}{n \cdot K_3} \quad (3)$$

$$S_T = \frac{7,808 + 12,286}{2 \cdot 0,7} = 14,353 \text{ МВА}$$

По таблице выбран трансформатор ТДТН-16000/110 трехфазный охлаждение с принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла; трехобмоточный; с регулированием напряжения под нагрузкой.

Таблица 2 – Параметры трансформатора.

Тип	$S_{кз}$ МВА	U кВ			P_k кВт	P_{xx} кВт	$U_{к\%}$ кВ			I_{xx}
		ВН	СН	НН			ВН	СН	НН	
ТДТН 16000/110	16	115	38,5	10,5	90	158	10,5	17,5	6,5	0,33

Проверка выбранного трансформатора осуществляется в нормальном и послеаварийном режиме по фактическому коэффициенту загрузки и аварийной перегрузки

$$K_3^{\text{норм}} = \frac{S_{35кВ} + S_{10кВ}}{n \cdot S_{ТНОМ}} \quad (4)$$

$$K_3^{\text{норм}} = \frac{7,808 + 12,286}{2 \cdot 16} = 0,628$$

$$K_3^{\text{авар}} = \frac{S_{35\text{кВ}} + S_{10\text{кВ}}}{(n - 1) \cdot S_{\text{ТНОМ}}} \quad (5)$$

$$K_3^{\text{норм}} = \frac{7,808 + 12,286}{16} = 1,256$$

Полученный коэффициент загрузки автотрансформатора в послеаварийном режиме не превышает допустимый 1.4, поэтому в послеаварийном режиме мы не отключаем часть потребителей третьей категории, которая составляет 40 % от суммарной нагрузки подстанции.

4 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

В электроэнергетической системе есть несколько режимов работы: нормальный, аварийный и послеаварийный. Главной причиной перехода в аварийный режим из нормального является короткое замыкание. Именно для выбора будущего оборудования, а также его способность выдерживать влияние токов короткого замыкания, производится расчет токов короткого замыкания.

Основными последствиями КЗ являются:

1. Энергетическая авария, именно при этой аварии происходит нарушение устойчивой работы системы;
2. Электродинамическое повреждение действующего оборудования, вызванное большим нагревом токами КЗ;
3. Некачественные условия работы потребителей, которое вызывает нарушение технологического процесса, что может привести к недоотпуску определенных изделий.

При расчете токов короткого замыкания допускается:

1. Вести ЭДС прямой только последовательности
2. Не учитывать межсистемные связи
3. Не учитывать емкость ВЛ
4. Не учитывать насыщение магнитных составляющих электрических машин, и влияние активных сопротивлений трансформаторов и автотрансформаторов

Ниже приведена схема замещения ПС Волково.

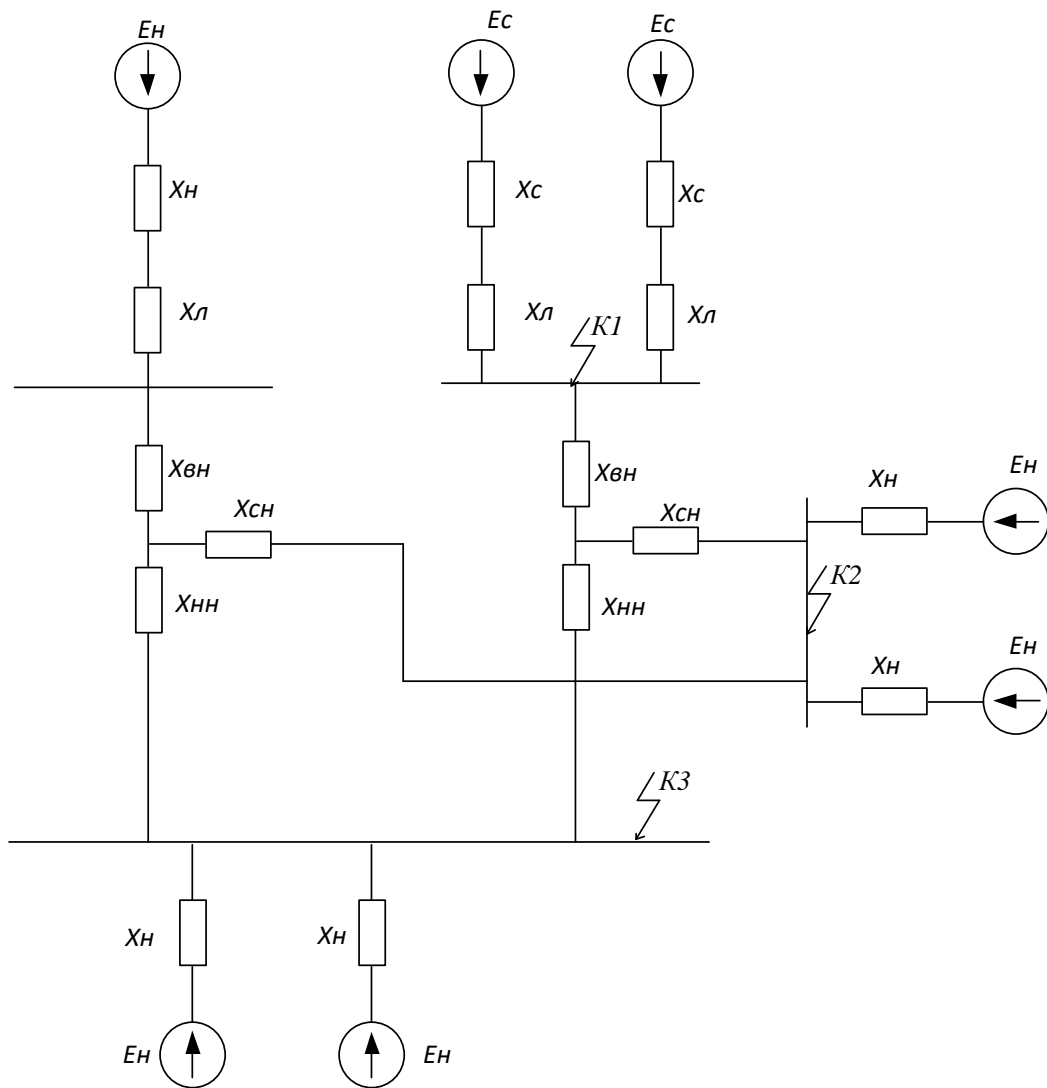


Рисунок 1 – Схема замещения ПС Волково

Произведем расчет токов короткого замыкания для точки К1

Расчет ведется в относительных единицах, за базисную мощность принимаем $S_б=1000$, за базисное напряжение – напряжение ступени К3, т.е. $U_{бк1}=115$.

$$I_{бк1} = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_{бк1}} \quad (6)$$

Таблица 3 – Базисные токи и среднее напряжения

	K1	K2	K3
U _{ср}	110	35	10
I _б	0,502	1,56	5,499

Сопротивление системы:

$$X_c = \frac{S_{\delta}}{S_{K3c}} \quad (7)$$

$$X_c = \frac{100}{3500} = 0,029 \text{ о. е.}$$

где S_{K3c} – мощность системы.

Сопротивление трансформаторов:

$$X_{трBH} = 0,005(u_{вн} + u_{сн} - u_{нн}) \quad (8)$$

$$X_{трBH} = 0,005(10,5 + 17,5 - 6,5) = 0,108$$

$$X_{трCH} = 0,005(u_{сн} + u_{нн} - u_{вн}) \quad (9)$$

$$X_{трCH} = 0,005(10,5 + 6,5 - 17,5) = -0,05$$

$$X_{трHH} = 0,005(u_{сн} + u_{нн} - u_{вн}) \quad (10)$$

$$X_{трHH} = 0,005(17,5 + 6,5 - 10,5) = 0,068$$

Принимаем удельное сопротивление линий связи с системой $X_{y\delta}=0,4$ Ом/км, тогда сопротивление линий:

$$X_L = X_{уд} \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_{CP}} \quad (11)$$

$$X_L = 0,4 \cdot 27,7 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,084 \text{ о. е.}$$

Преобразование схемы замещения для точки К1

$$X_1 = X_c + X_L \quad (12)$$

$$X_1 = 0,029 + 0,084 = 0,112 \text{ о. е.}$$

$$X_2 = \frac{X_1 \cdot X_1}{X_1 + X_1} \quad (13)$$

$$X_2 = \frac{0,112 \cdot 0,112}{0,112 + 0,112} = 0,056 \text{ о. е.}$$

$$I_{по1} = \frac{E_c}{X_2} \cdot I_{б1} \quad (14)$$

$$I_{по1} = \frac{1}{0,056} \cdot 0,502 = 8,937 \text{ кА}$$

Составляющие ударного тока КЗ по ветвям:

$$I_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{по} \cdot K_{уд} \quad (15)$$

$$I_{уд1} = \sqrt{2} \cdot 8,937 \cdot 1,717 = 21,701 \text{ кА}$$

Преобразование схемы замещения для точки К2

$$X_3 = X_2 + X_{mpBH} \quad (16)$$

$$X_3 = 0,056 + 0,108 = 0,164 \text{ о. е.}$$

$$I_{П02} = \frac{E_c}{X_3} \cdot I_{62} \quad (17)$$

$$I_{П02} = \frac{1}{0,164} \cdot 1,56 = 9,534 \text{ кА}$$

Составляющие ударного тока КЗ по ветвям:

$$I_{уд2} = \sqrt{2} \cdot 9,534 \cdot 1,61 = 21,707 \text{ кА}$$

Преобразование схемы замещения для точки КЗ

$$X_4 = X_3 + X_{mpHH} \quad (18)$$

$$X_4 = 0,164 + 0,068 = 0,231 \text{ о. е.}$$

$$I_{П03} = \frac{E_c}{X_4} \cdot I_{61} \quad (19)$$

$$I_{П03} = \frac{1}{0,231} \cdot 5,499 = 23,785 \text{ кА}$$

Составляющие ударного тока КЗ по ветвям:

$$I_{уд3} = \sqrt{2} \cdot 23,785 \cdot 1,37 = 46,083 \text{ кА}$$

По данным токам короткого замыкания, рассчитанным в трех точках подстанции, выберем оборудование, которое может выдержать по электродинамической стойкости. Что приведет к повышению снабжения безостановочной работе на подстанции.

5 ВЫБОР ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ НА ОРУ 110 кВ

5.1 Выбор и проверка выключателя

Силовой выключатель предназначен для отключения токов короткого замыкания или токов нагрузки. Выбирается по номинальному напряжению, номинальному току, току периодической и апериодической составляющей, ударному току короткого замыкания и электродинамической стойкости.

Выключатель ВГБ – силовой выключатель баковый элегазовый. Основными преимуществами данного выключателя является быстрое гашение дуги по сравнению с масляными. Масляные выключатели значительно дольше гасят электрическую дугу. В случае неправильной эксплуатации выключателя может привести к пожару и взрыву, что влечет за собой повреждение оборудования и травматизму рабочего персонала

Таблица 4 – параметры выключателя ВГБ – 110/40-2000 УХЛ 1

Расчетные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$
$I_{раб.мах} = 83,978 \text{ А}$	$I_{ном} = 2000 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{раб.мах}$
$I_{nt} = 8,937 \text{ кА}$	$I_{отк} = 40 \text{ кА}$	$I_{отк} \geq I_{nt}$
$I_{по} = 8,937 \text{ кА}$	$I_{вкл} = 40 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{по}$
$i_{ат} = 12,807 \text{ кА}$	$i_{а.ном} = 20 \text{ кА}$	$i_{а.ном} \geq i_{ат}$
$I_{уд} = 21.701 \text{ кА}$	$I_{дин} = 102 \text{ кА}$	$I_{дин} \geq I_{уд}$
$B_k = 164,133 \text{ кА} \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 4.8 \cdot 10^3 \text{ кА} \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$

Рассчитаем ток апериодической составляющей:

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{по} \cdot e^{\frac{-t}{T_a}} \quad (20)$$

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot 8,937 \cdot e^{\frac{-0,01}{0,03}} = 12,807 \text{ кА}$$

Расчет электродинамической стойкости:

$$B_k = I_{\text{по}}^2 \cdot (t_{\text{рзmax}} + t_{\text{св}} + T_a) \quad (21)$$

$$B_k = 8,937^2 \cdot (2 + 0,035 + 0,02) = 164,133 \text{ кА}$$

Для обеспечения надежности электроснабжения на подстанции разделяют питание. Чтобы не допустить прекращения питания на подстанции предусматривается автоматический ввод резерва. Для этого служат секционные выключатели. В нормальном режиме работы секционный выключатель отключен так питание осуществляется отдельно через независимые источники. В случае обрыва питающей линии и недопускание потери электроснабжения потребителей включают секционный выключатель.

На подстанции Волково отсутствует секционный выключатель, соединение между секциями происходит за счет разъединителя. С целью улучшения надежности системы необходима установка секционного выключателя. Секционный выключатель выбирается аналогично силовому выключателю.

Таблица 5 – параметры секционного выключателя ВГБ – 110/40-2000 УХЛ 1

Расчетные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$
$I_{\text{раб.мах}} = 83,978 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб.мах}}$
$I_{\text{нт}} = 8,937 \text{ кА}$	$I_{\text{отк}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{отк}} \geq I_{\text{нт}}$
$I_{\text{по}} = 8,937 \text{ кА}$	$I_{\text{вкл}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{вкл}} \geq I_{\text{по}}$
$i_{\text{ат}} = 12,807 \text{ кА}$	$i_{\text{а.ном}} = 20 \text{ кА}$	$i_{\text{а.ном}} \geq i_{\text{ат}}$
$I_{\text{уд}} = 21,701 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 102 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{уд}}$
$B_k = 164,133 \text{ кА} \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 4,8 \cdot 10^3 \text{ кА} \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_k$

Данный выключатель по условию выбора проходит

5.2 Выбор и проверка разъединителя

Разъединитель – коммутационный аппарат, предназначенный для создания видимо разрыва, позволяющее вывести оборудования в ремонт и отделяющее от токопроводящих частей. Запрещается отключать разъединителями нагрузочных и токов короткого замыкания.

Разъединитель РГ 110/110 обладает рядом преимуществ по сравнению с РГН и РДЗ. Способность выдерживать высокие испытательные напряжения грозовых импульсов.

Покрытие гальваническим оловом контактных соединений контура. Что обладает противокоррозионной защитой.

Разъединители типа РГ обладают прекрасными эксплуатационными качествами, что исключает обслуживание разъединителя в течение срока эксплуатации

Таблица 6 – параметры разъединителя РГ 110/1000

Расчетные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$
$I_{раб.мах} = 83,978 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{раб.мах}$
$I_{уд} = 21.701 \text{ кА}$	$I_{дин} = 80 \text{ кА}$	$I_{дин} \geq I_{уд}$
$B_k = 164,133 \text{ кА} \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 9,61 \cdot 10^3 \text{ кА} \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$

5.3 Выбор и проверка трансформатора тока

Трансформаторы тока передают сигналы измерения приборам измерения, защиты, автоматики, сигнализации и управления. Нормы монтажа цепей тока и напряжения перечислены в ПУЭ – Правилах устройства электроустановок. Как видно из документа, в токовых цепях сечение медного провода составляет 2,5 кв. мм и более, в цепях напряжения – от 1,5 кв. мм.

Вторичные цепи необходимо заземлять, чтобы обеспечить безопасность пользователей и оборудования.

Не рекомендуется устанавливать трансформатор самостоятельно, не имея соответствующих навыков. Обращение в электромонтажную организацию, имеющую допуск СРО, позволит быстро и без нарушений выполнить комплекс электротехнических работ.

Для снижения риска аварий и травматизма среди персонала, обеспечения безопасных условий труда необходимы периодические испытания измерительных трансформаторов тока. Также эти мероприятия требуется проводить при вводе нового объекта в эксплуатацию либо после модернизации и ремонта существующего здания или сооружения.

Таблица 7 - вторичная нагрузка для трансформатора тока

Прибор	Тип	Нагрузка по фазам		
		А	В	С
Амперметр	Э-335	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	Д-345	0,5	-	0,5
Варметр	Д-345	0,5	-	0,5
ФИП	-	3	-	
Счетчик активной энергии	Н-395	10	-	10
Счетчик реактивной энергии	Н-395	10	-	10
Итого		24,5	0,5	21,5

Определим сопротивление провода:

$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}} \quad (22)$$

где $r_{\text{к}}$ – сопротивление контактов принимается 0,05 Ом, при двух трех приборах и 0,1 при большем числе приборов

Выразим из выражения $r_{\text{пр}}$:

$$r_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} \quad (23)$$

Находим номинальное вторичное сопротивление:

$$Z_{2\text{ном}} = \frac{S_{2\text{ном}}}{I_{2\text{н}}^2} \quad (24)$$

$$Z_{2\text{ном}} = \frac{60}{5^2} = 2,4 \text{ Ом.}$$

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{сум}}}{I_{2\text{н}}^2} \quad (25)$$

$$r_{\text{приб}} = \frac{24,5}{5^2} = 0,98 \text{ Ом.}$$

$$r_{\text{пр}} = 2,4 - 0,98 - 0,1 = 1,32 \text{ Ом.}$$

Находим минимальное сечение провода:

$$S_{\text{min}} = \frac{p \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пр}}} \quad (26)$$

где $p=0,0175$ – удельное сопротивление материала. Во вторичных цепях применяются провода с алюминиевыми жилами.

$l_{\text{расч}}$ – Расчетная длина, зависящая от схемы соединения трансформаторов тока

$$S_{\text{min}} = \frac{0,0283 \cdot 100}{1,3} = 2,177 \text{ мм}^2$$

Принимаем контрольный кабель АКРВГ с жилами сечением 4 мм²

Таблица 8 – параметры трансформатора тока ТРГ-110

Расчетные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$
$I_{раб.мах} = 83,978 \text{ А}$	$I_{ном} = 100 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{раб.мах}$
$I_{уд} = 21.701 \text{ кА}$	$I_{дин} = 45 \text{ кА}$	$I_{дин} \geq I_{уд}$
$B_k = 164,133 \text{ кА} \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 4 \cdot 10^3 \text{ кА} \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$
$Z_2 = 1,32 \text{ Ом}$	$Z_{2ном} = 2,4 \text{ Ом}$	$Z_{2ном} \geq Z_2$

5.4 Выбор трансформатора напряжения

Трансформатор напряжения — это один из видов трансформаторов, который еще называют измерительным, предназначенный для отделения первичных цепей высокого и сверх высокого напряжений и цепей измерений, РЗ и А. Также их используют для понижения высоких напряжений.

Если трансформатор напряжения используется именно для учета, обязательно должны иметь с высшей стороны напряжения целостный предохранитель. Обязательное вторичные обмотки трансформатора тока должны быть заземлены на зажимах.

Класс точности приборов для учета электроэнергии не должен превышать 0.5. не допускается превышать установленные значения вторичных обмоток, что может привести к некорректной работе трансформатора.

У трансформатора напряжения имеются две обмотки. Обмотка соединённая по схеме звезда с нейтралью служит для питания приборов и учета. Вторая обмотка разомкнутый треугольник сигнализирует о наличии земли на линии, что даст команду релейной защите на отключение опасного участка. При нормальном работе трансформатора напряжения в разомкнутом треугольнике отсутствует напряжение. Как только происходит короткое замыкание в системе с изолированной нейтралью на выводах разомкнутого трансформатора напряжения появляется напряжение.

Таблица 9 – вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Название прибора	Вид	S ВА	Число обмоток	Число приборов	Общая потребляемая мощность	
					P	Q
Ваттметр	Д-345	3	1	5	15	
Варметр	Д-345	2	2	5	10	
Вольтметр	Э-350	2	2	1	4	
Счетчик активной энергии	Н-395	10	2	5	50	29,1
Счетчик реактивной Энергии	ДИМ-200	10	2	5	50	29,1
Регистрирующий вольтметр	Н-394	10	2	1	20	9,7
ФИП	-	3	1	1	3	
Итого					152	67,9

$$S_{\Sigma} = \sqrt{152^2 \cdot 67,9^2} = 166,476 \text{ ВА}$$

Трансформатор напряжения, антирезонансный однофазный. Принцип действия основан на преобразование одного напряжения в другое при постоянной частоте и маленьких потерь активной мощности.

Трансформатор состоит из активной части и изоляционной крышки с компенсатором давления, соблюдающий защиту от увлажнения

Таблица 10 – Параметры трансформатора напряжения НАМИ-110 -УХЛ1

Расчетные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$
$S_{\Sigma} = 166,476 \text{ ВА}$	$S_{ном} = 200 \text{ ВА}$	$I_{ном} \geq I_{раб.мах}$

5.5 Выбор и проверка токоведущих частей

В РУ 35 кВ и выше применяются гибкие шины, выполненные проводами, АС. Выберем провод АС 185/24 для напряжения 110 кВ

Радиус провода определяется:

$$r_0 = \frac{d_0}{2} \quad (27)$$

где d_0 – наружный диаметр провода

$$r_0 = \frac{18,9}{2} = 9,45 \text{ мм.}$$

Среднее геометрическое расстояние между проводами фаз:

$$D_{\text{ср}} = 1,26 \cdot D \quad (28)$$

где D – расстояние между соседними фазами принимаем 500 см.

$$D_{\text{ср}} = 1,26 \cdot 500 = 630 \text{ см}$$

Начальная критическая напряженность электрического поля определяется:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right) \quad (29)$$

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,945}} \right) = 32,488 \text{ кВ/см.}$$

Напряженность электрического поля вокруг не расщепленного провода:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{\text{ср}}}{r_0}} \quad (30)$$

$$E = \frac{0,354 \cdot 121}{0,954 \cdot \lg \frac{630}{0,954}} = 6,915 \text{ кВ/см.}$$

Условия образования короны записывается в виде:

$$1,07E \leq 0,9E_0 \quad (31)$$

$$1,07 \cdot 6,915 \leq 0,9 \cdot 32,488$$

$$7,399 \text{ кВ/см} \leq 29,239 \text{ кВ/см}$$

Провод АС 185/24 проходит по условию коронирования.

5.6 Выбор и проверка изоляторов

Опорные изоляторы используются для крепления шин и токопроводов открытых и закрытых распределительных устройств и аппаратов. Проходные изоляторы применяются при переходе токопроводов сквозь стены или для ввода напряжения внутрь металлических баков трансформаторов, конденсаторов, выключателей и других аппаратов. Выберем опорный изолятор ОСК-110/10.

Расчетная сила изолятора:

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot \frac{I_{\text{уд}}^2}{a} \cdot 10^{-7} \quad (32)$$

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot \frac{21701^2}{0,5} \cdot 10^{-7} = 163,136 \text{ Н.}$$

Определим высоту изолятора:

$$H = H_{\text{из}} + b + \frac{h}{2} \quad (33)$$

$$H = 846 + 10 + \frac{1050}{2} = 1380 \text{ мм.}$$

Определим поправочный коэффициент на высоту шины:

$$K_h = \frac{H}{H_{\text{из}}} \quad (34)$$

$$K_h = \frac{1380}{846} = 1,632$$

Расчетная сила изолятора, расположенного на ребро:

$$F_{\text{расч}} = K_h \cdot F_{\text{и}} \quad (35)$$

$$F_{\text{расч}} = 1,632 \cdot 163,136 = 266,238 \text{ Н.}$$

$$F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot F_{\text{и}} \quad (36)$$

$$F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot 10000 = 6000 \text{ Н.}$$

Условия проверки изолятора

$$F_{\text{расч}} \leq F_{\text{доп}} \quad (37)$$

$$266,238 \leq 6000$$

Данный изолятор по условиям выбора проходит.

5.7 Выбор и проверка ОПН

Самый опасный аварийный режим в сетях является скачек напряжения при ударах молнии, схлестывание линии. Значение напряжения может превышать напряжение сети, что создает опасность для оборудования. Именно в этих целях используют ограничители напряжения нелинейный.

Таблица 11 – параметры ОПН-110/88

Напряжение сети	110 кВ
Допустимое напряжение	88 кВ
Номинальный разрядный ток	10 кА
Пропускная способность	550 А

Выбор по наибольшему длительному допустимому рабочему напряжению:

$$U_{\text{нр.с}} = \frac{1.15 \cdot U_{\text{ном}}}{\sqrt{3}} \quad (38)$$

$$U_{\text{нр.с}} = \frac{1.15 \cdot 110}{\sqrt{3}} = 73 \text{ кВ}$$

Находим испытательное напряжение, испускаемое коммутационным импульсом защищаемого электрооборудования.

$$U_{\text{исп.к}} = \frac{1.71 \cdot U_{\text{исп50}}}{1,2} \quad (39)$$

где $U_{\text{исп50}}$ - испытательное одноминутное напряжение при частоте 50 Гц для электрооборудования класса напряжением 110 кВ.

$$U_{\text{исп.к}} = \frac{1.71 \cdot 280}{1,2} = 399 \text{ кВ}$$

Энергия пропускаемая ОПН во время грозового импульса в сетях 110-750 кВ определяется так:

$$\mathcal{E} = \left(\frac{U - U_{\text{ост}}}{Z_B} \right) \cdot U_{\text{ост}} \cdot 2T \cdot n \quad (40)$$

где U – величина неограниченных перенапряжений;

$U_{\text{ост}}$ – остающееся напряжение на ограничителе (550 кВ);

Z_B – волновое сопротивление линии с учетом импульсной короны;

T – время распространения волны

n – количество последовательных импульсов, равное 1

Величина неограниченных перенапряжений:

$$\mathcal{E} = \frac{U_0}{1 + k \cdot l \cdot U_0} \quad (41)$$

где U_0 – напряжение волны перенапряжения

K – коэффициент полярности

L – длина защитного подхода принимается 2 км

$$U = \frac{900}{1 + 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 2,5 \cdot 900} = 620,69 \text{ кВ}$$

$$\mathcal{E} = \left(\frac{620,29 - 600}{740} \right) \cdot 600 \cdot 2 \cdot 10,99 \cdot 1 = 368,729 \text{ кДж}$$

Определим удельную энергоемкость ОПН

$$\mathcal{E}'' = \frac{\mathcal{E}}{U_{\text{НОМ}}} \quad (42)$$

$$\mathcal{E}'' = \frac{368,729}{110} = 3,352 \frac{\text{кДж}}{\text{кВ}}$$

Используется ОПН третьего класса энергоемкости, так как удельная энергия поглощения находится в пределе 3,2:4,5 кДж/кВ

5.8 Выбор высокочастотного заградителя

Высокочастотный заградитель – устройство, применяемое в сетях от 35кВ, исключает потери сигнала на электростанциях и подстанциях. Изолирует неблагоприятное влияние высокочастотного оборудования.

Таблица 12 – параметры высокочастотного заградителя ВЗ 1000

Расчетные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{уст}}$
$I_{\text{раб.мах}} = 83,978 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 1000 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{раб.мах}}$
$I_{\text{уд}} = 21,701 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 25 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{уд}}$
$B_{\text{к}} = 164,133 \text{ кА} \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 9,61 \cdot 10^3 \text{ кА} \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$

6 ВЫБОР ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ НА ОРУ 35 кВ

6.1 Выбор и проверка выключателя

В связи с авариями на подстанции необходимо чтобы силовые выключатели как можно быстрее отключали токи короткого замыкания. Для предотвращения разрушения основного оборудования.

Основные требования предъявляемые к выключателям

1. Надежность и безопасность
2. Удобность обслуживания

Таблица 13 – параметры выключателя ВГБЭ – 35

Расчетные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$
$I_{раб.мах} = 263,932 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{раб.мах}$
$I_{nt} = 9,534 \text{ кА}$	$I_{отк} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{отк} \geq I_{nt}$
$I_{по} = 9,534 \text{ кА}$	$I_{вкл} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{по}$
$I_{уд} = 21,707 \text{ кА}$	$I_{дин} = 32 \text{ кА}$	$I_{дин} \geq I_{уд}$
$B_k = 189,521 \text{ кА} \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 1.024 \cdot 10^3 \text{ кА} \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$

Расчет электродинамической стойкости:

$$B_k = 9,534^2 \cdot (2 + 0,04 + 0,045) = 189,521 \text{ кА}$$

Силовые выключатели имеют гарантированное число операции. Техническое обслуживание проводится осмотром. Протягиванием всех болтовых соединений и привода. Обязательным является контроль давления элегаза. В случае низкого давления выключатель заправляют элегазом, предварительно отключить напряжение, снять выводы и произвести заправку.

Таблица 14 – параметры секционного выключателя ВГБЭ – 35

Расчетные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$
$I_{раб.мах} = 263,932 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{раб.мах}$
$I_{нт} = 9,534 \text{ кА}$	$I_{отк} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{отк} \geq I_{нт}$
$I_{по} = 9,534 \text{ кА}$	$I_{вкл} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{по}$
$I_{уд} = 21,707 \text{ кА}$	$I_{дин} = 32 \text{ кА}$	$I_{дин} \geq I_{уд}$
$B_k = 189,521 \text{ кА} \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 1.024 \cdot 10^3 \text{ кА} \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$

6.2 Выбор и проверка разъединителя

К разъединителям предъявляются следующие требования:

1. Соединительная система должна обеспечивать надежное пропускание тока длительное время. В тяжелых условиях работы разъединители на ОРУ должны обеспечивать бесперебойное пропускание тока, а также наличие термической и динамической стойкости.

2. Разъединители и его привод надежно должны удерживаться в положении включено при протекании через него токов короткого замыкания.

3. Привод разъединитель блокируется вместе с выключателем. Возможно, работа разъединителя только, когда выключатель отключен.

Таблица 15 – параметры разъединителя РГ 35/630

Расчетные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$
$I_{раб.мах} = 263,932 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{раб.мах}$
$I_{уд} = 21,707 \text{ кА}$	$I_{дин} = 64 \text{ кА}$	$I_{дин} \geq I_{уд}$
$B_k = 189,521 \text{ кА} \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 4,096 \cdot 10^3 \text{ кА} \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$

6.3 Выбор и проверка трансформатора тока

Таблица 16 – вторичная нагрузка на трансформаторах тока

Прибор	Тип	Нагрузка по фазам		
		A	B	C
Амперметр	Э-335	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	Д-345	0,5	-	0,5
Варметр	Д-345	0,5	-	0,5
ФИП	-	3	-	
Счетчик активной энергии	Н-395	10	-	10
Счетчик реактивной энергии	Н-395	10	-	10
Итого		24,5	0,5	21

Определим сопротивление провода:

$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}} \quad (43)$$

где $r_{\text{к}}$ – сопротивление контактов принимается 0,05 Ом, при двух трех приборах и 0,1 при большем числе приборов

Выразим из выражения $r_{\text{пр}}$:

$$r_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} \quad (44)$$

Находим номинальное вторичное сопротивление:

$$Z_{2\text{ном}} = \frac{S_{2\text{ном}}}{I_{2\text{н}}^2} \quad (45)$$

$$Z_{2\text{ном}} = \frac{60}{5^2} = 2,4 \text{ Ом.}$$

$$r_{\text{приб}} = \frac{24,5}{5^2} = 0,980 \text{ Ом.}$$

$$r_{\text{пр}} = 2,4 - 0,98 - 0,1 = 1,32 \text{ Ом.}$$

Находим минимальное сечение провода

$$S_{\text{min}} = \frac{0,0175 \cdot 60}{1,32} = 0,795 \text{ мм}^2$$

Принимаем кабель из сшитого полиэтилена АВАШв сечением 4 мм²

Таблица 17 – Параметры трансформатора тока ТЛК-35

Расчетные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_{\text{уст}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$
$I_{\text{раб.мах}} = 263,932 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 600 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб.мах}}$
$r_{\text{пр}} = 1,32 \text{ Ом}$	$Z_{2\text{ном}} = 2,4 \text{ Ом}$	$Z_{2\text{ном}} \geq r_{\text{пр}}$
$I_{\text{уд}} = 21,707 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{уд}}$
$B_{\text{к}} = 189,521 \text{ кА} \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 992,25 \text{ кА} \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$

Трансформатор тока ТЛК – опорный, передающий сигналы приборам измерения, сигнализации и управления в электрических сетях.

6.4 Выбор и проверка трансформатора напряжения

Таблица 18 – вторичная нагрузка на трансформаторах напряжения

Название прибора	Вид	S ВА	Число обмоток	Число приборов	Общая потребляемая мощность	
					P	Q
Ваттметр	Д-345	3	1	5	3	
Варметр	Д-345	2	2	5	4	
Вольтметр	Э-350	2	2	2	4	
Счетчик активной энергии	Н-395	10	2	5	50	29,1
Счетчик реактивной Энергии	ДИМ-200	10	2	5	50	29,1
Регистрирующий вольтметр	Н-394	10	2	2	40	9,7
ФИП	-	3	1	1	3	
Итого					144	67,9

$$S_{\Sigma} = \sqrt{144^2 \cdot 67,9^2} = 157,399 \text{ ВА}$$

Таблица 19 – Параметры трансформатора напряжения НАМИ-35 -УХЛ1

Расчетные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$
$S_{\Sigma} = 157,399 \text{ ВА}$	$S_{ном} = 200 \text{ ВА}$	$I_{ном} \geq I_{раб.мах}$

6.5 Выбор и проверка токоведущих частей

Радиус провода определяется:

$$r_0 = \frac{d_0}{2} \quad (46)$$

где d_0 – наружный диаметр провода равный 15,2 мм

$$r_0 = \frac{15,2}{2} = 7,6 \text{ мм.}$$

Среднее геометрическое расстояние между проводами фаз:

$$D_{\text{ср}} = 1,26 \cdot D \quad (47)$$

где D – расстояние между соседними фазами принимаем 350 см.

$$D_{\text{ср}} = 1,26 \cdot 350 = 441 \text{ см}$$

Начальная критическая напряженность электрического поля определяется:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}}\right) \quad (48)$$

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,76}}\right) = 33,368 \text{ кВ/см.}$$

Напряженность электрического поля вокруг не расщепленного провода:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{\text{ср}}}{r_0}} \quad (49)$$

$$E = \frac{0,354 \cdot 35}{0,76 \cdot \lg \frac{441}{0,76}} = 2,562 \text{ кВ/см.}$$

Условия образования короны записывается в виде:

$$1,07 \cdot 2,562 \geq 0,9 \cdot 33,368$$

$$2,741 \text{ кВ/см} \geq 30,031 \text{ кВ/см}$$

Провод АС 120/19 проходит по условию коронирования

6.6 Выбор и проверка изоляторов

Выбирается изолятор ОСК-10-35

Расчетная сила изолятора:

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot \frac{l_{\text{уд}}^2}{a} \cdot 10^{-7} \quad (50)$$

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot \frac{21707^2}{0,5} \cdot 10^{-7} = 163,226 \text{ Н.}$$

Определим высоту изолятора:

$$H = H_{\text{из}} + b + \frac{h}{2} \quad (51)$$

$$H = 412 + 16 + \frac{500}{2} = 678 \text{ мм.}$$

Определим поправочный коэффициент на высоту шины:

$$K_h = \frac{H}{H_{из}} \quad (52)$$

$$K_h = \frac{678}{412} = 1,646$$

Расчетная сила изолятора, расположенного на ребро:

$$F_{расч} = K_h \cdot F_{и} \quad (53)$$

$$F_{расч} = 1,632 \cdot 279,962 = 456,898 \text{ Н.}$$

$$F_{доп} = 0,6 \cdot F_{и} \quad (54)$$

$$F_{доп} = 0,6 \cdot 1000 = 6000 \text{ Н.}$$

Данный изолятор по условию выбора проходит.

6.7 Выбор и проверка ОПН

Требование предъявляемые к ОПН

1. ОПН должны быть герметичными
2. Иметь стойкость к проникновению влаги
3. Металлические части должны быть защищены от коррозии
4. Иметь устойчивость к воздействиям окружающей среды

Таблица 20 – параметры ОПН-35/40,5

Напряжение сети	35 кВ
Допустимое напряжение	40,5 кВ
Номинальный разрядный ток	10 кА
Пропускная способность	400 А

Выбор по наибольшему длительному допустимому рабочему напряжению:

$$U_{\text{нр.с}} = \frac{1.15 \cdot U_{\text{ном}}}{\sqrt{3}} \quad (55)$$

$$U_{\text{нр.с}} = \frac{1.15 \cdot 35}{\sqrt{3}} = 23,2 \text{ кВ}$$

Находим испытательное напряжение, испускаемое коммутационным импульсом защищаемого электрооборудования.

$$U_{\text{исп.к}} = \frac{1.71 \cdot U_{\text{исп50}}}{1,2} \quad (56)$$

$$U_{\text{исп.к}} = \frac{1.71 \cdot 35}{1,2} = 121 \text{ кВ}$$

Энергия пропускаемая ОПН во время грозового импульса в сетях 3-35 кВ определяется так:

Величина неограниченных перенапряжений:

$$\mathcal{E} = 0,5 \cdot C \cdot \left[(K_{\text{п}} \cdot 0,82 \cdot U_{\text{нр}})^2 - (1,77 \cdot U_{\text{нд}})^2 \right] \quad (57)$$

где C – емкость кабельной линии;

$K_{\text{п}}$ – кратность резонансных перенапряжений

$$\mathcal{E} = 0,5 \cdot C \cdot \left[(K_{\text{п}} \cdot 0,82 \cdot U_{\text{нр}})^2 - (1,77 \cdot U_{\text{нд}})^2 \right] \quad (58)$$

$$\mathcal{E} = 0,5 \cdot 0,4 \cdot [(2,5 \cdot 0,82 \cdot 35)^2 - (1,77 \cdot 37,5)^2] = 148,484 \text{ кДж}$$

Определим удельную энергоёмкость ОПН

$$\mathcal{E}'' = \frac{148,484}{35} = 4,242 \text{ кДж}$$

Используется ОПН третьего класса энергоёмкости, так как удельная энергия поглощения находится в пределе 3,2:4,5 кДж/кВ

7 ВЫБОР ОБРУДОВАНИЯ НА КРУ 10 кВ

7.1 Выбор КРУ

Шкафы КРУ К-129 предназначены для работы в составе распределительных устройств в сетях трехфазного переменного тока частотой 50 Гц, номинальным напряжением 6 или 10 кВ с изолированной, заземленной через дугогасительный реактор или резистор нейтралью.

Основными преимуществами КРУ являются компактность оборудования. Снижение затрат при строительстве здания что ведет к сокращению срока строительства и проектирование объекта. Возможность добавление новых ячеек при расширении и реконструкций данной подстанции.

В случае короткого замыкания, шкафы кру должны выдерживать ток электродинамической стойкости, рассчитанный на данный тип. Кру должно обладать достаточной механической прочностью. Позволяющие доставлять их до объекта монтажа. Допускается при согласовании между заказчиком и заводом изготовителя изготавливать шкафы по нетиповым главных и вспомогательных цепей.

Шкафы кру и встроенное оборудование должно быть устойчивым к грозовым воздействиям. Проверка устойчивости определяется уровнем испытательного грозового импульса. Должны выдерживать внутреннее перенапряжение сети.

Факторами повышающие уровень безопасности КРУ являются:

1. Система блокировок исключаящие ошибочное подачи команд
2. Недопущение использование ручного управления коммутационными аппаратами и выдвижным элементом.
3. Наличие дуговой защиты
4. Использование пожаробезопасного оборудования

Таблица 21 – Основные параметры КРУ К-129

Наименование параметра	Значение
$U_{\text{ном}}$ кВ	10
$U_{\text{наиб.раб}}$ кВ	12
$I_{\text{ном}}$ главных цепей шкафов с воздушным выключателем, А	630, 1250, 1600, 2000, 2500, 3150, 4000
$I_{\text{ном}}$ отключение выключателей, кА	20, 25, 31,5 40
$I_{\text{терм}}$, кА	20, 25, 31,5 40
$I_{\text{дин}}$, кА	51; 64; 81; 102;

7.2 Выбор и проверка выключателя

Выключатели состоят из корпуса, на котором вертикально установлены три полюса главной цепи с вакуумными дугогасительными камерами (далее – ВДК). Подвижные контакты ВДК приводятся в действие пружинно-моторным приводом, расположенным внутри корпуса. На фронтальной части выключателей расположена лицевая панель, на которую выведены все органы управления и индикаторы. В нижнем левом углу лицевой панели расположена маркировочная табличка, содержащая идентификационные данные выключателя.

С экономической точки зрения на стороне 10 кВ выгодно будет установить вакуумный выключатель, не уступающий по характеристикам элегазовому выключателю.

Выключатель VF-10 – вакуумный выключатель, работающий в сетях переменного тока напряжением 10, 20 кВ. Малые габариты позволяют устанавливать в камерах КСО и КРУ.

Выключатель VF-10 состоит из металлического корпуса, у которого закреплены три полюса. Внутри размещен пружинно-моторный привод. Исполнен в виде выкаткой тележки.

Таблица 22 – параметр выключателя VF-10

Расчетные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$
$I_{раб.мах} = 923,76 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{раб.мах}$
$I_{nt} = 23,785 \text{ кА}$	$I_{отк} = 40 \text{ кА}$	$I_{отк} \geq I_{nt}$
$I_{по} = 23,785 \text{ кА}$	$I_{вкл} = 40 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{по}$
$I_{уд} = 64.046 \text{ кА}$	$I_{дин} = 100\text{кА}$	$I_{дин} \geq I_{уд}$
$B_k = 138,603 \text{ кА} \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 4.8 \cdot 10^3 \text{ кА} \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$

Расчет электродинамической стойкости:

$$B_k = 23,785^2 \cdot (2 + 0,035 + 0,01) = 138,603 \text{ кА} \cdot \text{с}.$$

Таблица 23 – параметр секционного выключателя VF-10

Расчетные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$
$I_{раб.мах} = 923,76 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{раб.мах}$
$I_{nt} = 23,785 \text{ кА}$	$I_{отк} = 40 \text{ кА}$	$I_{отк} \geq I_{nt}$
$I_{по} = 23,785 \text{ кА}$	$I_{вкл} = 40 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{по}$
$I_{уд} = 64.046 \text{ кА}$	$I_{дин} = 100\text{кА}$	$I_{дин} \geq I_{уд}$
$B_k = 138,603 \text{ кА} \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 4.8 \cdot 10^3 \text{ кА} \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$

Данный силовой и секционный выключатель по условиям выбора проходит.

7.3 Выбор и проверка трансформаторов тока

Таблица 24 – вторичная нагрузка на трансформаторах тока

Прибор	Тип	Нагрузка по фазам		
		А	В	С
Амперметр	Э-335	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	Д-345	0,5	-	0,5
Варметр	Д-345	0,5	-	0,5
Счетчик активной энергии	Н-395	10	-	10
Счетчик реактивной энергии	Н-395	10	-	10
Итого		21,5	0,5	21,5

Определим сопротивление провода:

$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}} \quad (59)$$

где $r_{\text{к}}$ – сопротивление контактов принимается 0,05 Ом, при двух трех приборах и 0,1 при большем числе приборов

Выразим из выражения $r_{\text{пр}}$:

$$r_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} \quad (60)$$

Находим номинальное вторичное сопротивление:

$$Z_{2\text{ном}} = \frac{S_{2\text{ном}}}{I_{2\text{н}}^2} \quad (61)$$

$$Z_{2\text{ном}} = \frac{90}{5^2} = 3,6 \text{ Ом.}$$

$$r_{\text{приб}} = \frac{21,5}{5^2} = 0,86 \text{ Ом.}$$

$$r_{\text{пр}} = 3,6 - 0,86 - 0,1 = 0,9 \text{ Ом.}$$

Находим минимальное сечение провода

$$S_{\text{min}} = \frac{0,0175 \cdot 40}{2,64} = 2,652 \text{ мм}^2$$

Принимаем кабель из сшитого полиэтилена АПвП2г сечением 4 мм²

Вторичная обмотка замыкается измерительным прибором. Разность токов в обмотках является коэффициентом тока. Изменения тока во вторичной обмотке можно определить через коэффициент тока, по которому ток высокой интенсивности через первичную обмотку.

Измерительные трансформаторы тока литые проходные типа ТЛП предназначены для передачи сигнала измерительной информации измерительным приборам и устройствам защиты и управления, а также для изолирования цепей вторичных соединений от высокого напряжения в комплектных распределительных устройствах переменного тока на класс напряжения до 10 кВ.

Таблица 25 – Параметры трансформатора тока ТЛП-10

Расчетные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$
$I_{\text{раб.мах}} = 923,76 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб.мах}}$
$I_{\text{уд}} = 64.046 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 102 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{уд}}$
$B_{\text{к}} = 138,603 \text{ кА} \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 4.8 \cdot 10^3 \text{ кА} \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$

7.4 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Таблица 26 – вторичная нагрузка на трансформаторах тока

Название прибора	Вид	S ВА	Число обмоток	Число приборов	Общая потребляемая мощность	
					P	Q
Вольтметр	Э-350	2	2	1	4	
Счетчик активной энергии	Н-395	10	2	12	120	58,2
Счетчик реактивной Энергии	ДИМ-200	10	2	12	120	58,2
Регистрирующий вольтметр	Н-394	10	2	1	20	9,7
Итого					264	126,1

$$S_{\Sigma} = \sqrt{264^2 \cdot 126,1^2} = 292,57 \text{ ВА}$$

Таблица 27 – Параметры трансформатора напряжения НОЛП-10

Расчетные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$
$S_{\Sigma} = 292,57 \text{ ВА}$	$S_{ном} = 400 \text{ ВА}$	$I_{ном} \geq I_{раб.мах}$

Трансформаторы серии НОЛП выполняются однофазными двух обмоточными с незаземленными выводами.

7.5 Выбор и проверка ОПН

Возникновение аварийных ситуаций при эксплуатации электрических сетей и оборудования в большинстве ситуаций вызываются импульсными скачками напряжения в результате замыкания линий, воздействия атмосферного электричества, ошибок при коммутационных переключениях.

Для исключения подобного применяются ОПН. Данные устройства предназначены для защиты линий и оборудования в ситуациях, когда по той или иной причине нагрузка возрастает в разы, с опасностью возникновения аварии. Рассмотрим особенности конструктивного устройства данных элементов, применяемые разновидности и их технические характеристики, прочие сопутствующие моменты.

Таблица 28 – параметры ОПН-РТ/TEL 10 УХЛ1

Напряжение сети	10 кВ
Допустимое напряжение	12 кВ
Номинальный разрядный ток	15 кА
Пропускная способность	1000 А

Выбор по наибольшему длительному допустимому рабочему напряжению:

$$U_{\text{нр.с}} = \frac{1.15 \cdot 10}{\sqrt{3}} = 6,64 \text{ кВ}$$

Находим испытательное напряжение, испускаемое коммутационным импульсом защищаемого электрооборудования.

$$U_{\text{исп.к}} = \frac{1.71 \cdot 10}{1,2} = 14,25 \text{ кВ}$$

Энергия пропускаемая ОПН во время грозового импульса в сетях 3-35 кВ определяется так:

$$\mathcal{E} = 0,5 \cdot 1,1 \cdot [(2,5 \cdot 0,82 \cdot 10)^2 - (1,77 \cdot 10,5)^2] = 41,166 \text{ кДж}$$

Определим удельную энергоемкость ОПН

$$\mathcal{E}'' = \frac{41,166}{10} = 4,117 \text{ кДж}$$

Используется ОПН третьего класса энергоемкости, так как удельная энергия поглощения находится в пределе 3,2:4,5 кДж/кВ

Таблица 29 – выбор и проверка ОПН-РТ/ТЕЛ 10 УХЛ1

Расчетные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$
$U_{нр.с} = 6,64 \text{ кВ}$	$U_{доп} = 12 \text{ кВ}$	$U_{доп} \geq U_{нр.с}$
$U_{ост} = 9,6 \text{ кВ}$	$U_{исп.к} = 14,25 \text{ кВ}$	$U_{исп.к} \geq U_{ост}$

7.6 Выбор и проверка изолятора

Выбор изоляторов ИО10-10

Расчетная сила изолятора

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{64046^2}{0,8} \cdot 10^{-7} = 888,085 \text{ Н.}$$

Определим высоту изолятора

$$H = 412 + 16 + \frac{500}{2} = 678 \text{ мм.}$$

Определим поправочный коэффициент на высоту шины:

$$K_h = \frac{678}{412} = 1,646$$

Расчетная сила изолятора, расположенного на ребро:

$$F_{расч} = 1,646 \cdot 888,085 = 1461,788 \text{ Н.}$$

$$F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot 10000 = 6000 \text{ Н.}$$

7.7 Выбор и проверка токоведущих частей

Электротехническая шина — это проводник с низким сопротивлением (активным и реактивным), к которому могут подсоединяться отдельные электрические цепи (в низковольтных установках и сетях) или высоковольтные устройства (электрические подстанции, высоковольтные РУ и т.д.). Использование шин обеспечивает экономию площади установки, материалов и трудозатрат.

$$I_{\text{раб.мах}} = 923,76 \text{ А}$$

Следует выбрать шины коробчатого сечения из алюминиевого сплава АДЗТЗ1

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{раб.мах}} \quad (62)$$

$$2760 \geq 923,76 \text{ А}$$

Проверка шин на термическую стойкость:

$$q \geq q_{\text{min}} \quad (63)$$

где q_{min} — минимальное сечение проводника, мм².

Минимальное сечение проводника:

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_k}}{C_T} \quad (64)$$

где C_T — значение термической функции, при начальной температуре.

$$q_{min} = \frac{\sqrt{138,603 \cdot 10^6}}{91} = 129,373 \text{ мм}^2$$

$$129,373 \leq 800 \text{ мм}^2.$$

Определим расчетное напряжение в материале шин:

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{I_{уд}^2 \cdot l^2}{W} \quad (65)$$

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{64,046^2 \cdot 1,5^2}{167} = 9,572 \text{ Мпа}$$

$$\sigma_{расч} \leq \sigma_{доп} \quad (66)$$

$$9,572 \leq 89 \text{ Мпа}$$

Данные шины удовлетворяют всем условиям проверки.

7.8 Выбор аккумуляторных батарей

Внутри аккумуляторов постоянно происходят химические процессы. Приводящие к снижению их емкости. На сегодняшний день на подстанциях работают аккумуляторы в режиме постоянного подзаряда. В случае аварии всю нагрузку сети берет на себя батарея. После устранения аварии батарея снова заряжается и переводится в режим подзаряда.

Для питания приводов выключателей, устройств защиты, сигнализации и телемеханики на подстанциях часто применяют постоянный оперативный ток. Его источником является аккумуляторная батарея типа «СК», работающая в режиме постоянного разряда. При выборе батареи исходят из аварийного режима работы электроустановки, когда к постоянной нагрузке батареи добавляется нагрузка аварийного освещения и других потребителей,

переключаемых на питание от постоянного тока при исчезновении переменного напряжения.

В качестве преобразователей используют выпрямители и двигатели — генераторы. При нормальной работе станции (подстанции) сеть постоянного тока питается через преобразователь. Батарея заряжена и потребляет лишь небольшой ток заряда для компенсации саморазряда. При нарушении нормального режима (исчезновение напряжения переменного тока в системе СН) преобразователь отключается и нагрузку принимает на себя батарея.

Аккумуляторные батареи выбирают по необходимой емкости, уровням напряжения в аварийном режиме и схеме присоединения к шинам.

Как правило, аккумуляторные батареи эксплуатируются в режиме постоянного подзаряда по схеме с элементным коммутатором. Напряжение при этом на элементе в начале разряда составляет 2.15 В, а допустимое напряжение в конце полного разряда в получасовом режиме принимается равным 1.75 В.

Количество элементов, присоединяемых к шинам в режиме постоянного подзаряда:

$$n_0 = \frac{U_{III}}{U_{IIIА}} \quad (67)$$

$$n_0 = \frac{110}{2,15} = 52$$

$$n_0 = \frac{126}{2,15} = 59$$

$$n_{min} = \frac{230}{2,6} = 49$$

$$n = \frac{230}{1,75} = 132$$

Количество добавочных элементов:

$$n_{min} = n - n_0 \quad (68)$$

$$n_{min} = 132 - 59 = 73$$

Типовой номер батареи:

$$N = 1,05 \cdot \frac{I_{ав}}{j} \quad (69)$$

$$N = 1,05 \cdot \frac{880}{25} = 43,989$$

Полученный номер округляется до ближайшего номера N=44

Принимаем СК-44

$$N = \frac{1896}{46} = 41,217$$

Выбор подзарядного устройства:

$$I_{ПЗ} \geq 0,15 \cdot N + I_{П} \quad (70)$$

$$I_{ПЗ} \geq 0,15 \cdot 44 + 20 = 26,6 \text{ А}$$

$$U_3 \geq 2,15 \cdot n \quad (71)$$

$$U_3 \geq 2,15 \cdot 108 = 232 \text{ В}$$

В качестве подзарядных устройств применяют выпрямительные агрегаты с твердыми выпрямителями, типа ВАЗП – 380/260 – 40/80.

Выпрямительные агрегаты выполняют подзарядку аккумуляторных батареи при параллельной работе. Регулятор напряжения служит для улучшения, подаваемого напряжение и недопущение его просадки как и повышения. Датчик напряжения позволяет осуществлять связь для измерения и передачи напряжения на датчик. Во избежание аварийных режимов на агрегатах предусмотрены режимы.

Зарядное устройство рассчитывается на ток заряда:

$$I_A = 5 \cdot N + I_{\Pi} \quad (72)$$

$$U_3 \geq 2,75 \cdot n \quad (73)$$

$$I_A = 5 \cdot 44 + 20 = 205 \text{ А}$$

$$U_3 \geq 2,75 \cdot 88 = 242 \text{ В}$$

В качестве зарядных устройств применяют двигатели – генераторы. Генераторы постоянного тока выбираются, как правило, одной серии П на номинальное напряжение 270 В с регулированием в пределах 220 – 320 В.

7.9 Выбор трансформаторов собственных нужд

Собственные нужды на подстанции потребляют электроэнергию токоприемниками, которые обеспечивают необходимую работу подстанции. Сюда относится подогрев и охлаждение силовых трансформаторов. Питание цепей релейной защиты и автоматики.

Таблица 30 – собственных нужд подстанции

Электроприемники	Количество электроприемников	Установленная Мощность	Суммарная мощность
Обдув трансформатора	2	13,1	26,2
Обогрев ОПУ	1	15,75	15,75
Вентиляция и освещение ОПУ	1	2,9	2,9
Обогрев КРУ	1	5	5
Наружное освещение	1	4,5	4,5
Вентиляция аккумуляторной	1	4,2	4,2
Обогрев выключателей	7	9,9	69,3
	6	9,9	59,4
Телемеханика	1	8	8
Итого			211,75

$$S_{расч} = K_n \cdot S_{расч} \quad (74)$$

$$S_{расч} = 0,8 \cdot 277,362 = 169,4 \text{ КВА}$$

$$K_{ПА} = \frac{S_{расч}}{S_{ТР}} \quad (75)$$

$$K_{ПА} = \frac{169,4}{250} = 0,678$$

$$K_{ПА} = \frac{169,4}{250 \cdot 2} = 0,339$$

По каталогу принимаем к установке 2 трансформатора ТМГ-250/10

Трансформатор масляный предназначен для работы в электрических сетях напряжением от 6 или 10 кВ в ОРУ и служат для питания собственных нужд подстанции.

Трансформатор снабжен специальной пробкой для забора масла. Поверхность бака окрашена специальной краской защищаемое от влияния окружающей среды. Все уплотнения выполнены из маслостойкой резины обеспечивающие достаточную плотность.

8 ЗАЗЕМЛЕНИЕ И МОЛНИЕЗАЩИТА ПОДСТАНЦИИ ВОЛКОВО

При проектировании или реконструкции подстанции обязательно производится выполнение заземляющего контура. Электрическое оборудование в нормальном режиме работает исправно и не представляет угрозы для работающего персонала. Для предотвращения поражения током рабочего персонала, от электроустановки, а также металлических частей расположенного вблизи действующего оборудования, подлежат заземлению.

Обязательным условием заземляющего устройства является то, что сопротивление заземляющего устройства в любое время года не должно превышать больше 0,5 Ом.

В процессе эксплуатации ЗУ должно проверяться не реже одного раза в 6 лет.

8.1 Расчет контура заземления

Определяем площадь контура заземления

$$S = (A \cdot 3) \cdot (B \cdot 3) \quad (77)$$

$$S = (150 \cdot 3) \cdot (120 \cdot 3) = 162000 \text{ мм}^2$$

Определяем удельное сопротивление второго грунта

$$\rho_2 = \frac{\rho_1}{\psi} \quad (78)$$

$$\rho_2 = \frac{20}{1,9} = 10,52$$

Определим сечение проводника:

$$F_{\text{МП}} = \pi \cdot \frac{d^2}{4} \quad (79)$$

$$F_{\text{МП}} = \pi \cdot \frac{20^2}{4} = 314,159 \text{ мм}^2$$

$$F_{\text{ТС}} = \sqrt{\frac{I_{\text{М}}^2 \cdot t}{400 \cdot \beta}} \quad (80)$$

$$F_{\text{ТС}} = \sqrt{\frac{16000^2 \cdot 0,12}{400 \cdot 21}} = 60,474 \text{ мм}^2$$

где $I_{\text{М}}$ – максимальный ток КЗ

t - время срабатывания релейной защиты;

β - коэффициент термической стойкости.

Проверка на коррозионную стойкость:

$$S_{\text{КС}} = a_{\text{К}} \cdot \ln(240)^3 + b_{\text{К}} \cdot \ln(240)^3 + c_{\text{К}} \cdot \ln(240)^2 + d_{\text{К}} \quad (81)$$

где $a_{\text{К}}$; $b_{\text{К}}$; $c_{\text{К}}$; $d_{\text{К}}$ – коэффициенты, зависящие от свойств грунта.

$$F_{\text{кор}} = 3,14 \cdot S_{\text{КС}} \cdot (S_{\text{КС}} + d) \quad (82)$$

$$F_{\text{кор}} = 3,14 \cdot 0,782 \cdot (0,782 + 18) = 46,119$$

Общая длина полос в сетке

$$L_{\Pi} = \frac{A \cdot 3}{L_{\Pi\Pi}} \cdot (A \cdot 3) + \frac{B \cdot 3}{L_{\Pi\Pi}} \cdot (B \cdot 3) \quad (83)$$

$$L_{\Pi} = \frac{150 \cdot 3}{20} \cdot (150 \cdot 3) + \frac{120 \cdot 3}{20} \cdot (120 \cdot 3) = 16605 \text{ м}$$

Число ячеек:

$$m = \frac{S}{L_{\Pi\Pi}^2} \quad (84)$$

$$m = \frac{162000}{20^2} = 405$$

Принимаем $m=103$

Определим количество электродов по горизонтали

$$n_{\Gamma} = \frac{A \cdot 3}{L_{\Pi\Pi}} \quad (85)$$

$$n_{\Gamma} = \frac{150 \cdot 3}{20} = 22,5$$

Принимаем $n_{\Gamma} = 22$

Определим количество электродов по горизонтали

$$n_{\text{В}} = \frac{B \cdot 3}{L_{\Pi\Pi}} \quad (86)$$

$$n_B = \frac{120 \cdot 3}{20} = 18$$

Принимаем $n_B = 18$

Определяем длину сторон ячейки:

$$L_\Gamma = \frac{A \cdot 3}{n_\Gamma} \quad (87)$$

$$L_\Gamma = \frac{150 \cdot 3}{22} = 20,455 \text{ м}$$

$$L_B = \frac{A \cdot 3}{n_B} \quad (88)$$

$$L_B = \frac{120 \cdot 3}{18} = 20 \text{ м}$$

Длина полос в рассматриваемой модели:

$$L = (L_\Gamma \cdot 6 \cdot 6) + (L_B \cdot 6 \cdot 6) \quad (89)$$

$$L = (20,455 \cdot 6 \cdot 6) + (20 \cdot 6 \cdot 6) = 1456,36 \text{ м}$$

Количество вертикальных электродов:

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{12} \quad (90)$$

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{162000}}{12} = 134$$

Вычисляем стационарное сопротивление заземлителя:

$$R_1 = \rho_1 \cdot \left(\frac{0,4}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L+n_B+L_B} \right) \quad (91)$$

$$R_2 = \rho_2 \cdot \left(\frac{0,4}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L+n_B+L_B} \right) \quad (92)$$

$$R_1 = 20 \cdot \left(\frac{0,4}{\sqrt{162000}} + \frac{1}{1456,36 + 18 + 20} \right) = 0,031 \text{ Ом}$$

$$R_2 = 10 \cdot \left(\frac{0,4}{\sqrt{162000}} + \frac{1}{1456,36 + 18 + 20} \right) = 0,015 \text{ Ом}$$

Находим импульсный коэффициент для обоих слоев:

$$a_1 = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_1 + 320) \cdot (I_{\text{МОЛН}} + 45)}} \quad (93)$$

$$a_2 = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_2 + 320) \cdot (I_{\text{МОЛН}} + 45)}} \quad (94)$$

$$a_1 = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{162000}}{(20 + 320) \cdot (55 + 45)}} = 4,214$$

$$a_2 = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{162000}}{(10 + 320) \cdot (55 + 45)}} = 4,277$$

Рассчитываем импульсное сопротивление заземлителя:

$$R_{и1} = R_1 \cdot a_1 \quad (95)$$

$$R_{и2} = R_2 \cdot a_2 \quad (96)$$

$$R_{и1} = 0,031 \cdot 4,214 = 0,13 \text{ Ом}$$

$$R_{и2} = 0,015 \cdot 4,277 = 0,066 \text{ Ом}$$

$$R_{общ} = R_{и1} + R_{и2} \quad (97)$$

$$R_{общ} = 0,13 + 0,066 = 0,196 \text{ Ом}$$

Главное условия заземляющего устройства выполняется. Оно не должно превышать в любое время года не более 0,5 Ом. В случае превышение данного показателя необходимо проверить контур на целостность, а также подвергать его замене на подстанции

8.2 Молниезащита подстанции

Перенапряжение на подстанции может возникнуть в результате прямого удара молнии. Ущерб от удара молнии может привести к разрушению действующего оборудования, а также токоведущих частей. Мероприятия по проектированию молниезащиты являются основными для проектирования подстанции.

Основные причины оснащения объектов молниезащитными устройствами:

1. Предохранение оборудования
2. Обеспечение электроснабжения потребителей.
3. Снижение уровня травматизма персонала

Зоны защиты одиночного линейного молниеотвода высотой 25 м.

На ОРУ объекты защищаются стержневыми молниеотводами. Молниеотводы различают на стержневые и тросовые.

Молниеприемник должен выдерживать термические нагрузки при протекании тока. Молниеотвод должен заземлен не менее тремя вертикальными электродами соединённые между собой, с помощью сварки.

Эффективная высота молниеотвода:

$$h_{\text{эф}} = 0,85 \cdot h_{\text{л}} \quad (98)$$

$$h_{\text{эф}} = 0,85 \cdot 25 = 21,25 \text{ м}$$

Радиус зоны защиты на уровне земли:

$$r_{0\text{л}} = 1,2 \cdot h_{\text{л}} \quad (99)$$

$$r_{0\text{л}} = 1,2 \cdot 25 = 30 \text{ м}$$

Радиусы зоны защиты на высоте $h_{\text{x}} = 8$ и $h_{\text{x}} = 11$ м:

$$r_{\text{x}} = r_{0\text{л}} \cdot \frac{(h_{\text{эф}} - h_{\text{x}})}{h_{\text{эф}}} \quad (100)$$

$$r_{\text{x8}} = 30 \cdot \frac{(21,25 - 8)}{21,25} = 18,7 \text{ м}$$

$$r_{\text{x11}} = 30 \cdot \frac{(21,25 - 11)}{21,25} = 14,5 \text{ м}$$

Зона защиты одиночного шинного молниеотвода высотой 18 м.

Эффективная высота молниеотвода:

$$h_{\text{эф}} = 0,85 \cdot h_{\text{л}} \quad (101)$$

$$h_{\text{эф}} = 0,85 \cdot 18 = 15,3 \text{ м}$$

Радиус зоны защиты на уровне земли:

$$r_{0\text{л}} = 1,2 \cdot h_{\text{л}} \quad (102)$$

$$r_{0\text{л}} = 1,2 \cdot 18 = 21,6 \text{ м}$$

Радиусы зоны защиты на высоте $h_x = 8$ и $h_x = 11$ м:

$$r_x = r_{0\text{л}} \cdot \frac{(h_{\text{эф}} - h_x)}{h_{\text{эф}}} \quad (103)$$

$$r_{x8} = 21,6 \cdot \frac{(15,3 - 8)}{15,3} = 10,3 \text{ м}$$

$$r_{x11} = 21,6 \cdot \frac{(15,3 - 11)}{15,3} = 6,071 \text{ м}$$

Двойной стержневой молниеотвод.

Определим минимальную высоту внутренней зоны между молниеотводами М1-М2:

$$h_{\text{схл}} = h_{\text{эф}} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h_{\text{л}}) \cdot (L - h_{\text{л}}) \quad (104)$$

$$h_{\text{схл}} = 21,25 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 25) \cdot (53,2 - 25) = 16,244 \text{ м.}$$

Половина ширины внутренней зоны на высоте 8 и 11 м:

$$r_{cx} = r_{0л} \cdot \frac{(h_{cxл} - h_x)}{h_{cxл}} \quad (105)$$

$$r_{x8} = 30 \cdot \frac{(16,244 - 8)}{16,244} = 15,226 \text{ м}$$

$$r_{x11} = 30 \cdot \frac{(16,244 - 11)}{16,244} = 9,685 \text{ м}$$

Для молниеотвода М7-М1 (разные высоты).

Минимальная высота внутренней зоны линейного молниеотвода:

$$h_{cxл} = 21,25 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 25) \cdot (36,7 - 25) = 19,173 \text{ м.}$$

Половина ширины внутренней зоны на высоте 8 и 11 м:

$$r_{x8} = 30 \cdot \frac{(19,173 - 8)}{19,173} = 17,483 \text{ м}$$

$$r_{x11} = 30 \cdot \frac{(19,173 - 11)}{19,173} = 12,789 \text{ м}$$

Минимальная высота внутренней зоны шинного молниеотвода:

$$h_{cxл} = 15,3 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 25) \cdot (36,7 - 18) = 12,02 \text{ м.}$$

Половина ширины внутренней зоны на высоте 8 и 11 м:

$$r_{x8} = 21,6 \cdot \frac{(12,02 - 8)}{12,02} = 7,224 \text{ м}$$

$$r_{x11} = 21,6 \cdot \frac{(12,02 - 11)}{12,02} = 1,833 \text{ м}$$

Средняя минимальная высота внутренней зоны:

$$h_{\text{смп}} = \frac{(h_{\text{схл}} + h_{\text{схш}})}{2} \quad (106)$$

$$h_{\text{смп}} = \frac{(19,173 + 12,02)}{2} = 15,597 \text{ м.}$$

Средняя половина внутренней зоны на уровне высоты 8 и 11 м:

$$r_{\text{смп}} = \frac{(r_{\text{схл}} + r_{\text{схш}})}{2} \quad (107)$$

$$r_{\text{смп}} = \frac{(17,48 + 7,224)}{2} = 12,353 \text{ м.}$$

$$r_{\text{смп}} = \frac{(12,789 + 1,833)}{2} = 7,311 \text{ м.}$$

Каждый молниеотвод необходимо соединить с заземляющим контуром, к которому уже присоединены вертикальные электроды. Осуществить присоединение при помощи сварки.

Результаты расчета других молниеотводов занесем в таблицу

Таблица 31 результаты расчета зон защиты молниеотводов

Название	Расстояние между молниеотводами м	Минимальная высота внутренней зоны м	Половина ширины внутренней зоны на высоте 8 м	Половина ширины внутренней зоны на высоте 11 м
M1-M2	54,1	16,262	15,246	9,695
M2-M3	46,3	17,667	16,67	12,1
M3-M4	35,4	19,548	17,722	13,199
M4-M5	58,6	15,341	14,367	8,495
M6-M7	55,7	14,147	11,268	6,248
M7-M1	36,7	15,597	12,353	7,311

Как видно из таблицы что защита подстанции от прямого удара молнии удовлетворяет требованиям.

9 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

9.1 Безопасность

При монтаже, эксплуатации, осмотрах, ремонтах и ревизии действующих подстанции необходимо соблюдать «Правила технической эксплуатации электроустановок», «Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок».

Наряду с указаниями настоящей инструкции необходимо руководствоваться «Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок».

В конструкции подстанции предусмотрены следующие технические мероприятия, обеспечивающие возможность безопасного обслуживания:

а) все находящееся под высоким напряжением оборудование установлено на высоте 2,5 м от нулевой отметки до основания изоляторов;

б) токоведущие части и участки сети ОРУ, конструктивно необорудованные аппаратными ножами заземления, при выполнении работ закорачиваются и заземляются переносными закоротками, входящими в комплект заводской поставки;

в) для ограждения тех токоведущих частей блоков 110 и 35 кВ, которые могут оказаться под напряжением, предусмотрены инвентарные ограждение с приспособлением для их запираания.

г) в конструкции подстанции предусмотрена электромеханическая блокировка, предупреждающие ошибочные оперативные действия с коммутационными аппаратами;

д) электрическое питание к осветительным установкам и к розеткам местного освещения подается дистанционно из ячейки КРУ 6 кВ собственного расхода;

е) для питания ламп переносного местного освещения в шкафах, смонтированных на блоках ОРУ, установлены розетки на 12 В;

ж) все металлоконструкции трансформаторов, шкафов и оснований аппаратов, приводов и блоков, труб, электропроводки и кабельных трасс, нормально не находящиеся под напряжением, при монтаже должны быть надежно заземлены к контуру заземления;

з) осветительные установки позволяют выполнять работы по замене ламп без снятия напряжения на подстанции;

и) хранение средств по технике безопасности и инструмента на подстанции предусмотрено в ОПУ или в помещении для ремонтного персонала.

9.2 Экологичность

Для защиты почвы от загрязнения маслом, которое может вытечь из трансформатора при аварии, проектом предусматривается сооружение под трансформаторами маслоприемников с удалением масла и замасленных вод из них системой закрытых маслосток в маслосборник и без отвода масла.

Согласно ПУЭ, для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждениях маслонаполненных силовых трансформаторов (реакторов) с количеством масла более 1 т в единице должны быть выполнены маслоприемники, маслоотводы и маслосборники с соблюдением следующих требований:

1) габариты маслоприемника должны выступать за габариты трансформатора (реактора) 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. При этом габарит маслоприемника может быть принят меньше на 0,5 м со стороны стены или перегородки, располагаемой от трансформатора (реактора) на расстоянии менее 2 м;

2) объем маслоприемника с отводом масла следует рассчитывать на единовременный прием 100 % масла, залитого в трансформатор (реактор). Объем маслоприемника без отвода масла следует рассчитывать на прием 100 % объема масла, залитого в трансформатор (реактор), и 80 % воды от средств пожаротушения из расчета орошения площадей маслоприемника и боковых

поверхностей трансформатора (реактора) с интенсивностью $0,2 \text{ л/с}\cdot\text{м}^2$ в течение 30 мин;

3) устройство маслоприемников и маслоотводов должно исключать переток масла (воды) из одного маслоприемника в другой, растекание масла по кабельным и другим подземным сооружениям, распространение пожара, засорение маслоотвода и забивку его снегом, льдом и т.п.;

4) маслоприемники под трансформаторы (реакторы) с объемом масла до 20 т допускается выполнять без отвода масла. Маслоприемники без отвода масла должны выполняться заглубленной конструкции и закрываться металлической решеткой, поверх которой должен быть насыпан слой чистого гравия или промытого гранитного щебня толщиной не менее 0,25 м либо непористого щебня другой породы с частицами от 30 до 70 мм. Уровень полного объема масла в маслоприемнике должен быть ниже решетки не менее чем на 50 мм.

Удаление масла и воды из маслоприемника без отвода масла должно предусматриваться передвижными средствами. При этом рекомендуется выполнение простейшего устройства для проверки отсутствия масла (воды) в маслоприемнике;

5) маслоприемники с отводом масла могут выполняться как заглубленными, так и незаглубленными (дно на уровне окружающей планировки). При выполнении заглубленного маслоприемника устройство бортовых ограждений не требуется, если при этом обеспечивается объем маслоприемника, указанный в п.2.

Маслоприемники с отводом масла могут выполняться:

- с установкой металлической решетки на маслоприемнике, поверх которой насыпан гравий или щебень толщиной слоя 0,25 м;

- без металлической решетки с засыпкой гравия на дно маслоприемника толщиной слоя не менее 0,25 м.

Незаглубленный маслоприемник следует выполнять в виде бортовых ограждений маслonaполненного оборудования. Высота бортовых

ограждений должна быть не более 0,5 м над уровнем окружающей планировки.

Дно маслоприемника (заглубленного и незаглубленного) должно иметь уклон не менее 0,005 в сторону приемки и быть засыпано чисто промытым гранитным (либо другой непористой породы) гравием или щебнем фракцией от 30 до 70 мм. Толщина засыпки должна быть не менее 0,25 м.

Верхний уровень гравия (щебня) должен быть не менее чем на 75 мм ниже верхнего края борта (при устройстве маслоприемников бортовыми ограждениями) или уровня окружающей планировки (при устройстве маслоприемников без бортовых ограждений).

Допускается не производить засыпку дна маслоприемников по всей площади гравием. При этом на системах отвода масла от трансформаторов (реакторов) следует предусматривать установку огнепреградителей;

б) при установке маслonaполненного электрооборудования на железобетонном перекрытии здания (сооружения) устройство маслоотвода является обязательным;

7) 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. Маслоотводы могут выполняться в виде подземных трубопроводов или открытых кюветов и лотков;

8) маслосборники должны предусматриваться закрытого типа и должны вмещать полный объем масла единичного оборудования (трансформаторов, реакторов), содержащего наибольшее количество масла, а также 80 % общего (с учетом 30-минутного запаса) расхода воды от средств пожаротушения. Маслосборники должны оборудоваться сигнализацией о наличии воды с выводом сигнала на щит управления. Внутренние

поверхности маслоприемника, ограждения маслоприемника и маслоборника должны быть защищены маслостойким покрытием.

Так как маслоприёмник выполнен без отвода масла, то ёмкость маслоприёмника рассчитывается на прием полного объема масла единичного трансформатора и 80 % воды от средств пожаротушения из расчета орошения площадей маслоприемника и боковых поверхностей трансформатора с интенсивностью $0,2 \text{ л/с} \cdot \text{м}^2$ в течение 30 мин.

Для расчета необходимо знать габариты и массу масла в трансформаторе, примененного на ПС, под который будет проектироваться маслоприемник.

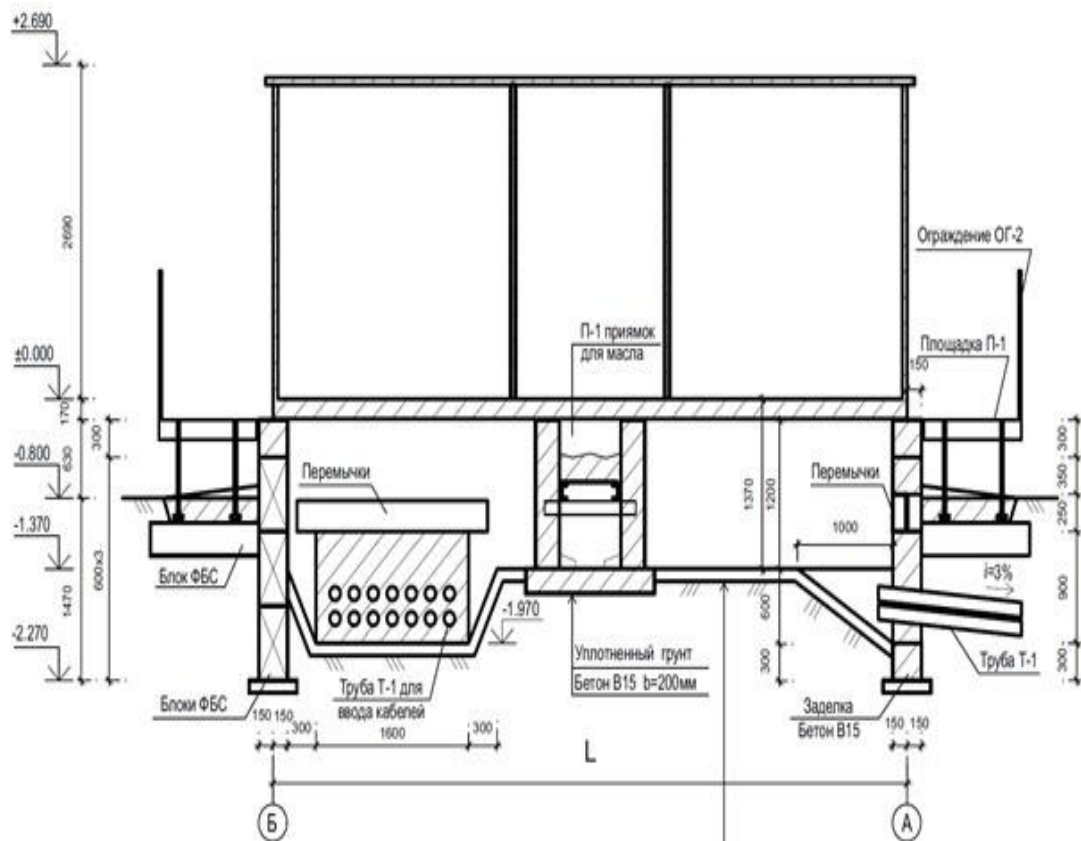


Рисунок 2 – эскиз маслоприемника

Таблица 32 – характеристики трансформатора ТДТН 16000/110

Длина А, м	Ширина Б, м	Высота Н, м	Масса масла М, кг
7,2	3,6	6	19000

Габариты маслоприемника при массе трансформаторного масла от 10 до 50 тонн должны выступать за габариты трансформатора не менее чем на $\Delta=1,5\text{м}$

Определяем габариты маслоприемника:

$$B=A+2\cdot\Delta \quad (108)$$

$$\Gamma=B+2\cdot\Delta \quad (109)$$

$$B=7,2+2\cdot1,5=10,2 \text{ м.}$$

$$\Gamma=3,6+2\cdot1,5=6,6 \text{ м.}$$

Площадь маслоприемника:

$$S_{\text{мп}} = B \cdot \Gamma \quad (110)$$

$$S_{\text{мп}} = 10,2 \cdot 6,6 = 67,32 \text{ м}^2$$

Объем воды, от средств пожаротушения, рассчитывается по следующей формуле:

$$V_{H_2O} = (S_{\text{мп}} + S_{\text{БТ}}) \cdot I \cdot t \quad (111)$$

где $I=0,2\cdot10^{-3} \text{ м}^3/\text{сек}\cdot \text{м}^2$ – интенсивность пожаротушения;

$t=1800 \text{ сек.}$ (30 минут) – расчетное время для запаса объема маслоприемника;

$S_{\text{БТ}}$ – площадь боковой поверхности трансформатора:

$$S_{\text{мп}} = 2 \cdot (A + B) \cdot \Gamma \quad (112)$$

$$S_{\text{МП}} = 2 \cdot (10,2 + 3,6) \cdot 6 = 165,6 \text{ м}^2$$

Объем трансформаторного масла определяется по формуле:

$$V_{\text{ТМ}} = \frac{M}{\rho} \quad (113)$$

где: M – масса масла в трансформаторе, кг;

ρ – плотность трансформаторного масла, кг/м³

$$V_{\text{ТМ}} = \frac{19000}{0,89} = 21,35 \text{ м}^3$$

Объем воды, от средств пожаротушения:

$$V_{\text{H}_2\text{O}} = (67,32 + 165,6) \cdot 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 1800 = 83,851 \text{ м}^3$$

Объем маслоприемника для приема 100 % трансформаторного масла и 80 % воды:

$$V_{\text{МП}} = V_{\text{ТМ}} + 0,8 \cdot V_{\text{H}_2\text{O}} \quad (114)$$

$$V_{\text{МП}} = 21,35 + 0,8 \cdot 83,851 = 88,431 \text{ м}^3$$

Определяем глубину маслоприемника:

$$h_{\text{МП}} = \frac{V_{\text{МП}}}{S_{\text{МП}}} + h_{\Gamma} + h_{\text{В}} \quad (115)$$

где $h_{\Gamma} = 0,25$ – толщина слоя графия, м;

$h_{\text{В}} = 0,05$ – толщина воздушного промежутка, м;

$$h_{\text{МП}} = \frac{88,431}{67,32} + 0,25 + 0,05 = 1,614 \text{ м.}$$

9.3 Чрезвычайная ситуация

В качестве чрезвычайной ситуации рассмотрим пожар на подстанции и основные противопожарные мероприятия.

Вид обслуживания ПС – оперативно-выездная бригада. Оперативно-выездные бригады (ОВБ) создаются при диспетчерских пунктах РЭС или участков и обеспечивают оперативное обслуживание электроустановок в закрепленной зоне, перечень которых утверждается главным инженером предприятия электрических сетей. Электромонтеры ОВБ одними из первых прибывают на пожары, отключают электроэнергию, чтобы пожарные не попали под напряжение.

Пожарная опасность электроустановок связана с применением горючих изоляционных материалов: резины, лаков, масел и т.п. Причинами воспламенения могут быть электрические искры, дуги, короткие замыкания и перегрузка проводов, неисправности электрических машин и аппаратов.

При тушении пожаров в электроустановках, которые могут оказаться под напряжением, следует руководствоваться “Инструкцией по тушению пожаров в электроустановках электростанций и подстанций”.

Порядок тушения пожара на подстанции:

1) Первый заметивший возгорание обязан немедленно сообщить об этом в пожарную охрану и старшему по смене на подстанции, после чего он должен приступить к тушению пожара имеющимися средствами.

2) Старший из числа технического персонала или оперативно-выездной бригады лично или с помощью дежурного персонала обязан определить место пожара, возможные пути его распространения, угрозу действующему электрооборудованию и участки электрической схемы, оказавшиеся в зоне пожара.

3) После определения очага пожара старший из числа технического персонала или оперативно-выездной бригады лично или с помощью дежурного персонала обязан проверить включение автоматической (стационарной) системы пожаротушения, создать безопасные условия персоналу и пожарным подразделениям для ликвидации пожара (отключение оборудования, снятие напряжения, слив масла), приступить к тушению пожара силами и средствами подстанции и выделить для встречи пожарных подразделений лицо, хорошо знающее расположение подъездных путей и водоисточников.

4) До прибытия первого пожарного подразделения руководителем тушения пожара является старший из числа технического персонала или оперативно-выездной бригады подстанции, руководитель объекта.

Старший командир пожарного подразделения по прибытии на пожар принимает на себя руководство тушением пожара.

5) Отключать присоединения, на которых горит оборудование, может дежурный персонал без предварительного получения разрешения вышестоящего лица, осуществляющего оперативное руководство, но с последующим уведомлением его о произведенном отключении.

6) Пожарные подразделения могут приступить к тушению пожара после инструктажа, проведенного старшим из числа технического персонала или оперативно-выездной бригады, и получения от него письменного разрешения на тушение пожара.

Пожарный инвентарь, первичные средства пожаротушения и щиты для их хранения должны находиться на видных местах, иметь свободный доступ и должны быть окрашены масляной краской в красный цвет.

Водоисточником системы пожаротушения являются два пожарных резервуара емкостью 80 м³ каждый. Пожаротушение осуществляется насосами марки К 45/55 (один рабочий и один резервный). Насосы устанавливаются под заливом так, чтобы уровень воды в пожарных резервуарах был 0,5м выше верха корпуса насосов.

Пополнение пожарных резервуаров автоматическое при понижении уровня в них, а также в течение всего времени пожаротушения за 36 часов по 4,5 м³/час от существующей скважины на ПС.

Расход воды на наружное пожаротушение трансформатора 0,2 л/сек*м³. Продолжительность пожаротушения – 3 часа. Потребное количество воды на пожаротушение трансформатора составит 108 м³.

10 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

Устройство микропроцессорной защиты «Сириус-ТЗ», выполняет основную функцию, а именно защиту трехобмоточного трансформатора на подстанции, напряжением 35-220 кВ. Возможность использовать в продольной дифференциальной защите ошиновки с 3 только присоединениями.

Рекомендуется включать трансформаторов тока на всех сторонах трансформатора по схеме «звезда». Выравнивание производится цифровым способом величин и фазы тока.

10.1 Выбор общих параметров дифференциальной защиты

На подстанции планируется установить 2 трехобмоточных трансформатора ТДТН 115/38,5/10 кВ мощность 16 МВА.

Рассчитаем первичный номинальный ток на сторонах защищаемого трансформатора.

$$I_{\text{НОМ ПЕРВ}} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} \quad (116)$$

$$I_{\text{НОМ ПЕРВ}} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 80.327 \text{ А}$$

Рассчитаем вторичный ток в плечах защиты, соответствующий номинальной мощности защищаемого трансформатора:

$$I_{\text{НОМ ВТОР}} = \frac{I_{\text{НОМ ПЕРВ}}}{K_1} \quad (117)$$

$$I_{\text{НОМ ПЕРВ}} = \frac{80,327}{200/5} = 2$$

Полученные результаты занесем в таблицу

Таблица 33 – параметры трансформаторов тока

Наименование величины	ВН	СН	НН
Первичный ток	80,327	239,938	839,782
Коэффициент трансформации ТТ	200/5	400/5	1200/5
Схема соединения ТТ	Y	Y	Y
Вторичный ток	2,008	2,999	3,499
Значение уставок	2,1	3	3,5

10.2 Выбор уставок дифференциальной защиты ДЗТ-2

Расчетный ток небаланса

$$I_{\text{НБрасч}} = K_{\text{ПЕР}} \cdot K_{\text{ОДН}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{ДОБАВ}} \quad (118)$$

$$I_{\text{НБрасч}} = 2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,03 + 0,04 = 0,27$$

Выбор уставки срабатывания

$$\frac{I_{\text{Д1чувс}}}{I_{\text{баз}}} \geq K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{НБрасч}} \quad (119)$$

$$\frac{I_{\text{Д1чувс}}}{I_{\text{баз}}} \geq 1,2 \cdot 0,27 = 0,33$$

Коэффициент снижения тормозного тока

$$K_{\text{СН.Т}} = \sqrt{1 - I_{\text{НБрасч}}} \quad (120)$$

$$K_{\text{СН.Т}} = \sqrt{1 - 0,27} = 0,86$$

Расчетный коэффициент торможения в процентах

$$K_{\text{ТОРМ}} = \frac{100 \cdot K_{\text{ОТС}} \cdot I_{\text{НБрасч}}}{K_{\text{СН.Т}}} \quad (121)$$

$$K_{\text{ТОРМ}} = \frac{100 \cdot 1,2 \cdot 0,27}{0,86} = 37,8$$

Таблица 34 – данные уставок чувствительной тормозной характеристики (с учетом действия компенсации небаланса от работы РПН)

Наименование	Значение
Расчетный ток небаланса при протекании тока равному базисному	0,27
Выбор уставки срабатывания	0,33
Принятое значение базовой уставки срабатывания	0,4
Коэффициент снижения тормозного тока	0,86
Расчетный коэффициент торможения в процентах	37,8
Принятое значение уставки коэффициента торможения	38
Принятое значение уставки второй точки излома	1,5
Принятое значение уставки блокировки по второй гармонике	0,12

Аналогичный расчет произведем для уставок грубой тормозной характеристики.

Таблица 35 – данные уставок чувствительной тормозной характеристики (с учетом действия компенсации небаланса от работы РПН)

Наименование	Значение
Расчетный ток небаланса при протекании тока равному базисному	0,36
Выбор уставки срабатывания	0,43
Принятое значение базовой уставки срабатывания	0,5
Коэффициент снижения тормозного тока	0,8
Расчетный коэффициент торможения в процентах	54
Принятое $I_{\text{КЗ.ВНЕШ.МАКС}}$ значение уставки коэффициента торможения	54
Принятое значение уставки блокировки по второй гармонике	2

10.3 Выбор уставок дифференциальной отсечки (ДЗТ-1)

$$I_{\text{КЗ.ВНЕШ.МАКС.СН}} = \frac{I_{\text{КЗ.ВНЕШ.МАКС}}}{I_{\text{БАЗ.ВН}}} \quad (122)$$

$$I_{\text{КЗ.ВНЕШ.МАКС.СН}} = \frac{1058}{80,327} = 13,171 \text{ А}$$

Расчетный ток небаланса при внешнем КЗ

$$I_{\text{НБ}} = K_{\text{ПЕР}} \cdot (K_{\text{ПЕР}} \cdot K_{\text{ОДН}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{ДОБАВ}}) \cdot I_{\text{КЗ.ВНЕШ.МАКС.СН}} \quad (123)$$

$$I_{\text{НБ}} = 1,5 \cdot (2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,03 + 0,04) \cdot 13,171 = 9,29 \text{ А}$$

Таблица 36 – Расчет уставок дифференциальной отсечки

Наименование величины	СН	НН
Максимальный ток внешнего КЗ, приведенный к стороне ВН	1058	1463
Расчетный ток максимального внешнего КЗ, приведенный к номинальному току трансформатора	13,171	18,213
Расчетный ток небаланса при внешнем Кз	9,286	12,84
Выбор уставки срабатывания с учетом отстройки от БНИ и небаланса при внешнем КЗ	Принимаем значение 6	
Принятое значение уставки	6,0	

10.4 Расчет уставок защиты от перегрузки трансформатора

Ток срабатывания защиты от перегрузки (ЗП) определяется по выражению:

$$I_{зп.тр} = I_{ном.тр} \cdot \frac{K_{отс}}{K_{в}} \quad (124)$$

где $K_{отс} = 1,05$ - коэффициент отстройки ЗП;

$K_{отс} = 0,95$ - коэффициент возврата реле тока ЗП;

Для стороны ВН:

$$I_{зп.ВН} = 80,3 \cdot \frac{1,05}{0,95} = 88,8 \text{ А}$$

Во вторичных величинах ток уставки равен:

$$I_{\text{уст.зп.ВН}} = \frac{I_{\text{зп.ВН}}}{K_{\text{ТТ}}} \quad (125)$$

$$I_{\text{уст.зп.ВН}} = \frac{88,8}{40} = 2,22 \text{ А}$$

Для стороны СН:

$$I_{\text{зп.ВН}} = 240 \cdot \frac{1,05}{0,95} = 265,2 \text{ А}$$

Во вторичных величинах ток уставки равен:

$$I_{\text{уст.зп.ВН}} = \frac{265,2}{60} = 4,42 \text{ А}$$

Для стороны НН:

$$I_{\text{зп.ВН}} = 1466 \cdot \frac{1,05}{0,95} = 1620 \text{ А}$$

Во вторичных величинах ток уставки равен:

$$I_{\text{уст.зп.ВН}} = \frac{1620}{400} = 4,05 \text{ А}$$

10.5 Расчет уставок МТЗ

Произведем выбор уставок на шинах 110 кВ.

Отстройка по току нагрузки:

$$I_{с.з} = \frac{K_H \cdot K_3}{K_B} \cdot I_{НОМ.ВН} \quad (126)$$

$$I_{с.з} = \frac{1,2 \cdot 1,3}{0,95} \cdot 80,3 = 131,861 \text{ А}$$

Принимаем $I_{с.з} = 131,9 \text{ А}$.

Ток срабатывания по условию обеспечения чувствительности при двухфазном КЗ на шинах:

$$I_{с.з} = \frac{I_{КЗ.ВН}^{(2)}}{K_ч} \quad (127)$$

$$I_{с.з} = \frac{3561,9}{1,5} = 2374,6 \text{ А}$$

Вторичный ток срабатывания реле:

$$I_{с.р} = \frac{I_{с.з} \cdot K_{сх}}{K_{ТТ}} \quad (128)$$

$$I_{с.р} = \frac{2374,6 \cdot 1}{40} = 59,365 \text{ А}$$

Округлять в меньшую сторону нельзя.

Принимаем $I_{с.р} = 59,4 \rightarrow I_{с.з} = 2374,6 \text{ А}$.

Отстройка для возврата реле после отключения внешнего КЗ

$$U_{с.з} \leq \frac{U_{min}}{K_{отс} \cdot K_B} \quad (129)$$

где U_{min} - междуфазное напряжение в месте установки защиты в условиях самозапуска после отключения внешнего КЗ, выбираем 0,85 от $U_{ном}$;

$$\frac{0,85 \cdot 110000}{1,2 \cdot 1,2} = 64930,6 \text{ В}$$

Произведем выбор уставок на шинах 35 кВ.

Отстройка по току нагрузки:

$$I_{с.з} = \frac{K_H \cdot K_3}{K_B} \cdot I_{НОМ.ВН} \quad (130)$$

$$I_{с.з} = \frac{1,2 \cdot 1,3}{0,95} \cdot 240 = 394,105 \text{ А}$$

Принимаем $I_{с.з} = 394,1 \text{ А}$.

Ток срабатывания по условию обеспечения чувствительности при двухфазном КЗ на шинах:

$$I_{с.з} = \frac{I_{КЗ.ВН}^{(2)}}{K_ч} \quad (131)$$

$$I_{с.з} = \frac{1653}{1,5} = 1102 \text{ А}$$

Вторичный ток срабатывания реле:

$$I_{с.р} = \frac{I_{с.з} \cdot K_{сх}}{K_{ТТ}} \quad (132)$$

$$I_{c.p} = \frac{1102 \cdot 1}{200/5} = 18,367 \text{ A}$$

Округлять в меньшую сторону нельзя.

Принимаем $I_{c.p} = 18,4 \rightarrow I_{c.з} = 1102 \text{ A}$.

Отстройка для возврата реле после отключения внешнего КЗ:

$$U_{c.з} \leq \frac{U_{min}}{K_{отс} \cdot K_B} \quad (133)$$

где U_{min} - междуфазное напряжение в месте установки защиты в условиях самозапуска после отключения внешнего КЗ, выбираем 0,85 от $U_{ном}$;

$$\frac{0,85 \cdot 35000}{1,2 \cdot 1,2} = 20659,7 \text{ В}$$

Произведем выбор уставок на шинах 6 кВ.

Отстройка по току нагрузки:

$$I_{c.з} = \frac{K_H \cdot K_3}{K_B} \cdot I_{ном.вн} \quad (134)$$

$$I_{c.з} = \frac{1,2 \cdot 1,3}{0,95} \cdot 1466 = 2407,36 \text{ A}$$

Принимаем $I_{c.з} = 2407,4 \text{ A}$.

Ток срабатывания по условию обеспечения чувствительности при двухфазном КЗ на шинах:

$$I_{c.з} = \frac{I_{КЗ.вн}^{(2)}}{K_q} \quad (135)$$

$$I_{с.з} = \frac{6333}{1,5} = 4222 \text{ А}$$

Вторичный ток срабатывания реле:

$$I_{с.р} = \frac{I_{с.з} \cdot K_{сх}}{K_{тт}} \quad (136)$$

$$I_{с.р} = \frac{4222 \cdot 1}{2000/5} = 10,56 \text{ А}$$

Округлять в меньшую сторону нельзя.

Принимаем $I_{с.р} = 10,6 \rightarrow I_{с.з} = 4222 \text{ А}$.

Отстройка для возврата реле после отключения внешнего КЗ:

$$U_{с.з} \leq \frac{U_{min}}{K_{отс} \cdot K_{в}} \quad (137)$$

где U_{min} - междуфазное напряжение в месте установки защиты в условиях самозапуска после отключения внешнего КЗ, выбираем 0,85 от $U_{ном}$;

$$\frac{0,85 \cdot 6000}{1,2 \cdot 1,2} = 3541,7 \text{ В}$$

10.6 Газовая защита трансформатора

Газовая защита трансформаторов является универсальной и наиболее чувствительной защитой от внутренних повреждений. Она устанавливается на трансформаторах с масляным охлаждением, имеющих расширитель для масла.

Этот вид защиты основан на том, что любые повреждения в трансформаторе, включая повышенный нагрев масла, приводят к

химическому разложению трансформаторного масла, а также органических материалов изоляции обмотки, в результате чего внутри трансформатора происходит выделение газа. Этот газ воздействует на специальные приборы газовой защиты, которые подают сигнал предупреждение. Газовая защита реагирует на такие повреждения, как междувитковое замыкание в обмотках трансформатора, на которые дифференциальная и максимально-токовая защита не реагирует; так как в подобных случаях величина тока замыкания оказывается недостаточной для срабатывания защиты.

Характер повреждения в трансформаторе и размеры повреждения сказываются на интенсивности образования газа. Если повреждение развивается медленно, чему соответствует медленное газообразование, то защита дает предупреждающий сигнал, но отключение трансформатора не производит.

Интенсивное и даже бурное газообразование, свидетельствующее о коротком замыкании, создает в системе газовой защиты сигнал такой величины, который помимо предупреждения вызывает отключение неисправного трансформатора. Газовая защита трансформаторов вызывает предупреждающий сигнал и в том случае, когда понижается уровень масла в баке. Газовая защита трансформаторов осуществляется при помощи специальных газовых реле, монтируемых в металлический кожух, врезанных в маслопровод между баком и расширителем.

10.7 Автоматика на подстанции Волково

Противоаварийная автоматика должна обеспечить устойчивость функционирования системы электроснабжения в аварийных и послеаварийных режимах. ПА должна прежде всего ликвидировать повреждение. Это выполняют устройства релейной защиты, устройства автоматического повторного включения. При успешном срабатывании АПВ система электроснабжения восстанавливается, а при неуспешном защита отключает поврежденный элемент. В этом случае может нарушиться электроснабжение потребителей и потребуются их подключение к резервному

источнику питания. Для этой цели служит устройство автоматического включения резерва. Аварийный режим и его ликвидация могут сопровождаться возникновением дефицита мощности и, как следствие этого, понижением частоты и напряжения.

Для их восстановления используют: - устройство автоматической частотной разгрузки - для восстановления частоты, устройства токовой разгрузки. Назначением противоаварийной автоматики, функционирующей при интенсивных возмущающих воздействиях, угрожающих развитием аварийной ситуации в СЭС, является устранение возмущающего воздействия, предотвращение развития общесистемной аварии и восстановление нормального режима работы. Эффективность ПА определяется быстродействием, селективностью и дозированием противоаварийных управляющих воздействий, вырабатываемых на основе обширной информации о предшествующем возмущающему воздействию (исходном) режиме и получаемой о переходных процессах в СЭС в реальном времени, что является ее главной особенностью.

Система противоаварийной автоматики должна состоять из подсистем, решающих следующие задачи:

- предотвращение нарушения устойчивости;
- ликвидация асинхронного режима;
- ограничение снижения частоты;
- ограничение повышения частоты;
- ограничение снижения напряжения;
- ограничение повышения напряжения;
- ограничение перегрузки оборудования.

10.8 Сигнализация на подстанции Волково

Для построения систем центральной сигнализации на подстанциях служит устройство «Сириус-ЦС». Сириус-ЦС позволяет обрабатывать сигналы, поступающие от микропроцессорных или электромеханических

устройств защиты по каналам сигнализации, фиксировать время появления и снятия сигналов от конкретных устройств защиты, подключаемых к дискретным входам, а также формировать сигналы обобщенной сигнализации.

Система сигнализации крупной подстанции организуется с помощью нескольких блоков «Сириус ЦС», один из которых является блоком центральной сигнализации подстанции, а остальные – участковыми блоками сигнализации. В этом случае центральный блок формирует сигналы световой и звуковой сигнализации и сигналы телемеханики состояния подстанции.

Светодиоды блока отображают наличие сигнализации и состояние блинкеров участков. Участковые блоки формируют сигналы для центрального блока и сигналы телемеханики состояния участка, а их светодиоды указывают конкретное устройство, выдавшее сигнал.

«Сириус-ЦС» накапливает, обрабатывает, оперативно отображает информацию о состоянии объекта и по запросу передает ее на вышестоящий уровень. Устройство ЦС имеет четыре входа для подключения шинки сигнализации. Для каждого входа программируется тип сигнализации (аварийная или предупредительная), выдержка срабатывания (от 0 до 99,99 с), номинальное значение импульса тока (50 или 200 мА).

11 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА

Переход страны к рыночным отношениям и проводимые реформы обусловили новую тенденцию к экономической и финансовой деятельности энергетических предприятий. При этом появилась необходимость решения задач, возникающих в рыночных условиях хозяйственной деятельности: совершенствования производственного учета и тарифов на электроэнергию; подготовки и переподготовки персонала; привлечения инвестиций в электроэнергетику, а также снижения издержек и себестоимости передаваемой потребителю электроэнергии.

В рыночных условиях финансовые вложения должны обеспечить их рост и надежный возврат, поэтому при проектировании и реконструкции современных систем электроснабжения, к которым относятся непосредственно подстанции, целесообразно и необходимо проводить экономическую оценку эффективности и финансовой состоятельности инвестиций в проекты по строительству, реконструкции и модернизации объектов электроэнергетики.

Инвестиции – вложения в основные средства, в том числе затраты на новое строительство, расширение, реконструкцию и техническое перевооружение действующих организаций, приобретение машин, оборудования, инвентаря и т.п., которые в соответствии с законодательством Российской Федерации и правилами бухгалтерского учёта относятся к капитальным вложениям.

Под инвестиционным проектом понимают комплексный план создания производства с целью получения экономической выгоды.

Для того чтобы оценить проектирование ПС «Волково» необходимо найти капиталовложения, издержки, амортизационные отчисления

11.1 Капиталовложение в подстанцию

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

К новому строительству относится возведение зданий и сооружений, осуществляемое на новых площадках.

Строительные и монтажные работы являются неотъемлемой частью затрат, включаемых в капиталовложения, могут осуществляться подрядным и хозяйственным способом. В первом случае привлекается внешняя организация или фирма, специализирующаяся на сооружении и возведении энергетических и прочих строительных объектов, во втором предприятие создает временную организационную структуру, которая проводит строительно-монтажные работы.

Капиталовложения финансируются за счет следующих средств:

- собственных финансовых ресурсов;
- заемных средств;
- привлеченных средств;

При технико-экономическом расчете будем пользоваться укрупненными стоимостными показателями. Их легко использовать для оценки стоимости энергообъекта. УСП не учитывает налоги, а также стоимость оборудования, которое намного меньше стоимости всего объекта. В капитальные вложения на сооружение подстанций входит стоимость оборудования, необходимого для постройки подстанции – трансформаторов, выключателей, а также на установку и наладку противоаварийной автоматики.

Определим стоимость капитальных вложений в подстанцию:

$$K_{\text{ПС}} = (K_{\text{РУ}} + K_{\text{ТР}} + K_{\text{КУ}} + K_{\text{Дем}} + K_{\text{Пост}}) \cdot K_{\text{П}} \cdot K_{\text{З}} \quad (138)$$

где $K_{\text{РУ}}$ –затраты в РУ;

$K_{\text{ТР}}$ –затраты в трансформаторы;

$K_{КУ}$ – затраты в КУ;

$K_{Дем}$ – затраты на демонтаж оборудования;

$K_{Пост}$ – постоянная часть затрат;

$K_{П}$ – индекс измерения сметной стоимости равен 9,5;

K_3 – районный коэффициент для Дальнего Востока равен 1.4;

Определяем капитальные затраты в РУ

$$K_{РУ} = K_{ОРУ110} + K_{ОРУ35} + K_{КРУ6}, \quad (139)$$

$$K_{ОРУ110} = n_{выкл110} \cdot Ц, \quad (140)$$

$$K_{ОРУ35} = n_{выкл35} \cdot Ц, \quad (141)$$

$$K_{КРУ6} = n_{выкл6} \cdot Ц, \quad (142)$$

$$K_{ОРУ110} = 5 \cdot 6580 = 32900 \text{ тыс.руб.}$$

$$K_{ОРУ35} = 5 \cdot 1880 = 9400 \text{ тыс.руб.}$$

$$K_{КРУ6} = 15 \cdot 120 = 1800 \text{ тыс.руб.}$$

$$K_{РУ} = 32900 + 9400 + 1800 = 44100 \text{ тыс.руб.}$$

Определяем затраты на установку трансформаторов:

$$K_{ТР} = 2 \cdot 6956 = 13912 \text{ тыс.руб.}$$

Определяем затраты в КРУ:

$$K_{ТР} = 2 \cdot 3500 = 7000 \text{ тыс.руб.}$$

Определяем капитальные затраты в демонтаж масляных выключателей:

$$K_{\text{дем}} = 5 \cdot 940 + 4 \cdot 180 = 5420 \text{ тыс.руб.}$$

Определяем суммарные капитальные затраты на сооружения ПС:

$$K_{\text{ПС}} = (44100 + 13912 + 7000 + 4700 + 720) \cdot 9,5 \cdot 1,4 = 1199287,6$$

тыс.руб.

11.2 Расчет эксплуатационных издержек

Эксплуатационные издержки – расходы необходимые для эксплуатации энергетических объектов в течение одного года. Эксплуатационные издержки включают в себя расходы на эксплуатацию подстанций, стоимость потерь электроэнергии.

$$I_{\Sigma} = I_{\text{ЭиР}} + I_{\text{АМ}} + I_{\text{ДВ}}, \quad (143)$$

где $I_{\text{ЭиР}}$ - издержки на ремонт и эксплуатацию оборудования;

$I_{\text{АМ}}$ - ежегодные амортизационные отчисления оборудования;

$I_{\text{ДВ}}$ - затраты на передачу электроэнергии.

Амортизационные отчисления – накопление средств для покупки и замены устаревшего оборудования.

Определим амортизационные отчисления:

$$I_{\text{АМ}} = \frac{K_{\Sigma}}{T_{\text{ср}}} \quad (144)$$

где $T_{\text{ср}}$ – срок службы оборудования, принимается равным 20 годам.

$$I_{AM} = \frac{1199287,6}{20} = 59964,38 \text{ тыс. руб.}$$

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

$$I_{ЭиР} = K_{\Sigma} \cdot a_{НОПС}, \quad (145)$$

$$I_{ЭиР} = 1199287,6 \cdot 0,0121 = 14511,38 \text{ тыс.руб.}$$

Где $a_{НОПС}=0,059$ – нормы ежегодных отчислений на ремонт ПС.

Издержки стоимости потерь электроэнергии состоят из величины потерь и стоимости потерь электрической энергии:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W}, \quad (146)$$

где ΔW - потерь электроэнергии, кВт·ч;

$C_{\Delta W}$ - стоимость потерь 1 кВт·ч.

Стоимость потерь в Амурской области принимается равным 2 руб/кВт·ч.

Потери в трансформаторах:

$$\Delta W = \left((2 \cdot \Delta P_{XX} + \frac{1}{2} \cdot \Delta P_K \cdot \left(\frac{S_{расч}}{S_{НОМ}} \right)^2) \right) \cdot T_{max}, \quad (147)$$

где ΔP_{XX} - потери активной мощности в трансформаторе в режиме холостого хода;

ΔP_K - активные потери в меди при номинальной нагрузке;

T_{max} - продолжительность использования наибольшей нагрузки.

$$\Delta W = \left((2 \cdot 158 + \frac{1}{2} \cdot 90 \cdot \left(\frac{14,49}{16} \right)^2) \cdot 5900 = 20821,51 \text{ МВт}\cdot\text{ч.} \right.$$

$$I_{\Delta W} = 2082,15 \cdot 2 = 41643,03 \text{ тыс.руб.}$$

$$I_{\Sigma} = 14511,38 + 59964,38 + 41643,03 = 116118,79 \text{ тыс.руб.}$$

11.3 Срок окупаемости проекта

Срок окупаемости проекта – это период времени, за который сумма чистого денежного потока от нового проекта покрывает сумму вложенных в него средств.

Срок окупаемости рассчитывается по формуле:

$$T_{OK} = \frac{K}{P_{ч} + I_{AM}} \quad (148)$$

где $P_{ч}$ – чистая прибыль;

I_{AM} – амортизационные отчисления.

Определяем чистую прибыль:

$$P_{ч} = O - I_{\Sigma} - H, \quad (149)$$

где O – доход от полезного отпуска электрической энергии;

I – сумма издержек;

H – налог на прибыль;

Определим доход от полезного отпуска электрической энергии:

$$O = W_{ПО} \cdot T_{пер}, \quad (150)$$

где $W_{ПО}$ – полезный отпуск;

$T_{\text{пер}}$ – средний тариф на передачу электроэнергии.

Полезный отпуск рассчитывается по формуле:

$$W_{\text{ПО}} = P \cdot T_{\text{max}}, \quad (151)$$

$$W_{\text{ПО}} = 18 \cdot 5900 = 106200 \text{ МВт}\cdot\text{ч.}$$

Далее по формуле находим от полезного отпуска электроэнергии:

$$O = 106200 \cdot 2 = 212400 \text{ тыс.руб.}$$

Налог на прибыль определяется по формуле:

$$H = 0,2 \cdot (O - И_{\Sigma}), \quad (152)$$

$$H = 0,2 \cdot (212400 - 116118,79) = 19256,24 \text{ тыс.руб.}$$

Рассчитываем чистую прибыль по формуле:

$$П_{\text{ч}} = 212400 - 116118,79 - 19256,24 = 77024,97 \text{ тыс.руб.}$$

По формуле находим срок окупаемости:

$$T_{\text{ок}} = \frac{1199287,6}{77024,97 + 55967,38} = 8,8 \text{ лет}$$

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Целью реконструкции подстанции 110/35/10 кВ «Волково» является улучшение ее функционирования и повышение надежности электроснабжения, за счет установки нового оборудования и замена действующих силовых трансформаторов.

В данной работе решены следующие задачи:

1.повышена надежность электроснабжения за счет установленных секционных выключателей

2.произведен выбор и проверка оборудования реконструированной ПС Волково, а именно замена масляных выключателей на элегазовые и разрядников на ОПН;

3.произведен расчет заземления и молниезащиты устанавливаемое на ПС с расстановкой молниеотводов;

4.произведен выбор устройств релейной защиты;

5.рассмотрены опасные и вредные производственные факторы, меры предотвращения этих вредных факторов; - произведен технико-экономический расчет.

Разработанный вариант по реконструкции ПС 110/35/6 кВ Волково, обеспечивает эффективное и надежное электроснабжение потребителя.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. И.И. Алиев. Справочник по электрооборудованию. - М: ВШ, 2000.-255с.
2. Баумштейн И.А., Баженов С.А. Справочник по электрическим установкам высокого напряжения. 3-е изд., перераб. и доп. – Москва:Энергоатомиздат, 1989. – 768 с
3. Безопасность жизнедеятельности: учебное пособие /А.Б. Булгаков. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2013. – 627 с.
4. Бурман, А.П. Управление потоками электроэнергии и повышение эффективности электроэнергетических систем: Учебное пособие / Ю.К. Розанов, Ю.Г. Шкарян. – Москва: Издательский дом МЭИ, 2012. 336 с
5. Н.В. Буслова, В.Н. Винославский, Г.И. Денисенко, В.С. Перхач. Электрические системы и сети.-Киев: 1986-584с.
6. Васильев, А.А. Электрическая часть станций и подстанций. – Москва: Изд-во Энергия, 2007. – 551 с
7. ГОСТ 27514-87 Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ.
8. ГОСТ Р 55105-2012 Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем.
9. ГОСТ 1983-2001. Трансформаторы напряжения. Общие технические условия. – Взамен ГОСТ 1983 – 89; введ. 2003-01-01. – Москва: Изд-во стандартов, 2003. – 31 с.
10. ВППБ 01-02-95. Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий.
11. Дьяков А.Ф. Микропроцессорная автоматика и релейная защита электроэнергетических систем: учебно-справочное пособие для вузов / Дьяков А.Ф. – М.: Издательский дом МЭИ, 2019. — 336 с.: ил.

12. . Ершов Ю.А. Электроэнергетика. Релейная защита и автоматика электроэнергетических систем / Ю.А. Ершов, Малеев А.В. –М.: Издательский дом МЭИ, 2012. — 68 с.: ил.
13. Круглянский М.П, Электротехнический справочник. - Белгород,1962-479.
14. Крючков И.П., Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные и методические материалы для выполнения квалификационных работ: учебно-справочное пособие для вузов / Крючков И.П. - М.: Издательский дом МЭИ, 2019. — 138 с.: ил.
15. Кудрин, Б.И. Электроснабжение потребителей и режимы: Учебное пособие / Б.И. Кудрин, Б.В. Жилин, Ю.В. – Москва: МЭИ, 2013. – 412 с.
16. Лысова О.А., Панфилов Г.И., Червяков Д.М. Дипломное проектирование. -Тюмень, 1999-93 с.
17. Методические указания к разделу «Безопасность и экологичность проекта»,-Тюмень, 1997.-23с.
18. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового проектирования: Учебное пособие для вузов. 4-е изд.перераб. и доп. –М.: Энергоатомиздат, 1989.- 608 с: ил.
19. Пожарная безопасность электроустановок. – Справочник/ Под ред. В.И. Кузнецова – М.: Спецтехника, 2000. – 259с.
20. Правила устройства электроустановок.
21. РД 153-34.0-49.101-2003 Инструкция по проектированию противопожарной защиты энергетических предприятий.
22. Рогалев Н.Д. Экономика энергетики: учебник для вузов / Н.Д Рогалев, А.Г Зубкова, И.В. Мастерова –М.: Издательский дом МЭИ, 2012. — 280 с.: ил.
23. Рожкова Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций /Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева. –М.: Издательский центр «Академия», 2005.—448с.

24. Руководство по защите электрических сетей 6 – 1150 кВ от грозных и внутренних перенапряжений. РД 153-34.3-35.125-99 / под науч. ред. Н.Н. Тиходеева. – 2-е изд. – С.-Пб.: Издательство ПЭИПК Минтопэнерго РФ, 1999. – 353 с.

25. Сибикин Ю.Д. Электрические подстанции. Учебное пособие для высшего и среднего профессионального образования. -М.: Директ-Медиа, 2014. – 414 с. 103

26. Файбисович Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей /Д. Л. Файбисович, И.Г. Карапетян – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2005.– 320с.

27. Федоров А.А., Старкова Л.Е. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования. М.: Энергоатомиздат, 1987. - 368 с.

28. Электротехнический справочник, Т 3/ Под общ. ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. – М.: Изд-во МЭИ, 2002. 23.

29. Шабад М.А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей: Монография/ М.А. Шабад. – Спб.: ПЭИПК, 2003. – 4-е изд., перераб. и доп. – 350 стр.

30. Хавроничев С. В. Рыбкина И.Ю. Расчет токов коротких замыканий и проверка электрооборудования: учеб. Пособие. – Волгоград: ИУНЛ ВолгГТУ, 2012. – 56