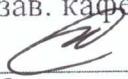


Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой


Н.В. Савина
« 08 » 07 2020 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция электрических сетей в районе подстанции 35 кВ
Телецентр филиала АО «ДРСК» «Приморские электрические сети»

Исполнитель
студент группы 642-062


20.06.2020
подпись, дата

К.О. Коваленко

Руководитель
доцент, канд.техн.наук


22.06.2020
подпись, дата

А.А. Казакул

Консультант по
безопасности и
экологичности
доцент, канд.техн.наук


22.06.2020
подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль
ст. преподаватель


08.07.2020
подпись, дата

Н.С. Бодруг

Благовещенск 2020

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой

 Н.В. Савина
« 24 » 03 2020 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Коваленко Константина Олеговича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция электрических сетей в районе подстанции 35 кВ Телецентр филиала АО «ДРСК» «Приморские электрические сети»

(утверждено приказом от 23.03.2020 № _____)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 22.06.2020

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Контрольные замеры по подстанциям Приморского края, схема электрических сетей Приморского края, схема и программа развития электроэнергетики Приморского края на 2019-2023 годы, материалы преддипломной практики.

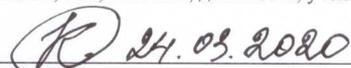
4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): 1. Анализ существующей электрической сети. 2. Расчёт и прогнозирование электрических нагрузок 3. Анализ и разработка необходимости усиления существующей сети. 4. Расчёт токов короткого замыкания. 5. Выбор оборудования. 6. Заземление и молниезащита подстанции Телецентр. 7. Релейная защита, автоматика и сигнализация. 8. Безопасность и экологичность.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 6 листов графической части, 23 таблицы, 9 рисунков, 31 источник

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

7. Дата выдачи задания 24.03.2020

Руководитель выпускной квалификационной работы: А.А.Казакул, канд.техн.наук, доцент
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата):  24.03.2020
(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Работа: 98 с., 9 рисунков, 23 таблицы, 130 формул

ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ, ВЫСОКОВОЛЬТНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ, ГРОЗОУПОРНОСТЬ, МОЛНИЕЗАЩИТА, МОЩНОСТЬ, НАДЕЖНОСТЬ, НАПРЯЖЕНИЕ, ПОДСТАНЦИЯ, РЕЖИМ, ТОК КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СЕТЬ, ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ НАГРУЗКА.

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

АВР	-	автоматический ввод резерва
АПВ	-	автоматически повторное включение
ВЛ	-	воздушная линия
ДЗТ	-	дифференциальная защита трансформатора
КРУ	-	комплектное распределительное устройство
К.З.	-	короткое замыкание
ЛС	-	линии связи
ОПН	-	ограничители перенапряжения
ОРУ	-	открытое распределительное устройство
ПС	-	подстанция
РЗ и А	-	релейная защита и автоматика
РУ	-	распределительное устройство
СИП	-	самонесущие изолированные провода
ТТ	-	трансформатор тока
ТН	-	трансформатор напряжения
ЭН	-	электрические нагрузки

СОДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения, сокращения	4
Введение	7
1 Климатическая характеристика района проектируемой подстанции	8
2 Анализ существующей электрической сети	10
3 Расчёт и прогнозирование электрических нагрузок	11
4 Анализ и разработка необходимости усиления существующей сети	15
4.1 Разработка оптимального варианта конфигурации электрической сети при реконструкции и подключении ПС Телецентр	15
4.2 Компенсация реактивной мощности	18
4.3 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов	18
4.4 Выбор проводов линии электропередач	20
5 Расчёт токов короткого замыкания	22
6 Выбор оборудования	28
6.1 Выбор и проверка выключателей	28
6.2 Выбор и проверка разъединителей	30
6.3 Выбор и проверка трансформаторов тока	30
6.4 Выбор и проверка трансформаторов напряжения	36
6.5 Выбор и проверка изоляторов	39
6.6 Выбор ячеек КРУ	41
7 Заземление и молниезащита подстанции Телецентр	53
7.1 Заземление подстанции Телецентр	53
7.2 Защита от прямых ударов молнии	57
8 Релейная защита, автоматика и сигнализация	60
8.1 Защита трансформаторов	61
8.2 Выбор рабочих ответвлений токовых входов терминала	62
8.3 Выбор уставок дифференциальной защиты трансформатора	63
8.4 Выбор уставок дифференциальной токовой отсечки	67

8.5 Выбор уставок максимальной токовой защиты	68
8.6 Автоматика на подстанции Телецентр	70
8.7 Сигнализация на подстанции Телецентр	72
9 Технико-экономическое обоснование принятого варианта проектирования системы внешнего электроснабжения подстанции Телецентр	74
10 Безопасность и экологичность проекта электроснабжения подстанции Телецентр	79
10.1 Безопасность проекта	79
10.2 Экологичность проекта	84
10.3 Расчёт маслоприёмника без отвода масла на ПС Телецентр	86
10.4 Чрезвычайные ситуации	88
Заключение	95
Библиографический список	96

ВВЕДЕНИЕ

На Дальнем Востоке Российской Федерации Приморский край является лидером по энергопотреблению, ожидается, что этот показатель скоро будет расти. Это связано с тем, что в Приморском крае доминируют такие отрасли, как: машиностроение и металлообработка; судостроение; судоремонт; добыча полезных ископаемых. Все условия для добычи морских биологических ресурсов и развития транспорта создают портовые возможности в регионе. Для этого абсолютно необходим постоянный, качественный и бесперебойный источник питания. Исходя из этого, целью выпускной квалификационной работы является реконструкция электрических сетей в районе ТП 35 кВ Телецентр.

Для этого необходимо разработать варианты реконструкции подстанции «Телецентр». В ходе работы были решены такие задачи, как расчет токов короткого замыкания, расчет надежности, подбор оборудования на проектируемой подстанции, подбор устройств релейной защиты на проектируемой подстанции Телецентр, а также расчет молниезащиты подстанции.

1 КЛИМАТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА РАЗМЕЩЕНИЯ ПОДСТАНЦИИ

Климат Владивостока умеренный муссонный. Для него характерна чётко выраженная контрастная смена сезонных воздушных масс. Вместе с тем, климатические условия города являются одними из самых благоприятных на Дальнем Востоке России.

Зимний период (ноябрь - март) характеризуется морозной, сухой и ясной погодой, чему способствует движение сухого холодного воздуха северными и северо-западными ветрами зимнего муссона. Средняя скорость ветра в этот период составляет 6–9 м / с. Осадков в виде снега выпадает небольшое количество - 14-24 мм, а влажность составляет 59-60%. В первой половине зимы может выпасть тяжелый, часто мокрый снег, ломающий деревья.

Весной преобладают юго-восточные ветры со средней скоростью 6,4 м/с. При высокой влажности погода остается прохладной. В конце весны идет дождь и туманы; осадков около 7–26 мм.

Календарное лето во Владивостоке делится на два четко разделенных периода. Первая половина характеризуется прохладной и облачной погодой, с морозящими дождями и туманами. Вторая половина характеризуется теплой погодой с преобладающими юго-восточными ветрами со средней скоростью 5,3-5,8 м / с. Летом характерны тайфуны с проливными дождями, когда скорости ветра возрастают в 5-8 раз, до 20-35 м / с. Влажность достигает максимума 87–91%. Климатическое лето длится с конца июня до конца сентября.

В первую половину календарной осени, преобладает теплая, сухая и солнечная погода. Сентябрь характеризуется юго-восточными ветрами, в октябре-ноябре - северными ветрами. Количество осадков на зиму постепенно уменьшается. Первые заморозки обычно происходят в начале ноября.

Среднегодовая температура воздуха в городе составляет +4,9°С. Самый теплый месяц - август, с температурой +19,8°С, самый холодный - январь – 12,3°С. Из-за сложности рельефа сумма активных температур воздуха в районе города колеблется от 2200 до 2800 °С. Средний годовой уровень осадков составляет 840 мм. Среднегодовое давление составляет 763 мм ртутного столба.

Таблица 1 – Климатические условия

Климатические условия	Величина
Ветровая нагрузка	Район по ветру 4
Средняя скорость ветра, (м/с)	6,2
Нагрузка от гололеда	Район по гололеду 4
Толщина стенки гололеда, (мм)	25
Средняя относительная влажность воздуха, (%)	71
Температура воздуха высшая, (град С)	32,8
Температура воздуха низшая, (град С)	-26,4
Температура воздуха среднегодовая, (град С)	5,0
Число грозных часов	12,5

2 АНАЛИЗ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

В дальнейшей работе будет рассмотрена электрическая сеть, состоящая из четырёх подстанций: «Орлиная», «Голубинка», «Залив» и «Телецентр».

Питание подстанций «Орлиная», «Голубинка», «Залив», «Телецентр» осуществляется от распределительного устройства 110 кВ Владивостокской ТЭЦ-2, которое представляет собой две рабочие системы шин с обходной системой. Подстанция «Телецентр» запитана от двух ПС: со стороны первого трансформатора подключена к ПС «Залив» одноцепной воздушной линией электропередачи и проводами марок АС-120/0,25, М-70/0,13, М-70/1,09, АПпШВ*150/0,150; со стороны второго трансформатора подключена к ПС «Голубинка» одноцепной ВЛ электропередачи и проводами марок АС-120/0,24, АПвПу-1*240/0,19, АПвП-1*240/1,37, АПвП2Г-1*240/0,38.

Между подстанциями «Телецентр» и «Залив» ВЛ имеет отпаечное отсоединение в сторону подстанции «Орлиная» на первый трансформатор. В свою очередь, со стороны второго трансформатора подключена подстанция «Инструментальный завод».

Между подстанциями «Телецентр» и «Голубинка» ВЛ также имеет отпаечное отсоединение в сторону подстанции «Залив».

3 РАСЧЁТ И ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

Параметры электрического состояния электрической сети непрерывно изменяются, например, в связи с включением и отключением электроприёмников или изменением режима их работы (в соответствии с ходом технологического процесса производства и т.д.), что, следовательно, приводит к изменению величин нагрузок. Наиболее резкое изменение электрического состояния наблюдается в распределительных сетях, особенно в промышленных, но данные изменения являются предсказуемыми по мере увеличения ступени напряжения, что приводит к укрупнению нагрузки по отношению к питающим сетям. Изменение электрического состояния оказывается менее резким и более определенным. Нагрузки стабилизируются, изменяются медленнее и в меньших пределах.

Электрические нагрузки снимаются во время контрольных замеров, т.е. два раза в год – зимой и летом (самый короткий зимний день и самый длинный летний день).

В данной работе в качестве исходных данных принимаются параметры контрольного замера, проведенного в 2018 году. Полученные данные будут использоваться для дальнейшего расчета режима работы, а также для выбора основного оборудования, при расчете токов короткого замыкания.

Так как в качестве исходной информации об нагрузке известна только максимальная мощность в день контрольных замеров и информация по потребителям неизвестна, то для расчета примем, что коэффициент заполнения $K_3=0,5$, а коэффициент максимума $K_{max}=1,2$. Коэффициент формы определяется по формуле:

$$K_\phi = \sqrt{\frac{1+2 \cdot K_3}{3 \cdot K_3}} \quad (1)$$

Средняя активная и реактивная мощности определим как:

$$P_{cp} = \frac{P_{max}}{K_{max}} \quad (2)$$

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

Среднеквадратичная активная и реактивная мощности определяются по формулам:

$$P_{\text{эф}} = P_{cp} \cdot K_{\phi} \quad (4)$$

$$Q_{\text{эф}} = P_{\text{эф}} \cdot \operatorname{tg} \phi \quad (5)$$

Вероятностные характеристики представлены в таблице 2.

Рассмотрим пример расчета вероятностных характеристик в зимний период.

Коэффициент формы при неизвестном ГЭН:

$$K_{\phi} = \sqrt{\frac{1 + 2 \cdot 0,5}{3 \cdot 0,5}} = 1,16$$

Средняя активная и реактивная мощности:

$$P_{cp} = \frac{11,15}{1,2} = 9,58$$

$$Q_{cp} = 9,58 \cdot 0,4 = 3,83$$

Среднеквадратичная активная и реактивная мощности:

$$P_{\text{эф}} = 9,58 \cdot 1,16 = 11,11$$

$$Q_{\text{эф}} = 11,11 \cdot 0,4 = 4,44$$

Нахождение вероятностных характеристик и прогнозирования нагрузок для летнего периода проводится аналогично.

Таблица 2 – Вероятностные характеристики

Наименование ПС	Время	P_{max} , МВт	P_{cp} , МВт	$P_{эф}$, МВт	Q_{max} , Мвар	Q_{cp} , Мвар	$Q_{эф}$, Мвар
«Телецентр»	Зима	11,15	9,58	11,11	4,46	3,83	4,44
	Лето	8,0	6,67	7,74	3,2	2,67	3,1
«Орлиная»	Зима	4,35	3,62	4,2	1,74	1,45	1,68
	Лето	2,41	2,01	2,33	0,96	0,8	0,93
«Голубинка»	Зима	19,85	16,54	19,19	7,94	6,62	7,68
	Лето	13,8	11,5	16,01	5,52	4,6	6,4
«Залив»	Зима	9,83	8,19	9,5	3,93	3,28	3,8
	Лето	6,85	5,71	6,62	2,74	2,28	2,65

Для прогнозирования электрических нагрузок на 5 лет используем формулу сложных процентов, приведенную ниже, при этом относительный прирост нагрузки в данном районе составляет согласно данным статистики 0,05 о.е. в год.

$$P_{прог} = P_{тек} \cdot (1 + 0,05)^{T_{прог} - T_{тек}} \quad (6)$$

где $P_{прог}$ – прогнозируемая активная мощность нагрузки (МВт);

$P_{тек}$ – текущая мощность нагрузки (МВт);

0,05 – относительное увеличение нагрузки за год для данного района;

$T_{прог}$ – год на который прогнозируется нагрузка;

$T_{тек}$ – год на который прогнозируется нагрузка

Для примера рассмотрим прогнозирование активной и реактивной нагрузок на подстанции «Телецентр»:

$$P_{max}^{прог} = 11,15 \cdot (1 + 0,05)^{2023 - 2018} = 14,23$$

$$Q_{max}^{прог} = 4,46 \cdot (1 + 0,05)^{2023 - 2018} = 5,69$$

$$P_{cp}^{прог} = 9,58 \cdot (1 + 0,05)^{2023 - 2018} = 12,23$$

$$Q_{cp}^{prog} = 3,83 \cdot (1 + 0,05)^{2023-2018} = 4,89$$

$$P_{эф}^{prog} = 11,11 \cdot (1 + 0,05)^{2023-2018} = 14,18$$

$$Q_{эф}^{prog} = 4,44 \cdot (1 + 0,05)^{2023-2018} = 5,67$$

В таблице 3 указаны основные данные об электрических нагрузках необходимые для расчета компенсирующих устройств, расчета режима работы сети.

Таблица 3 - Прогнозируемая нагрузки подстанций

Наименование ПС	Время	P_{max} , МВт	P_{cp} , МВт	$P_{эф}$, МВт	Q_{max} , Мвар	Q_{cp} , Мвар	$Q_{эф}$, Мвар
«Телецентр»	Зима	14,23	12,23	14,18	5,69	4,89	5,67
	Лето	10,21	6,51	9,88	4,08	3,41	3,96
«Орлиная»	Зима	5,55	4,62	5,36	2,22	1,85	2,14
	Лето	3,08	2,57	2,97	1,23	1,02	1,19
«Голубинка»	Зима	25,33	21,11	24,49	10,13	8,45	9,8
	Лето	17,61	14,68	20,43	7,05	5,87	8,17
«Залив»	Зима	12,55	10,45	12,12	5,02	4,19	4,85
	Лето	8,74	7,29	8,45	3,5	2,91	3,38

4 АНАЛИЗ И РАЗРАБОТКА НЕОБХОДИМОСТИ УСИЛЕНИЯ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СЕТИ

4.1 Разработка оптимального варианта конфигурации электрической сети при реконструкции и подключении ПС «Телецентр»

Конфигурация электрической сети должна обеспечивать качественное и надёжное электроснабжение приёмников, возможность дальнейшего расширения радиуса охвата потребителей с минимальными затратами и безопасность эксплуатации.

В данной работе рассматривается реконструкция электрических сетей в районе ПС «Телецентр». Для этого необходимо разработать два варианта конфигурации электрической сети с учетом следующих принципов:

1) в закрытых сетях должен быть один класс номинального напряжения. Кольцевые сети более надежны и просты в обслуживании, но имеют повышенный уровень потерь. Открытая версия сети проще в реализации и имеет меньший уровень потерь, но менее надежна.

2) повышение надежности электроснабжения подстанции Телецентр, которая предназначена для электроснабжения потребителя первой категории. Потребители электроэнергии первой категории - потребители электроэнергии, перебои с электроснабжением которых могут повлечь за собой: опасность для жизни человека, значительный материальный ущерб и т. Д. Отсюда необходимость обеспечения потребителей электроэнергией от двух независимых, взаимно избыточных источников питания.

При выборе РУ ПС необходимо учитывать число подходящих линий к ПС и класс номинального напряжения. Для этого необходимо выбрать более упрощенные схемы ПС, с наименьшим числом выключателей.

Исходя из этих требований и от количества присоединений на высокой стороне проходной подстанции, ОРУ можно выполнить по схеме «Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий».

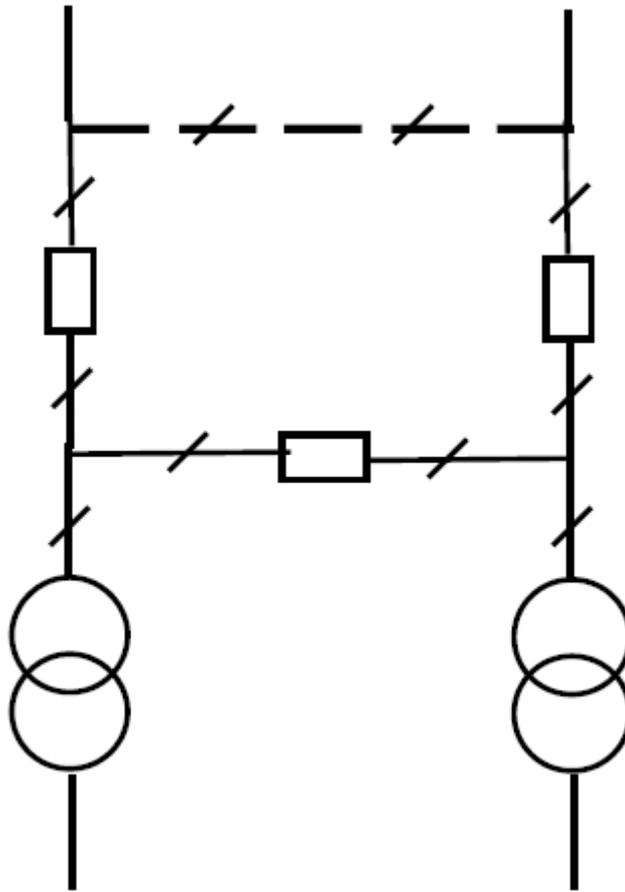


Рисунок 1 – Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий

Исходя из этого, составляем два упрощённых варианта развития сети, которые представлены на рисунках 2 и 3. В дальнейшем будет произведён качественный анализ из имеющихся вариантов.

Они должны:

- 1) быть простыми в исполнении;
- 2) обеспечивать наибольшую надёжность электроснабжения потребителей;
- 3) предоставлять удобство диспетчерского управления;
- 4) быть более экономичными.

4.2 Компенсация реактивной мощности

В соответствии с приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 23 июня 2015 года № 380 «О порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии)» расчет компенсации реактивной мощности осуществляется по предельному значению $tg\phi_{пред}$.

$$Q_{КУ} = \frac{(Q_{max} - P_{cp} \cdot tg\phi_{пред})}{n_{с.ш.}} \quad (7)$$

где P_{max} и Q_{max} – максимальные зимние активная и реактивная нагрузки ПС, МВт и Мвар;

$n_{с.ш.}$ – число секций шин.

Компенсирующие устройства устанавливаются на стороне низкого напряжения, поэтому максимально допустимый коэффициент реактивной мощности принимается равным 0,4, который мы и принимаем для дальнейших расчётов.

Нескомпенсированная мощность определяется по формуле:

$$Q_{неск} = Q_{max} - Q_{КУ} \quad (8)$$

Производим расчёт компенсации реактивной мощности для ПС «Телецентр»

$$Q_{КУ} = \frac{(5,69 - 12,23 \cdot 0,4)}{1} = 0,798 \text{ Мвар}$$

$$Q_{неск} = 5,69 - 0,798 = 4,892 \text{ Мвар}$$

4.3 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов

Трансформатор на подстанции в нормальных рабочих условиях должен обеспечивать электроэнергией все потребители, подключенные к этой

подстанции. Также необходимо учитывать категорию потребителей электрической энергией, обеспечивая бесперебойное электроснабжение.

Для выбора трансформатора, устанавливаемого на проектируемой подстанции необходимо определить его расчетную мощность и выбрать ближайшую к этому значению номинальную мощность в каталоге.

Расчётная мощность трансформатора:

$$S_p = \frac{\sqrt{P_{ср.з.}^2 + Q_{неск.з.}^2}}{n \cdot K_3} \quad (9)$$

где $P_{ср.з.}$ – средняя величина активной мощности зимой, МВт;

$Q_{неск.з.}$ – некомпенсированная мощность в зимний период, Мвар;

n – число трансформаторов, устанавливаемых на подстанции;

K – коэффициент загрузки.

$$S_{P.Телецентр} = \frac{\sqrt{14,23^2 + 4,892^2}}{2 \cdot 0,7} = 10,75 \text{ МВА.}$$

Исходя из расчётов, необходимо заменить трансформаторы на подстанции “Телецентр” на более мощные, так как, расчётная мощность превышает мощность установленных трансформаторов.

Примем к установке силовой трансформатор марки ТДНС-16000/35

ТДНС-16000/35 – трансформатор силовой, трехфазный, двухобмоточный, с естественной циркуляцией масла и принудительной циркуляцией воздуха, с регулированием напряжения под нагрузкой (РПН), с диапазоном регулирования $\pm 8 \times 1,5\%$ со стороны ВН. Автоматическое управление осуществляется от автоматического контроллера, поставляемого вместе трансформатором. Предназначены для работы в электрических сетях собственных нужд электростанции. Применение трансформатора типа ТДНС позволяет обеспечить потребителю надежное электроснабжение в течение всего срока эксплуатации.

Необходимо, после выбора, провести проверку по коэффициенту загрузки в нормальном и послеаварийном режиме. Полученное значение

нормального коэффициента загрузки не должно выходить за границы интервала 0,45 – 0,75. Полученное значение послеаварийного коэффициента загрузки не должно превышать значения 1,4.

$$K_3^{норм} = \frac{\sqrt{P_{ср.з.}^2 + Q_{неск.з.}^2}}{n \cdot S_{Тр}^{ном}}$$

$$K_3^{норм} = \frac{\sqrt{14,23^2 + 4,892^2}}{2 \cdot 16} = 0,47$$

$$K_3^{п.авар} = \frac{\sqrt{14,23^2 + 4,892^2}}{16} = 0,94$$

Коэффициенты загрузки нормального и послеаварийного режимов данного трансформатора удовлетворяют норме.

4.4 Выбор проводов линии электропередач

Сечение проводника является главным параметром линии. С увеличением сечения провода уменьшаются потери электроэнергии и их стоимость за год. Но увеличивается затраты на ее сооружение и отчисления на них.

В данной работе провода для ЛЭП выбираются по расчётному току, который определяется по методу экономических токовых интервалов, который в свою очередь определяется по формуле:

$$I_{rij} = I_{max} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t \quad (10)$$

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

α_t – коэффициент, учитывающий количество часов использования максимальной нагрузки линии T_{max} и коэффициент совмещения максимумов электрической сети K_{max} ;

I_{max} – максимальный ток, протекающий по линии, кА.

Максимальный ток, протекающий по линии находится по формуле:

$$I_{\max.ij} = \frac{\sqrt{P_{\max.ij}^2 + Q_{\text{неск.}ij}^2}}{n_{\text{ц}} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \sqrt{3}} \quad (11)$$

где $P_{\max.ij}$ – максимальное значение активной мощности в зимний период;

$Q_{\text{неск.}ij}$ – некомпенсированная мощность;

$U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение;

$n_{\text{ц}}$ – число цепей в линии.

Далее по расчётному току определяем сечение линии.

Выбор проводов для варианта №2.

Провод для линии “Телецентр” – “Залив”:

Находим максимальное значение тока (находится по данным мощностям ПС “Телецентр”):

$$I_{\max.ij} = \frac{\sqrt{14,23^2 + 7,115^2}}{35 \cdot \sqrt{3}} = 0,262 \text{ кА}$$

Определяем расчётное значение тока на участке:

$$I_{rij} = 0,262 \cdot 1 \cdot 1,2 = 0,314$$

Выбираем марку проводника для найденного тока АС-120/19.

5 РАСЧЁТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Расчет токов короткого замыкания (КЗ) необходим для выбора и проверки электрооборудования в условиях короткого замыкания.

Исходные данные представляют собой параметры схемы замещения прямой, обратной и нулевой последовательности, по узлам, ветвям и генераторам.

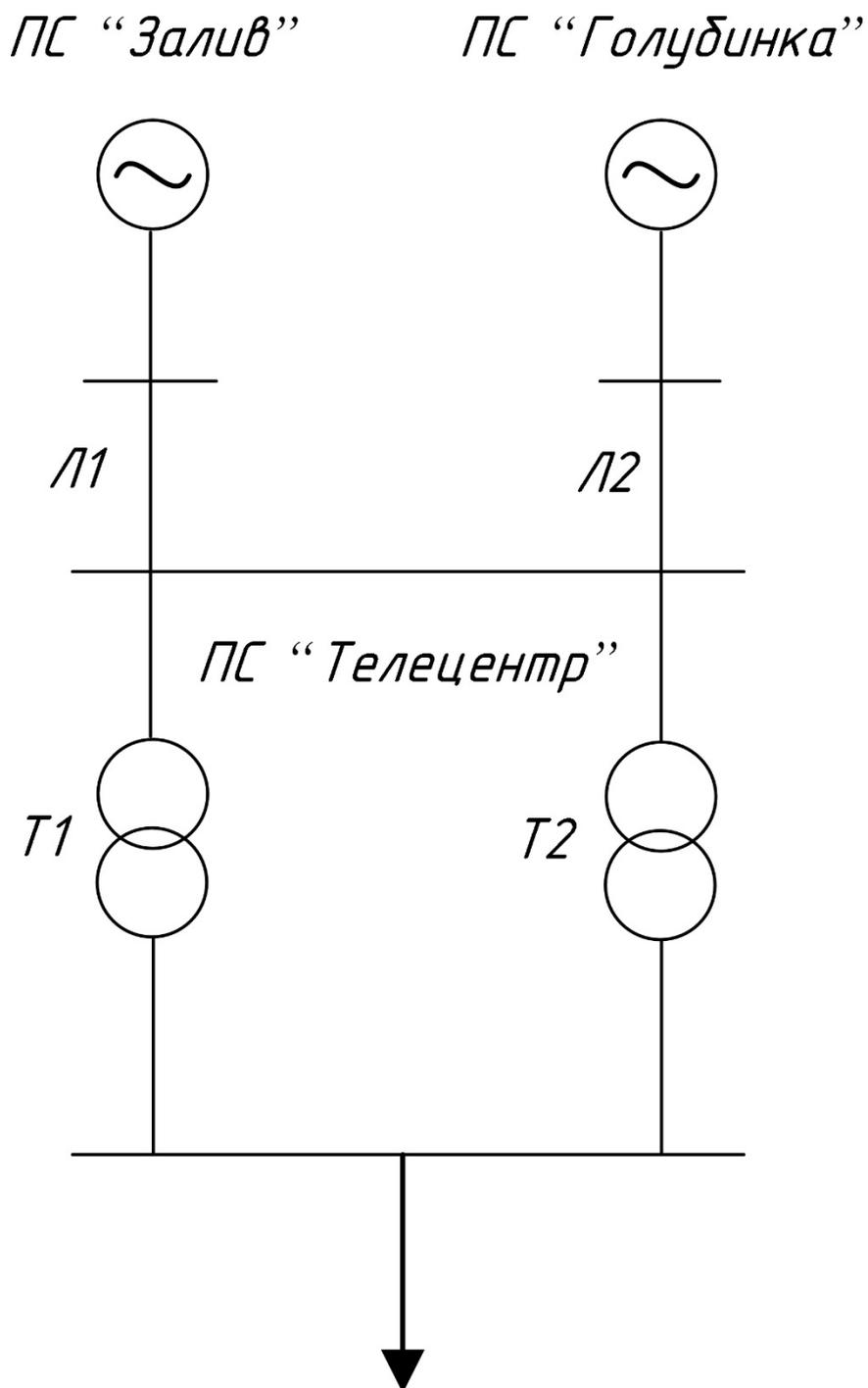


Рисунок 4 – Исходная схема

Схема замещения прямой последовательности представляет собой схему, где все источники, которые подпитывают точку КЗ, вводятся своим ЭДС и сопротивлениями, а остальные элементы только сопротивлениями.

Схема замещения обратной последовательности похожа на прямую, но ЭДС всех генерирующих ветвей условно приняты равными нулю.

Эквивалентную схему с нулевой последовательностью следует составлять, начиная с места асимметрии, предполагая, что в этот момент все фазы закорочены и к этой точке приложено напряжение нулевой последовательности.

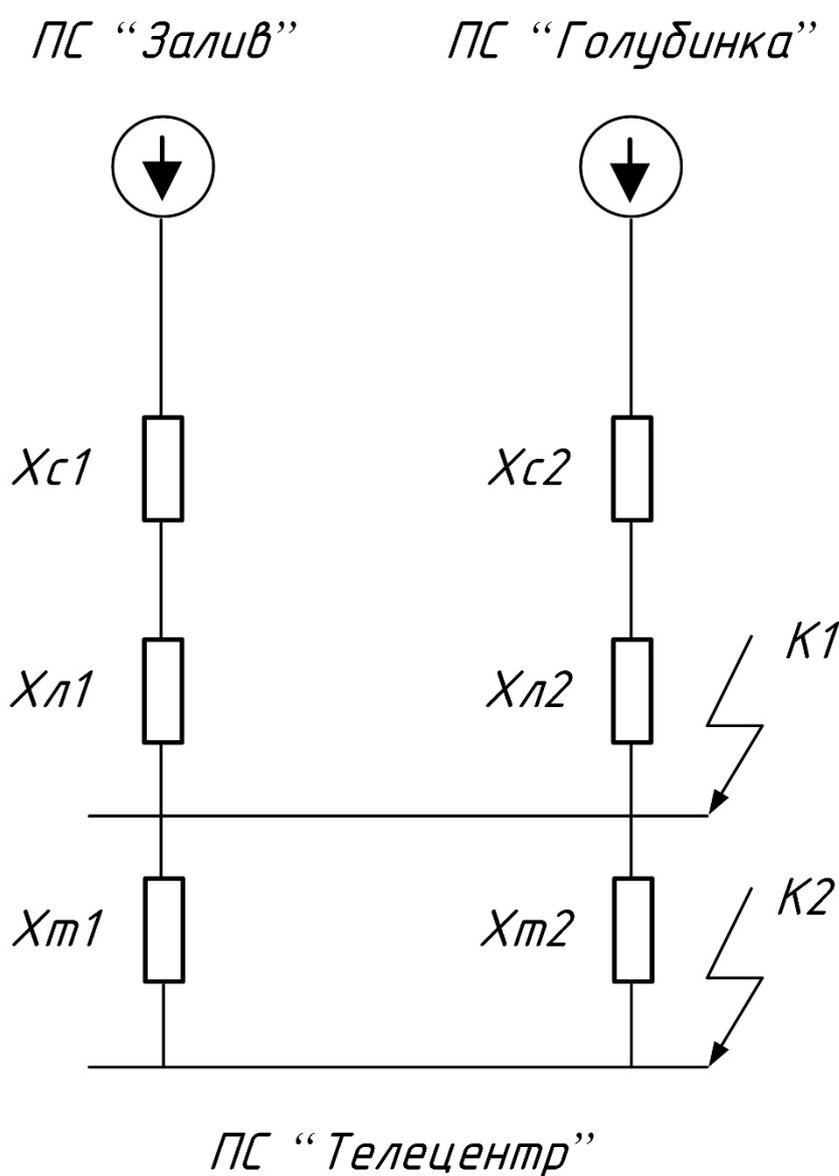


Рисунок 5 – Схема замещения прямой последовательности

Принимаем базисные величины:

1) $S_{\sigma}=4,2$ МВА;

2) $U_{\sigma 35}=37,5$ кВ;

3) $U_{\sigma 6}=6,3$ кВ;

4) ЭДС и сопротивление нагрузки соответственно равны 0,85 и 0,35 (о.е.)

Для примера найдём ток короткого замыкания на стороне низкого напряжения ПС “Телецентр”, расчётная точка К1.

Базисный ток на каждой стороне находим по формуле:

$$I_{\sigma} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma}} \quad (12)$$

где I_{σ} – базисный ток;

U_{σ} – базисное напряжение.

Найдём значение базисного тока:

$$I_{\sigma 35} = \frac{4,2}{\sqrt{3} \cdot 37,5} = 0,065 \text{ кА};$$

$$I_{\sigma 6} = \frac{4,2}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 0,385 \text{ кА}.$$

Определяем сопротивления элементов в относительных единицах приведенные к базисным условиям (о.е.):

$$X_{ЛЭП} = x_{\gamma\delta} \cdot l \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{\sigma}} \quad (13)$$

$$X_{тр} = \frac{u_{K\%}}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{ном}} \quad (14)$$

$$X_{сис} = \frac{S_{\sigma}}{S_{сис}} \quad (15)$$

где U_{σ} – среднее напряжение ступени, кВ;

S_{σ} – базисная мощность, МВА;

$S_{ном}$ – мощность системы, МВА, определяется из отключающей способности выключателя на стороне 35 кВ “Телецентр”.

Определяем сопротивления ВЛ для данной схемы:

“Телецентр” – “Залив”

$$X_{Л1} = 0,4 \cdot 2,03 \cdot \frac{4,2}{37,5} = 0,091 \text{ о.е.}$$

“Телецентр” – “Голубинка”

$$X_{Л2} = 0,4 \cdot 2,18 \cdot \frac{4,2}{37,5} = 0,098 \text{ о.е.}$$

Определяем сопротивление системы:

$$X_{сис1} = \frac{4,2}{\sqrt{3} \cdot 37,5 \cdot 6,27} = 0,0103 \text{ о.е.}$$

$$X_{сис2} = \frac{4,2}{\sqrt{3} \cdot 37,5 \cdot 5,73} = 0,0112 \text{ о.е.}$$

Определяем сопротивление трансформатора:

$$X_{тр} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{4,2}{16} = 0,0276 \text{ о.е.}$$

Эквивалентное сопротивление точки К1:

$$X_{K1}^{экв} = \frac{(X_{сис1} + X_{Л1}) \cdot (X_{сис2} + X_{Л2})}{X_{сис1} + X_{Л1} + X_{сис2} + X_{Л2}} \quad (16)$$

$$X_{K1}^{экв} = \frac{(0,0103 + 0,091) \cdot (0,0112 + 0,098)}{0,0103 + 0,091 + 0,0112 + 0,098} = 0,0526 \text{ о.е.}$$

Эквивалентное сопротивление точки К2:

$$X_{K2}^{экв} = \frac{(X_{сис1} + X_{Л1}) \cdot (X_{сис2} + X_{Л2})}{X_{сис1} + X_{Л1} + X_{сис2} + X_{Л2}} + \frac{X_T}{2} \quad (16)$$

$$X_{K2}^{экв} = \frac{(0,0103 + 0,091) \cdot (0,0112 + 0,098)}{0,0103 + 0,091 + 0,0112 + 0,098} + \frac{0,0276}{2} = 0,0664 \text{ о.е.}$$

Произведём расчёт токов трёхфазного КЗ:

$$I_{ПО}^3 = \frac{E}{X_{\Sigma}} \cdot I_B \quad (17)$$

$$I_{\text{ПО.К1}}^3 = \frac{1}{0,0526} \cdot 0,065 = 1,236 \text{ кА};$$

$$I_{\text{ПО.К2}}^3 = \frac{1}{0,0664} \cdot 0,385 = 5,798 \text{ кА}.$$

По найденным тока трёхфазного КЗ найдём токи двухфазного КЗ:

$$I_{\text{ПО}}^2 = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{ПО}}^3 \quad (18)$$

$$I_{\text{ПО.К1}}^2 = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 1,236 = 1,07$$

$$I_{\text{ПО.К2}}^2 = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 5,798 = 5,02$$

Далее рассчитываем ударные токи:

$$k_{\text{уд}} = 1 + e^{\frac{0,01}{T_a}} \quad (19)$$

$$k_{\text{уд1}} = 1 + e^{\frac{0,01}{0,15}} = 2,069;$$

$$k_{\text{уд2}} = 1 + e^{\frac{0,01}{0,25}} = 2,041.$$

$$i_{\text{уд}} = k_{\text{уд}} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПО}}^2 \quad (20)$$

$$i_{\text{уд1}} = 2,069 \cdot \sqrt{2} \cdot 1,07 = 3,13 \text{ кА};$$

$$i_{\text{уд2}} = 2,041 \cdot \sqrt{2} \cdot 5,02 = 14,49 \text{ кА}.$$

$$i_a = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПО}}^2 \quad (21)$$

$$i_{a1} = \sqrt{2} \cdot 1,236 = 1,749;$$

$$i_{a2} = \sqrt{2} \cdot 5,798 = 8,199.$$

$$i_{a,r} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПО}}^2 \cdot e^{\frac{0,035}{T_a}} \quad (22)$$

$$i_{a.r1} = \sqrt{2} \cdot 1,236 \cdot e^{\frac{0,035}{0,15}} = 2,209;$$

$$i_{a.r2} = \sqrt{2} \cdot 5,798 \cdot e^{\frac{0,035}{0,25}} = 9,431.$$

Результаты расчёта всех необходимых токов короткого замыкания представим в таблице.

Таблица 4 – Результаты расчёта токов короткого замыкания

	$I_{ПО}^2$, кА	T_a , с	I_a , кА	$I_{a.r}$, кА	$k_{y\delta}$	$i_{y\delta}$, кА
ПС “Телецентр” 35 кВ	1,07	0,15	1,749	2,209	2,069	3,13
ПС “Телецентр” 6 кВ	5,02	0,25	8,199	9,431	2,041	14,49

Для выбора электрических аппаратов найдём максимальные токи.

Рабочий ток определяется по формуле:

$$I_{раб} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (23)$$

$$I_{раб1} = \frac{16}{\sqrt{3} \cdot 37,5} = 0,246 \text{ кА};$$

$$I_{раб2} = \frac{16}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 1,466 \text{ кА}.$$

6 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ

6.1 Выбор и проверка выключателей

Выбираются выключатели по нормальному режиму и проверяют на отключающую способность и на стойкость токам КЗ. Условия выбора следующие:

- род установки;
- тип выключателя;
- номинальное напряжение выключателя;
- номинальный ток выключателя.

Предварительно выбранный выключатель проверяется на отключающую способность, а также на динамическое и термическое сопротивление току короткого замыкания.

Максимальные рабочие токи

$$I_{P_{\max BH}} = \frac{S_{HH}}{\sqrt{3} \cdot U_1} = \frac{3,66}{\sqrt{3} \cdot 35} = 60 \text{ A} \quad (24)$$

$$I_{P_{\max HH}} = \frac{S_{HH}}{\sqrt{3} \cdot U_3} = \frac{3,66}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 201 \text{ A} \quad (25)$$

По максимальным рабочим токам и установившимся напряжениям выбираем секционные выключатели РУ 35 кВ, а также на выходе трансформаторов 35 кВ. Данные расчета сведены в таблицу.

Таблица 5– Выключатель ВВН-СЭЩ-3-35-25/1000

Каталожные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_p = 35 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 60 \text{ А}$	$I_{P_{\max}} = 431 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$i_{СКВ} = 10 \text{ кА}$	$I_{уд} = 5,91 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{СКВ}$
$B_K = 1000 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 0,372 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{KP} \leq B_{KH}$
$I_{ВКЛ} = 8 \text{ кА}$	$I_{ПО} = 2,13 \text{ кА}$	$I_{ПО} \leq I_{ВКЛ}$
$I_{ОТКЛ} = 8 \text{ кА}$	$I_{Пт} = 2,13 \text{ кА}$	$I_{Пт} \leq I_{ОТКЛНОМ}$

На низкой стороне выбран КРУН наружной установки 10 кВ марки К-59ХЛ1 со встроенными выключателями марки ВВ/TEL-10-20/630 с электромагнитным приводом.

Проведем проверку по термической устойчивости выключателя:

$$B_K = I_{КЗ}^2 \cdot (t_{защ} + T_a) \quad (26)$$

$$B_K = 10,67 \text{ кА}^2\text{с}$$

Номинальное допустимое значение аperiodической составляющей в отключенном токе для времени τ .

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot \beta_H \cdot I_{откл} \quad (27)$$

Если в исходных данных выключателей нет информации о β_H , ее можно определить по формуле:

$$\beta_H = I_a / (\sqrt{2} \cdot I_{ПО}); \quad (28)$$

$$\beta_H = 0,6.$$

Тогда:

$$i_{аном} = 16,97 \text{ кА}.$$

Таблица 6 - Сопоставление каталожных и расчетных данных для КРУН

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_{H,MAX} = 201 \text{ А}$	$I_{pMAX} = 1,53 \text{ кА}$	$I_{pMAX} \leq I_{HMAX}$
$I_{СКВ} = 51 \text{ кА}$	$I_{уд} = 25,33 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{СКВ}$
$B_K = 192 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 10,67 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{КР} \leq B_{KH}$
$I_{ВКЛ} = 51 \text{ кА}$	$I_{ПО} = 9,56 \text{ кА}$	$I_{ПО} \leq I_{ВКЛ}$
$I_{откл} = 20 \text{ кА}$	$I_{пт} = 9,56 \text{ кА}$	$I_{пт} \leq I_{отклном}$
$i_{аном} = 16,97 \text{ кА}$	$I_{At} = 12,8 \text{ кА}$	$I_{At} \leq i_{аном}$

6.2 Выбор и проверка разъединителей

Разъединитель представляет собой коммутационное устройство для напряжений выше 1 кВ, основное назначение которого состоит в изоляции частей системы, электроустановок, отдельных устройств от смежных частей под напряжением для безопасного ремонта и создания видимого зазора.

Разъединители подбираются в соответствии с типом установки, конструкцией и номинальными характеристиками: напряжение, постоянный ток, сопротивление при токах КЗ.

Выбор разъединителей осуществляется так же, как выключатели, но без проверки отключающей способности, поскольку они не предназначены для отключения силовых цепей.

На стороне высокого напряжения выберем разъединители марок РНДЗ-2-35-600.

Таблица 7 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H=35 \text{ кВ}$	$U_H=35 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H=60 \text{ А}$	$I_p=422 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$B_{К.ГН}=4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K=0,372 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{КР} \leq B_{КН.ГН}$
$B_{К.ЗН}=1600 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K=0,372 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{КР} \leq B_{КН.ЗН}$
$I_{СКВ ГН}=64 \text{ кА}$	$I_{уд}=5,91 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{СКВ}$

6.3 Выбор и проверка трансформаторов тока

Трансформатор тока - это электрическое устройство, предназначенное для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения, а также для снижения тока первичной обмотки до значений, наиболее удобных для измерительных приборов и релейной защиты.

Трансформаторы тока (ТТ) могут быть подключены в одной, двух и трех фазах, в зависимости от напряжения и назначения цепи: - на $U_n \leq 110 \text{ кВ}$, а также в цепях генератора - в трех фазах (цепь звезды);

Устанавливают трансформаторы тока во всех цепях, где есть автоматические выключатели (по одному на каждый), и всегда в цепи

генератора, даже без автоматического выключателя генератора. Количество наборов ТТ в цепи генератора зависит от мощности генератора.

ТТ выбираются по типу установки (внутренняя, внешняя), по номинальному напряжению, конструкции, первичному и вторичному токам, классу точности и проверяются на тепловое и электродинамическое сопротивление при коротком замыкании.

Трансформаторы тока выбираются:

-по напряжению установки

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \quad (29)$$

-по току

$$I_{ном} \leq I_{1ном}; \quad (30)$$

$$I_{max} \leq I_{1ном}. \quad (31)$$

Номинальный ток должен быть как можно ближе к рабочему току установки, поскольку недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей;

-по электродинамической стойкости;

-по конструкции и классу точности;

$$i_{уд} = K_{эд} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1ном} \quad (32)$$

где $K_{эд}$ – кратность электродинамического сопротивления, эталонное значение;

$I_{1ном}$ – номинальный первичный ток трансформатора тока;

-по термической стойкости:

$$B_K \leq (K_T \cdot I_{1ном})^2 \cdot t_T \quad (33)$$

где K_T – кратность теплового сопротивления, эталонное значение,

t_T – время теплового сопротивления, эталонное значение;

-по вторичной нагрузке:

$$Z_2 \leq Z_{2ном} , \quad (34)$$

где Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора тока,

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

Индуктивность токовых цепей мала, поэтому:

$$Z_2 \approx R_2 \quad (35)$$

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

$$R_2 = R_{приб} + R_{пр} + R_K \quad (36)$$

Прежде чем приступить к выбору трансформаторов тока, необходимо определить тип измерительных приборов и их количество, включенных во вторичную цепь, и иметь данные о длине l подключаемых проводов. Их минимальное сечение должно составлять 2,5 мм² для меди и 4 мм² для алюминия. Максимальные сечения соответственно – 6 и 10 мм². Затем определяется сопротивление наиболее нагруженной фазы в соответствии со схемой подключения контрольно-измерительных приборов, учитывая, что:

$$Z_{пров} = R_{пров} \quad (37)$$

Таблица 8 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Цепь	Наименование прибора	Тип Прибора	Нагрузка, ВА, фазы		
			А	В	С
Ввод 10 кВ	Амперметр	СА3020	4	–	4
	Ваттметр	СР3020-ВАТТ	5	–	5
	Варметр	СР3020-ВАР	5	–	5
	Счетчик АЭ Счетчик РЭ	Меркурий 236 ART	4,5	–	4,5
	Итого:		18,5	–	18,5
Секционный выключатель 10 кВ	Амперметр	СА3020	4	–	4
	Итого:		4	–	4
На отходящих линиях	Амперметр	СА3020	4	–	4
	Счетчик АЭ Счетчик РЭ	Меркурий 236 ART	4,5	–	4,5
	Итого:		8,5	–	8,5

Для обеспечения заданного класса точности должно соблюдаться условие:

$$Z_{2доп} \geq \Sigma(Z_{приб} + Z_{пр} + Z_K) \quad (38)$$

Выберем трансформатор тока на стороне высокого напряжения

Выберем марку трансформатора тока ТОЛ-35-3-2 УХЛ1 100/5.

Определим нагрузку на трансформатор тока по формуле:

$$R_{нагр} = \Sigma(R_{приб} + R_{пр} + R_K) \quad (39)$$

$$R_{пр} = R_{2доп} - \Sigma R_{приб} - R_K \quad (40)$$

где $R_{ПР}$ - сопротивление проводов;

$R_{2доп}$ - допустимое сопротивление нагрузки на трансформатор тока;

($R_{2доп} = 0,4$ Ом)

$\Sigma R_{ПРИБ}$ - суммарное сопротивление приборов, подключенных к трансформаторам тока на стороне ВН

$$\sum R_{\text{ПРИБ}} = S_{\text{ПРИБ}} / I_2^2, \quad (41)$$

где $S_{\text{ПРИБ}}$ – мощность, потребляемая приборами, $S_{\text{ПРИБ}} = 6,5 \text{ ВА}$,
 I_2 – вторичный номинальный ток прибора, $I_2 = 5 \text{ А}$;

$$\sum R_{\text{ПРИБ}} = 0,26 \text{ Ом}$$

R_K - сопротивление контактов ($R_K = 0,1 \text{ Ом}$)

$$R_{\text{ЛПР}} = 0,84 \text{ Ом}$$

Определим сечение проводов по формуле:

$$S = \frac{\rho * \ell}{R_{\text{пр}}}, \quad (42)$$

где ℓ – длина соединительных проводов ($\ell = 60 \text{ м}$);

Таблица 9 - Зависимость длины соединительных проводов от напряжения

№ п/п	U _н , кВ	l, м
1	10	5-6
2	35	60-80
3	220	100-120

ρ - удельное сопротивление материала провода, для алюминия:

$$\rho = 0,0283$$

В результате получим:

$$S = 2,02 \text{ мм}^2$$

Выберем провод марки АПРФ 3-х жильный с сечением 4 мм^2 .

Сопротивление проводов будет иметь следующее значение:

$$R_{\text{пр}} = \frac{\rho * \ell}{S} \quad (43)$$

$$R_{\text{ЛПР}} = 0,106 \text{ Ом}$$

Тогда сопротивление нагрузки будет равно:

$$R_{НАГР} = Z_{НАГР} = 0,425 \text{ Ом} \quad (44)$$

Выберем трансформатор тока на стороне высокого напряжения

Таблица 10 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 1500 \text{ А}$	$I_P = 422 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$B_K = 5043 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 0,372 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{KP} \leq B_{KH}$
$I_{ДИН} = 106 \text{ кА}$	$I_{УД} = 5,91 \text{ кА}$	$k_{ДИН} * \sqrt{2}I_H \geq i_{УД}$
$S_{ДОП} = 4 \text{ мм}^2$	$S = 2,02 \text{ мм}^2$	$S \leq S_{ДОП}$

Выберем трансформатор тока на стороне низкого напряжения

Таблица 11 - Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
		А	В	С
Амперметр	Э-335	0,5		
Ваттметр	Д-335	0,5	-	0,5
Варметр	Д-304	0,5	-	0,5
Счетчик АЭ	ПСЧ-4ТМ.05	2,5	2,5	2,5
Счетчик РЭ	ПСЧ-4ТМ.05	2,5	2,5	2,5
ИТОГО		6,5	5,0	6,0

Выберем марку трансформатора тока ТОЛ-10-1-У2 200/5.

Определим сечение проводов по формуле (25), для $l = 5 \text{ м}$:

$$S = \frac{\rho * l}{R_{пр}}, \quad (45)$$

$R_{ЛПР}$ определяется по выражению, для $R_{2ДОП} = 0,6$

$$R_{ЛПР} = R_{2ДОП} - \sum R_{ПРИБ} - R_K = 0,28 \quad (46)$$

В результате получим:

$$S = 0,516 \text{ мм}^2$$

Выберем провод марки АКП 3-х жильный с сечением 2,5 мм².

Сопротивление проводов будет иметь следующее значение:

$$R_{\text{пр}} = \frac{\rho * \ell}{S} \quad (47)$$

$$R_{\text{ДР}} = 0,0578 \text{ Ом}$$

Тогда сопротивление нагрузки будет равно:

$$R_{\text{НАГР}} = Z_{\text{НАГР}} = 0,3778 \text{ Ом} \quad (48)$$

Таблица 12 - Сопоставление каталожных и расчетных данных.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{Н}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{Н}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{Р}} \leq U_{\text{Н}}$
$I_{\text{Н}} = 1500 \text{ А}$	$I_{\text{Р}} = 1,49 \text{ А}$	$I_{\text{Р}} \leq I_{\text{Н}}$
$Z_{\text{Н}} = 0,6 \text{ Ом}$	$Z_{\text{Н}} = 0,3778 \text{ Ом}$	$Z_{\text{Н}} \leq Z_{\text{Н}}$
$B_{\text{К}} = 94,09 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{К}} = 10,67 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{КР}} \leq B_{\text{КН}}$
$I_{\text{ДИН}} = 100 \text{ кА}$	$I_{\text{УД}} = 17,68 \text{ кА}$	$k_{\text{ДИН}} * \sqrt{2} I_{\text{Н}} \geq i_{\text{УД}}$
$S_{\text{ДОП}} = 2,5 \text{ мм}^2$	$S = 0,516 \text{ мм}^2$	$S \leq S_{\text{ДОП}}$

6.4 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения предназначены для отделения цепей измерения и релейной защиты от первичных цепей высокого напряжения и для снижения высокого напряжения.

Трансформаторы напряжения (ТН) выбираются в соответствии с номинальным напряжением, классом точности, конструкцией и схемой подключения обмоток и проверяются на наличие вторичной нагрузки.

Трансформаторы напряжения выбираются:

- по напряжению установки:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}; \quad (49)$$

- по конструкции и схеме подключения;

- по классу точности;

-по вторичной нагрузке:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{НОМ}, \quad (50)$$

где $S_{НОМ}$ – номинальная мощность в выбранном классе точности;

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

Для упрощения расчетов нагрузку приборов можно не разделять по фазам, тогда:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{\left(\sum S_{\text{прив}} * \cos \varphi_{\text{приб}}\right)^2 + \left(\sum S_{\text{приб}} * \sin \varphi_{\text{приб}}\right)^2} = \sqrt{P_{\text{приб}}^2 + Q_{\text{приб}}^2} \quad (51)$$

Трансформаторы напряжения устанавливаются в распределительных устройствах трансформаторных подстанций для устройств релейной защиты, автоматизации подстанций и питания обмоток вольтметра приборов учета и контроля.

Для измерения линейных напряжений можно установить два однофазных трансформатора напряжения типа НАМІ, подключенных по схеме «открытый треугольник». Для измерения напряжения и контроля изоляции фаз относительно земли в сетях с низкими токами замыкания на землю (6-10 кВ) установлены 3-проводные пятижильные трансформаторы напряжения НАМІ с обязательным нулевым заземлением.

По аналогии с выбором трансформаторов тока, для проверки соответствия классу точности необходимо составить схему для включения обмоток напряжения средств измерений, составить таблицу нагрузок и определить расчетную нагрузку во вторичной цепи $S_{2, \text{расч.}}$. Приближенно, без учета схемы включения приборов, $S_{2, \text{расч}}$ можно определить по выражению

Должно при этом соблюдаться условие:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{доп}} \quad (52)$$

За $S_{\text{доп}}$ принимается, для трехфазного трансформатора, мощность всех трех фаз, приведенная в паспортных данных при работе в соответствующем классе точности; а для схемы с двумя НАМИ – удвоенная мощность одного НАМИ.

Таблица 13 - Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Число обмоток прибора	Потребляемая мощность, В·А
1	2	3	4	5
Вольтметр	Э-335	1	-	2
Вольтметр регистрирующий	Н-394	1	-	10
Варметр	Д-335	3	2	1,5
Ваттметр	Д-335	3	2	1,5
Счетчик АЭ	ПСЧ-4ТМ.05	3	2	3
Счетчик РЭ	ПСЧ-4ТМ.05	3	2	3
Частотомер	Н-397	1		7
Сумма				73

Трансформаторы напряжения устанавливаются на сторонах ВН, НН.

Таким образом, с учетом всего выше изложенного, вторичная нагрузка трансформатора напряжения на ВН составит соответственно:

$$P_{2\Sigma} = 42 \text{ Вт}; \quad (53)$$

$$Q_{2\Sigma} = 48,4 \text{ В*Ар} \quad (54)$$

Следовательно, вторичная нагрузка трансформатора напряжения составит:

$$S_{2\Sigma} = 64,0 \text{ В*А}. \quad (55)$$

Выбираем на ВН трансформатор напряжения НАМИ-35 УХЛ1

Таблица 14 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{HT} = 35 \text{ кВ}$	$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$
$S_H = 150 \text{ В*А}$	$S_P = 64 \text{ В*А}$	$S_H \geq S_P$

На стороне НН вторичная нагрузка трансформатора напряжения составит:

$$P_2 \Sigma = 36 \text{ Вт};$$

$$Q_2 \Sigma = 48,4 \text{ В*Ар}$$

Следовательно, вторичная нагрузка трансформатора напряжения составит:

$$S_2 \Sigma = 60 \text{ В*А}.$$

На стороне НН выбираем два трансформатора напряжения типа НАМИ-10-У2

Таблица 15 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{HT} = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$
$S_H = 75 \text{ В*А}$	$S_P = 60 \text{ В*А}$	$S_H \geq S_P$

6.5 Выбор и проверка изоляторов

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

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

$$U_{уст} \leq U_{ном} \quad (56)$$

$$F_{расч} = 0,6 F_{разр} = F_{доп} . \quad (57)$$

Выбираем опорные изоляторы ИОСПК-2-6,3/75-II-УХЛ1 с допустимой силой на изгиб (Н):

$$F_{доп} = 0,6 \cdot 2000 = 1200 \quad (58)$$

Высота изолятора равна:

$$H_{из} = 215 \text{ мм.} \quad (59)$$

Изолятор должен быть проверен на механическую прочность:

Максимальная сила, действующая на изгиб (Н):

$$F_{расч} = f \cdot L = 209,448 \cdot 1,2 = 251,386 \quad (60)$$

Поскольку допустимая сила меньше расчетной, изолятор может быть принят к установке.

Выбор опорных изоляторов

Опорные изоляторы подбираются по типу установки, напряжению и допустимой механической нагрузке.

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

$$U_{уст} \leq U_{ном} ,$$

$$F_{расч} = 0,6 F_{разр} = F_{доп} . \quad (61)$$

где - $F_{разр}$ - разрушающая нагрузка на изгиб, [6, с. 227, табл. 4.3];

6.6 Выбор ячеек КРУ

К установке принимаем КРУ (комплектное распределительное устройство) серии К-63, которое предназначено для приема и распределения электрической энергии переменного трехфазного тока промышленной частоты 50 Гц до номинального напряжения 6 и 10 кВ, а также для комплектации распределительных устройств подстанции напряжением 6 и 10 кВ. Распределительное устройство серии К-63 может поставляться для расширения существующих распределительных устройств других производителей через переходные шкафы, которые являются частью распределительного устройства.

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

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

Масляные выключатели не применяются. Применяются вакуумные выключатели с дополнительными расцепителями работающими в режиме дешунтирования.

Релейная защита соединений с распределительными шкафами обеспечивается многофункциональными малогабаритными высоконадежными микропроцессорными устройствами фирм «AREVA», «SIEMENS», «ABB», «SCHNEIDER ELECTRIC» и других ведущих зарубежных производителей.

Выбор и проверка выключателей, встроенных в КРУ К-63

Выключатель выбирается по следующим параметрам:

– напряжению:

$$U_{ном} \geq U_{сет.ном};$$

– длительному току:

$$I_{ном} \geq I_{норм.расч}; k_{пг} I_{ном} \geq I_{прод.расч}.$$

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

Затем проверяется возможность отключения аperiodической составляющей тока КЗ:

$$i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_{норм} \cdot I_{откл.ном} / 100 \geq i_{ат} \quad (62)$$

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

$\beta_{норм}$ – нормированное значение содержания аperiodической составляющей в отключаемом токе, % [17, с.238];

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

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

$$\tau = t_{з мин} + t_{с.в} \quad (63)$$

где $t_{з мин}$ – минимальная продолжительность релейной защиты;

$t_{с.в}$ – собственное время отключения выключателя.

По включающей способности проверка выполняется по условию:

$$i_{вкл} \geq i_{уд} \quad (64)$$

$$I_{\text{вкл}} \geq I_{\text{п0}}, \quad (65)$$

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

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

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

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

На электродинамическую стойкость выключатель проверяется по предельным сквозным токам КЗ:

$$i_{\text{пр.скв}} \geq i_{\text{уд}}; \quad I_{\text{пр.скв}} \geq I_{\text{п0}}, \quad (66)$$

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

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

На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу тока КЗ:

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}} \quad (67)$$

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

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

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

$$B_{\text{к}} = I_{\text{п0}}^2 (t_{\text{откл}} + T_{\text{а}}), \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \quad (68)$$

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

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

КЗ.

На примере произведем выбор выключателя на ф.1 ПС “Телецентр”

Значение тока в нормальном режиме протекающего по данному фидеру составляет 95А, в послеаварийном режиме при питании ф.1 ПС “Телецентр” составляет $I_{\max} = 182,8\text{А}$.

Тепловой импульс тока КЗ равен:

$$W_k = I_{\text{п0}}^2 (t_{\text{откл}} + T_a) = 4,38^2 \cdot (1 + 0,01) = 4,42 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \quad (69)$$

Предварительно выбираем вакуумный выключатель типа ВВЭ-М-6-20

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

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

$$\tau = 0,01 + t_{\text{с.в}} = 1 + 0,015 = 1,015 \text{ с.} \quad (70)$$

Апериодическая составляющая тока КЗ равна:

$$i_{\text{ат}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п0}} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 4,38 \cdot e^{\frac{-1,015}{0,01}} = 0,51 \text{ кА} \quad (71)$$

Действующее значение периодической составляющей тока КЗ от системы при трехфазном КЗ для любого момента времени можно считать равным

$$I_{\text{пт}} = I_{\text{н0}}. \quad (72)$$

Определим номинальное допускаемое значение апериодической составляющей в отключаемом токе выключателя:

$$i_{\text{а.ном}} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_{\text{норм}} \cdot I_{\text{откл.ном}}}{100} = \frac{\sqrt{2} \cdot 57 \cdot 12,5}{100} = 10,08 \text{ кА.} \quad (73)$$

Термическая стойкость:

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 12,5^2 \cdot 1 = 156 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \quad (74)$$

Результаты выбора выключателя ф.1 на ПС “Телецентр” сведены в следующей таблице.

Таблица 16 – Каталожные и расчетные данные по выбору выключателя

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{НОМ}}=10 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.НОМ}}=10 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{сет.НОМ}}$
$I_{\text{НОМ}}=630 \text{ А}$	$I_{\text{max}}=182,8 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{max}}$
$I_{\text{ОПКИ.НОМ}} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{\text{пт}}=4,38 \text{ кА}$	$I_{\text{ОПКИ.НОМ}} \geq I_{\text{пт}}$
$i_{\text{а.НОМ}}=10,08 \text{ кА}$	$i_{\text{ат}}=0,51 \text{ кА}$	$i_{\text{а.НОМ}} \geq i_{\text{ат}}$
$I_{\text{пр.скв}}=12,5 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}}=4,38 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.скв}} \geq I_{\text{п0}}$
$i_{\text{дн}}=32 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}}=9,96 \text{ кА}$	$i_{\text{дн}} \geq i_{\text{уд}}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 156 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}}=19,38 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$

Выбор трансформатора тока

Трансформатор тока предназначен для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения, а также для уменьшения первичного тока до значений, наиболее удобных для измерительных приборов и реле.

Трансформаторы тока выбирают:

– по напряжению установки

$$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{сет.ном}};$$

– току

$$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{расч}};$$

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

– конструкции и классу точности;

– электродинамической стойкости

$$i_{дин} \geq i_{уд} ;$$

– по термической стойкости:

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k ; \quad (75)$$

– вторичной нагрузке:

$$Z_2 \leq Z_{2ном} , \quad (76)$$

где Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора тока;

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

Для того чтобы выбрать трансформаторы тока необходимо определить число и тип измерительных приборов, включенных во вторичную цепь ТТ.

СВ3020 - щитовой цифровой вольтметр предназначен для измерения эффективного значения напряжения переменного тока и передачи его значения через интерфейс RS485. Он объединяет измерительный преобразователь и цифровое устройство, подключенное непосредственно к измерительным трансформаторам напряжения (ИТН). Потребляемая мощность $S_{номV}=5 \text{ В}\cdot\text{А}$.

Меркурий 236 ART- Предназначен для многотарифного коммерческого или технического учета электроэнергии в трех- и четырехпроводных сетях переменного тока. Счетчики могут работать независимо или в составе автоматизированных систем: контроля и учета электроэнергии (АСКУЭ); диспетчерского управления (АСДУ). Потребляемая мощность составляет 9 В·А.

СА3020 - щитовой цифровой амперметр предназначен для измерения действующего значения переменного тока и передачи его значения через интерфейс RS485. Он подключен непосредственно к ИТТ и измеряет

эффективное значение тока, протекающего через его вторичную обмотку. Потребляемая мощность составляет $S_{\text{НОМА}}=4 \text{ В}\cdot\text{А}$.

СС3020 - щитовой цифровой частотомер, предназначенный для измерения значения частоты переменного тока и передачи его значения через RS485. Потребляемая мощность составляет $5 \text{ В}\cdot\text{А}$.

СР3020 - щитовой цифровой ваттметр (варметр) используется для измерения активной мощности, а варметры используются для измерения реактивной мощности в трехфазных четырехпроводных или трехпроводных цепях переменного тока на электростанциях и подстанциях и передачи их значений через интерфейс RS485. Потребляемая мощность: $S=5 \text{ В}\cdot\text{А}$.

Для всех измерительных приборов мы принимаем класс точности 0,5, поскольку почти все ТТ подключены к счетчикам расчетов.

На входе мы устанавливаем трансформатор тока марки ТОЛ-10-1-У2. В этом трансформаторе роль первичной обмотки выполняют шины распределительного устройства.

Нагрузка устройств, подключенных к трансформаторам тока, показана в таблице.

Таблица 17 – Нагрузка приборов ТТ на низкой стороне подстанции Телецентр

Цепь	Наименование прибора	Тип Прибора	Нагрузка, ВА, фазы		
			А	В	С
Ввод 10 кВ	Амперметр	СА3020	4	–	4
	Ваттметр	СР3020-ВАТТ	5	–	5
	Варметр	СР3020-ВАР	5	–	5
	Счетчик АЭ Счетчик РЭ	Меркурий 236 ART	4,5	–	4,5
	Итого:			18,5	–
Секционный выключатель 10 кВ	Амперметр	СА3020	4	–	4
	Итого:			4	–
На отходящих линиях	Амперметр	СА3020	4	–	4
	Счетчик АЭ	Меркурий 236	4,5	–	4,5

	Счетчик РЭ	АРТ			
	Итого:		8,5	–	8,5

Проверяем трансформатор тока на электродинамическое и тепловое сопротивление:

$$i_{\text{дн}} = 52 \text{ кА} \geq i_{\text{уд}} = 9,96 \text{ кА}, \quad (77)$$

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 12,5^2 \cdot 1 = 156,25 \geq B_{\text{к}} = 4,42 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \quad (78)$$

Вторичная нагрузка состоит из сопротивления устройств, соединительных проводов и сопротивления контактов:

$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}} \quad (79)$$

Сопротивление устройств определяется по выражению:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} \quad (80)$$

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

I_2 – вторичный номинальный ток прибора.

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{8,5}{5^2} = 0,34 \text{ Ом}. \quad (81)$$

Принимаем во вторичных цепях трансформаторов тока провода с медными жилами ($\rho = 0,0175$). Контактное сопротивление принимается 0,05 Ом, тогда сопротивление провода:

$$r_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} = \frac{S_{2\text{ном}}}{I_2^2} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} = \frac{20}{5^2} - 0,34 - 0,05 = 0,41 \text{ Ом} \quad (82)$$

Сечение проводов:

$$S = \frac{\rho \cdot l}{r_{\text{пр}}} = \frac{0,0175 \cdot 40}{0,41} = 1,7 \text{ мм}^2 \quad (83)$$

Принимаем стандартное сечение 2,5 мм², тогда сопротивление провода равно:

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l}{S} = \frac{0,0175 \cdot 40}{2,5} = 0,28 \text{ Ом} \quad (84)$$

Далее находим сопротивление нагрузки:

$$r_2 = 0,34 + 0,28 + 0,05 = 0,67 \text{ Ом}$$

Сопоставление расчетных и каталожных данных выбранного трансформатора тока ТОЛ-10-1-У2 (трансформатор тока, эталонный, с литой изоляцией, номинальное напряжение 10, класс точности - 1) сводим в таблицу.

Таблица 18 – Проверка трансформатора тока на вводе 10 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{НОМ}}=10 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.ном}}=10 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{сет.ном}}$
$I_{\text{НОМ}}=600 \text{ А}$	$I_{\text{расч}}=462 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{расч}}$
$i_{\text{дин}}=52 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}}=9,96$	$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}=992 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}}=4,42 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$
$Z_{2\text{НОМ}}=0,8$	$Z_2=0,67$	$Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}}$

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

Таблица 19 – Проверка ТТ на секционном выключателе

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{НОМ}}=10 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.ном}}=10 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{сет.ном}}$
$I_{\text{НОМ}}=300 \text{ А}$	$I_{\text{расч}}=231 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{расч}}$
$i_{\text{дин}}=100 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}}=9,96$	$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}=992 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}}=4,42 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$
$Z_{2\text{НОМ}}=0,8$	$Z_2=0,67$	$Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}}$

На исходящих соединениях мы также выбираем трансформаторы тока марки ТОЛ-10-1-У2.

Сопоставление расчетных и каталожных данных сводим в таблицу.

Таблица 20– Проверка ТТ на отходящих присоединениях

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}}=10 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.ном}}=10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сет.ном}}$
$I_{\text{ном}}=200 \text{ А}$	$I_{\text{расч}}=182,8 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{расч}}$
$i_{\text{дин}}=52 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}}=9,96$	$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}=306,25 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}}=4,42 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$
$Z_{2\text{ном}}=0,8$	$Z_2=0,67$	$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}$

Выбор трансформатора напряжения

Трансформатор напряжения предназначен для отделения цепей измерения и релейной защиты от первичных цепей высокого напряжения и снижения высокого напряжения до стандартного значения 100 или $100/\sqrt{3}$ В.

Трансформаторы напряжения выбираются:

– по напряжению установки

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сет.ном}};$$

– конструкции и схеме соединения обмоток;

– классу точности;

– вторичной нагрузке :

$$S_{\text{ном}} \geq S_{2\Sigma} \tag{85}$$

где $S_{\text{ном}}$ – номинальная мощность в выбранном классе точности,

$S_{2\Sigma}$ – нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения, рассчитываемая по формуле:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{\left(\sum S_{\text{приб}} \cdot \cos \varphi_{\text{приб}}\right)^2 + \left(\sum S_{\text{приб}} \cdot \sin \varphi_{\text{приб}}\right)^2} \tag{86}$$

Параметры вторичной нагрузки трансформатора напряжения приведены в таблице.

Таблица 21 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения на 10 кВ

Прибор	Тип	Мощность прибора, В·А	Количество приборов	cosφ	sinφ	Суммарная мощность, В·А
Вольтметр	СВ 3020	4	1	1	0	8
Ваттметр	СР3020-ВАТТ	5	2	1	0	10
Варметр	СР3020-ВАР	5	2	1	0	10
Счетчик АЭ	Меркурий 236 ART	9	9	0,38	0,925	81
Счетчик РЭ						
Итого						109

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(4 + 5 \cdot 2 + 5 \cdot 2 + 9 \cdot 9 \cdot 0,38)^2 + (9 \cdot 9 \cdot 0,925)^2} = 92,82 \text{ ВА}$$

Выбираем трансформатор напряжения НАМИ-6-95-УХЛ (2) (трансформатор напряжения с литой изоляцией, антирезонансный, для измерений) номинальной мощностью 200 ВА.

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

Таблица 22 – Каталожные и расчетные данные выбора ТН

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{НОМ}}=10 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.НОМ}}=10 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{сет.НОМ}}$
$S_{\text{НОМ}}=400 \text{ В·А}$	$S_{2\Sigma}=92,82 \text{ ВА}$	$S_{\text{НОМ}} \geq S_{2\Sigma}$

Как видно из результатов, ТН соответствует данным условиям выбора и может быть принят к установке.

Выбор и проверка разъединителей

Разъединитель является коммутационным устройством для напряжений выше 1 кВ. Они играют важную роль в электрических схемах, надежность всей электроустановки зависит от надежности их работы, поэтому к ним применяются следующие требования:

– четкое включение и отключение при наихудших условиях работы (обледенение, снег, ветер);

– создание видимого разрыва в воздухе, электрическая прочность которого соответствует максимальному импульсному напряжению;

– электродинамическая и термическая стойкость при протекании токов– исключение самопроизвольных отключений.

Разъединители подбираются в соответствии с типом установки, конструкцией и номинальными характеристиками: напряжение, постоянный ток, сопротивление при токах короткого замыкания.

На стороне 10 кВ подбираем разъединитель марки РВЗ-10 / 400УХЛ2 в соответствии с установочным напряжением ($U_{уст} = 10$ кВ), по току продолжительного режима ($I_{max} = 182,8$ А). Выпускается для внутренней установки, с заземляющими ножами.

Таблица 23 – Каталожные и расчетные данные выбранного разъединителя

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 10$ кВ	$U_P = 10$ кВ	$U_P \leq U_H$
$I_H = 400$ А	$I_P = 182,8$ А	$I_P \leq I_H$
$I_{дин} = 41$ кА	$i_{уд} = 21,921$ кА	$I_{уд} \leq I_{дин}$
Главные ножи		
$I^2_T \cdot t_T = 1024$ кА ² с	$V_K = 22,71$ кА ² с	$V_K \leq I^2_T \cdot t_T$
Заземляющие ножи		
$I^2_T \cdot t_T = 256$ кА ² с	$V_K = 22,71$ кА ² с	$V_K \leq I^2_T \cdot t_T$

7 ЗАЗЕМЛЕНИЕ И МОЛНИЕЗАЩИТА ПОДСТАНЦИИ ТЕЛЕЦЕНТРА

7.1 Заземление подстанции Телецентр

Заземляющие устройства являются неотъемлемой частью электрических установок и служат для отвода импульсных токов от громоотводов и разрядников на землю, чтобы обеспечить необходимый уровень электробезопасности в зоне обслуживания электроустановки и за ее пределами, чтобы создать цепь во время защита от замыканий на землю.

Устройство заземления представляет собой сложную систему. Линейные размеры и общая форма этой системы определяются расположением электрооборудования. Обычно это сетки с прямоугольными ячейками, которые соединяют вертикальные электроды молниеотводов. Кроме того, вертикальные электроды также могут быть установлены по периметру сетки для достижения нормированных значений сопротивления заземления.

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

$$R \leq \frac{250}{I}, \quad (87)$$

где I – расчетный ток замыкания на землю, А.

Сопротивление заземляющего устройства не должно превышать 10 Ом.

Величину емкостного тока для сетей с изолированной нейтралью рекомендуется, определять следующим образом:

$$I_C = \frac{U_{\text{ном}} \cdot L_{\Sigma}}{350}, \quad (88)$$

где $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение сети, кВ;

L – суммарная длина линий, км.

Суммарная длина смежных линий 35 кВ составляет 89,4 км.

Суммарный емкостный ток в сети определяется как сумма компонентов, описанных выше для всех гальванически связанных сетевых линий.

Суммарный емкостный ток в сети 35 кВ равен:

$$I_{C35} = \frac{35 \cdot 89,4}{350} = 9 \text{ А.}$$

Сопротивление заземляющего устройства:

$$R \leq \frac{250}{9} = 28 \text{ Ом.}$$

Поскольку, согласно ПУЭ, сопротивление заземляющего устройства не должно превышать 10 Ом, то в дальнейших расчетах мы предполагаем, что $R \leq 10 \text{ Ом}$.

Определим площадь S подстанции “Телецентр” используемой под заземление:

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

Диаметр и длину стержня для заземляющего электрода принимаем: $d = 10 \text{ мм}$, $L_B = 5 \text{ м}$. Сечение данного прутка составляет $S_{пр.в} = 78,5 \text{ мм}^2$

Выбранное сечение проверяется на коррозионную стойкость по формуле:

$$F_{кор} = \pi \cdot \delta_{cp} (d_{пр} + \delta_{cp}), \quad (89)$$

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

$$\delta_{cp} = a_k \cdot \ln(T)^3 + b_k \cdot \ln(T)^3 + c_k \cdot \ln(T)^3 + d_k, \text{ мм} \quad (90)$$

где T – расчетный срок службы заземлителя, 240 месяцев;

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

$$\delta_{cp} = 0,0026 \cdot \ln(240)^3 + 0,00915 \cdot \ln(240)^3 + 0,0104 \cdot \ln(240)^3 + 0,0224 = \\ = 0,782 \text{ мм};$$

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

Подтверждается правильность выбора сечения прутков для заземлителя подстанции согласно условию:

$$S_{пр.в.} \geq F_{кор},$$

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

Глубина залегания горизонтальных элементов заземляющего электрода составляет 0,8 метра.

Пользуясь планом расположения зданий, сооружений и оборудования подстанции, определяется длина горизонтальных заземлителей и их месторасположение, принимая во внимание, что размеры ячеек заземляющей сетки, примыкающей к местам присоединения нейтралей силовых трансформаторов не должна превышать 6×6 метров.

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

Суммарная длина горизонтальных заземлителей определяется по формуле:

$$L = \left(\frac{S}{a_q} \right) \cdot 2 = \left(\frac{2394,4}{6} \right) \cdot 2 = 798,13 \text{ м.} \quad (91)$$

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

Количество ячеек в этом случае определяется как:

$$m = \frac{L}{2 \cdot a} - 1 = \frac{798,13}{2 \cdot 48,93} - 1 = 7,16 \quad (92)$$

принимая значение – 8 штук.

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

Количество ячеек в этом случае определяется как:

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

Количество вертикальных электродов находится из выражения:

$$n_B = \frac{4 \cdot a}{\frac{a_q}{l_B} \cdot l_B} = \frac{4 \cdot 48,93}{6} = 33,62, \quad (94)$$

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

l_B – длина вертикальных электродов, м.

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

Определение стационарного сопротивления заземлителя, выполненного в виде сетки:

$$R_{ст} = \rho \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_B \cdot l_B} \right), \quad (95)$$

где ρ – удельное сопротивление грунта;

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

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

Импульсное сопротивление $R_{и}$ определяется путем умножения сопротивления в стационарном режиме $R_{ст}$ на импульсный коэффициент $\alpha_{и}$,

зависящий от характеристики грунта, значения импульса тока молнии и типа заземлителя:

$$R_{и} = R_{ст} \cdot \alpha_{и}, \quad (96)$$

$$\alpha_{и} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho + 320) \cdot (I_{мол} + 45)}}, \quad (97)$$

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

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

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

Полученное значение сопротивление заземлителя менее 10 Ом, что соответствует требованиям ПУЭ. Контур заземления подстанции Телецентр приведен на листе графической части дипломного проекта.

7.2 Защита от прямых ударов молнии

Чтобы выбрать местоположение и необходимое количество молниеотводов на подстанции, необходимо знать зоны защиты молниеотводов. Зона защиты - это часть пространства рядом с громоотводом, в которой вероятность удара молнии в защищаемый объект не превышает 0,05 или 0,005 относительно вероятности падения молнии в отсутствие громоотвода.

Расчет сделан для защиты объектов подстанции Телецентр, расположенных на высоте h_x от уровня земли:

– 8 м для порталов 35 кВ;

– 6 м для остального оборудования (высота ЗРУ 10кВ).

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

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

$$h_{\text{эф1}} = 0,85 \cdot h = 0,85 \cdot 21 = 17,8 \text{ м}; \quad (98)$$

$$h_{\text{эф2}} = 0,85 \cdot 19 = 0,85 \cdot 21 = 16,1 \text{ м};$$

$$r_{0,1} = (1,1 - 0,002 \cdot h_1) \cdot h_1 = (1,1 - 0,002 \cdot 21) \cdot 21 = 22,2 \text{ м}; \quad (99)$$

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

Устанавливаем два отдельно стоящих молниеотвода (лист графической части).

Границы внутренней зоны защитной зоны рассчитываются по формуле:

$$r_{\text{ci}} = r_{\text{c0}} \cdot \frac{h_{\text{cr}} - h_i}{h_{\text{cr}}}, \quad (100)$$

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

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

Высота внутренней защитной зоны посередине между совместно работающими громоотводами одинаковой высоты определяется по формуле:

$$h_{\text{cr}} = h_{\text{эф}} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h) \cdot (L - h) \quad (101)$$

Для 1 молниеотвода определим:

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

Для 2 молниеотвода:

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

Высота внутренней защитной зоны посередине между 1 и 2 громоотводами составляет:

$$h_{\text{cr12}} = \frac{h_{\text{cr1}} - h_{\text{cr2}}}{2} = \frac{16,6 - 14,6}{2} = 15,6 \text{ м} \quad (102)$$

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

$$r_{1.1} = r_{0.1} \cdot \left(1 - \frac{h_{об1}}{h_{эф1}}\right) = 22,2 \cdot \left(1 - \frac{8}{17,8}\right) = 12,3 \text{ м}, \quad (103)$$

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

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

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

$$r_{c1} = r_{c01} \cdot \left(\frac{h_{ср1} - h_{об1}}{h_{ср1}}\right) = 22,2 \cdot \left(\frac{16,6 - 8}{16,6}\right) = 11,5 \text{ м} \quad (104)$$

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

$$r_{c12} = \frac{r_{c1} - r_{c2}}{2} = \frac{11,5 - 9,1}{2} = 10,3 \text{ м} \quad (105)$$

Зоны защиты молниеотводов от прямых ударов молнии ПС Телецентр приведены на листе графической части дипломного проекта.

8 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, АВТОМАТИКА И СИГНАЛИЗАЦИЯ

Релейная защита состоит из трех частей: логической, измерительной и выходной. Измерительная часть включает в себя пусковые и измерительные защитные элементы, которые действуют на логическую часть, когда электрические параметры (мощность, напряжение, ток, сопротивление) отклоняются от значений, ранее установленных для защищаемого объекта.

Выходная часть соединяет релейную защиту со схемами управления коммутационными устройствами (переключателями) и устройствами передачи команд через каналы связи и телемеханику. Органы защиты выхода имеют переключающие элементы достаточной мощности на выходе, обеспечивающие работу цепей управления.

Логическая часть состоит из отдельных переключающих элементов и органов задержки, которые при определенном действии (приведении в действие) измерительных и пусковых органов в соответствии с программой, включенной в логическую часть, запускают выходную часть.

До недавнего времени все органы релейной защиты выполнялись только с помощью электромеханических реле. Такое оборудование устарело и нуждается в замене. Трудно добиться скорости, высокой точности и выполнения сложных характеристик. Для поддержания рабочего состояния защиты требуются значительные трудозатраты на техническое обслуживание. Оборудование занимает много места и требует большого количества электрических материалов. Значительное энергопотребление требует мощных источников питания с рабочим током, а также мощных измерительных трансформаторов тока и напряжения. Часто новые требования к релейной защите не могут быть выполнены из-за несовершенства оборудования, содержащего электромеханические устройства.

Основные характеристики микропроцессорной защиты значительно выше, чем у микроэлектроники, а тем более электромеханические. Так,

мощность, потребляемая от измерительных трансформаторов тока и напряжения, находится на уровне 0,1-0,5 ВА, аппаратная погрешность находится в пределах 2-5%, коэффициент возврата измерительных органов составляет 0,96-0,97.

Мировыми лидерами в производстве оборудования для релейной защиты и автоматики являются европейские концерны ABB, ALSTOM и SIEMENS. Общим является растущий переход на цифровые технологии. Цифровые средства защиты, производимые этими компаниями, имеют высокую стоимость, что, однако, окупается их высокими техническими характеристиками и многофункциональностью.

Цифровые устройства РЗ для различных целей имеют много общего, и их структурные схемы очень похожи и похожи.

Центральным узлом цифрового устройства является микрокомпьютер, который через свои устройства ввода-вывода обменивается информацией с периферийными узлами. Используя эти дополнительные узлы, микрокомпьютер (микропроцессор) сопрягается с внешней средой: датчиками исходной информации, объектом управления, оператором и т. Д.

8.1 Защита трансформатора

В обмотках трансформатора короткое замыкание может происходить между витками одной фазы и коротким замыканием, между фазами одной или двух фаз на землю, между обмотками разных напряжений. На входах трансформаторов и автотрансформаторов, шин и кабелей также может происходить короткое замыкание между фазами и землей. В процессе эксплуатации могут происходить нарушения нормальных режимов работы трансформаторов, которые включают: прохождение через трансформатор или автотрансформатор сверхтоков при повреждении других связанных элементов, перегрузку, выделение горючих газов из масла, понижение уровня масла, повышение его температуры.

Согласно ПУЭ, для трансформатора требуются следующие виды защиты:

- защита от повреждения внутри бака трансформатора или устройства РПН; - газовая защита трансформатора и устройства РПН с воздействием на сигнал и отключение;

- защита от внешних коротких замыканий - максимальная защита с или без блокировки напряжения. Он также используется в качестве резервной защиты трансформаторов от внутренних повреждений;

- защита от внутренних повреждений для трансформаторов менее 4МВА - максимальная защита и отключение по току, для трансформаторов повышенной мощности, дифференциальная защита;

- защита от однофазных коротких замыканий на сторонах трансформатора с заземленной нейтралью;

- защита от перегрузки с воздействием на сигнал. В некоторых случаях на подстанциях без обслуживающего персонала защита от перегрузки выполняется с эффектом разгрузки или отключения.

На подстанции Телецентр 35/6 кВ предусматривается установка двух трансформаторов мощностью 4000 кВА. Для защиты трансформаторов было выбрано устройство типа Сириус-Т.

8.2 Выбор рабочих ответвлений токовых входов терминала

Номинальные токи для трансформатора определяются по формуле:

$$I_{\text{ном.Н}} = \frac{S_{\text{ном.тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.Н}}}, \quad (106)$$

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

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

Номинальные токи трансформатора равны:

$$I_{\text{ном.ВН}} = \frac{S_{\text{ном.тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.ВН}}} = \frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 65,98 \text{ А},$$

$$I_{\text{ном.НН}} = \frac{S_{\text{ном.тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.НН}}} = \frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 209,95 \text{ А}$$

Когда номинальный ток течет в обмотках силового трансформатора на входе клеммы, наблюдается вторичный ток в номинальном режиме:

$$I_{\text{ном.втор.Н}} = \frac{I_{\text{ном.Н}} \cdot I_{\text{н.ТТ.В}}}{I_{\text{н.ТТ.П}}} = \frac{I_{\text{ном.Н}}}{K_{\text{тр.ТТ.Н}}}, \quad (107)$$

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

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

Коэффициенты трансформации трансформаторов тока:

$$K_{\text{тр.ТТ.ВН}} = 200 / 5 = 40$$

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

$$I_{\text{ном.втор.ВН}} = \frac{65,98}{40} = 1,65 \text{ А}$$

$$I_{\text{ном.втор.НН}} = \frac{209,95}{120} = 0,55 \text{ А}$$

При выборе рабочей ветви токового входа клеммы, к которой подключены вторичные цепи трансформатора тока, должно соблюдаться условие максимального коэффициента цифрового выравнивания, который должен быть меньше пяти и больше 0,5.

$$0,5 \leq K_{\text{тр.ТТН}} \leq 5$$

$$I_{\text{ном.ВН}} = 1,65 \text{ А, выбираем } 5 \text{ А}$$

$$I_{\text{ном.НН}} = 0,55 \text{ А, выбираем } 1 \text{ А}$$

8.3 Выбор уставок дифференциальной защиты трансформатора

Продольная дифференциальная защита трансформатора используется в качестве основной защиты от внутренних повреждений и повреждений клемм. Защита не должна обеспечиваться при пусковых токах намагничивания.

Дифференциальная защита трансформатора включает в себя: ДЗТ-1 (высокоскоростное отключение дифференциального тока) и ДЗТ-2 (чувствительная дифференциальная защита по току с торможением от сквозного тока и отстройкой от пусковых токов намагничивания (БНТ))

- отключение дифференциального тока (ДТО);
- дифференцированный орган с торможением.

Дифференциальная защита трансформатора должна быть отсоединена от максимального тока дисбаланса и от пусковых токов намагничивания.

Смещение от броска тока намагничивания обеспечивается путем торможения от блокировки в виде тока и блокировки по второй гармонике.

Тормозная характеристика чувствительной ступени ДЗТ-2 показана на рисунке. Он построен в относительных единицах, то есть токи уменьшены до базового тока стороны ВН.

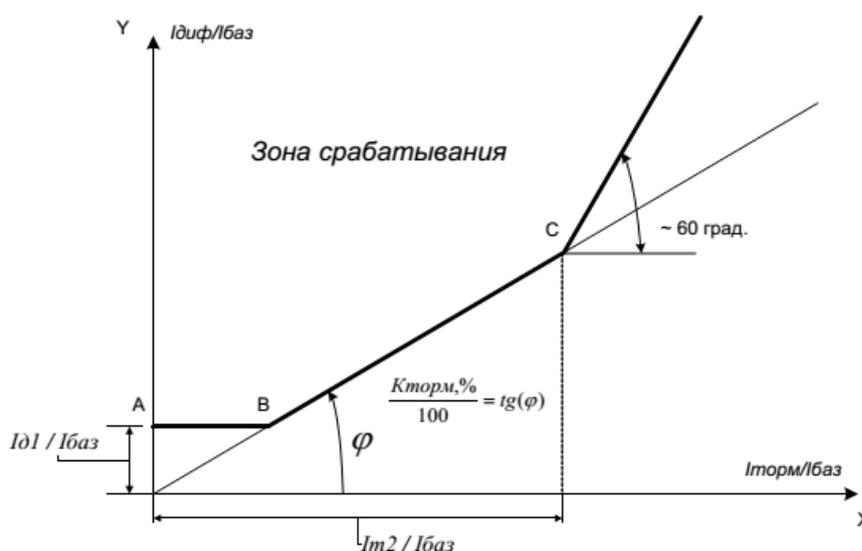


Рисунок 6 - Тормозная характеристика ступени DZT-2 (чувствительная дифференциальная токовая защита с торможением)

Тормозная характеристика определяется настройками:

$I_{д1}/I_{ном.ВН}$ – минимальный дифференциальный ток (отнесенный к $I_{баз}$) срабатывания;

$K_{торм}$, % – коэффициент торможения второго участка характеристики;

$I_{т2}/I_{ном.ВН}$ – точка второго излома характеристики.

В качестве базисного тока в устройстве принято значение уставки $I_{ном.ВН}$.

Характеристика имеет три участка:

Участок 1 (отрезок А – В): точка В (точка первого излома характеристики) получается, как пересечение уставки ДЗТ-2 – $I_{д1}/I_{ном.ВН}$ с прямой, проходящей через начало координат и точку С. На данном участке дифференциальный ток, необходимый для отключения, постоянный.

Участок 2 (отрезок точками В – С): точка С определяется двумя уставками наклоном прямой ДЗТ-2 – $K_{торм}$, % и ДЗТ-2 – $I_{т2}/I_{ном.ВН}$.

Участок 3 (правее точки С): начало лежит в точке С, наклон участка постоянен и равен 60 градусам.

Значение $I_{д1}/I_{ном.ВН}$ выбирается по условию отстройки от тока небаланса при протекании номинального тока трансформатора:

$$I_{диф}/I_{баз} \geq K_{отс} \cdot I_{нб.расч} \quad (108)$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки, учитывающий ошибки расчета и необходимый запас, принимается равным 1,2.

Относительный ток небаланса определяется как сумма трех составляющих, которые обусловлены погрешностями трансформаторов тока

$$I_{нб.расч} = I'_{нб.расч} + I''_{нб.расч} + I'''_{нб.расч} \quad (109)$$

$$I'_{нб.расч} = k_{пер} \cdot k_{одн} \cdot \varepsilon \cdot I^*_{расч} \quad (110)$$

$$I''_{нб.расч} = \Delta U \cdot I^*_{расч} \quad (111)$$

$$I'''_{нб.расч} = f_{выр} \cdot I^*_{расч} \quad (112)$$

где $I'_{\text{нб.расч}}$ – составляющая тока дисбаланса из-за погрешности измерительного трансформатора тока;

$k_{\text{одн}}$ – коэффициент равномерности трансформаторов тока. Для защиты Бреслеру рекомендуется во всех режимах с запасом принимать коэффициент одного типа равным 1,0;

ε – относительная величина суммарной погрешности трансформаторов тока. Рекомендуется принимать равным 0,05;

$k_{\text{пер}}$ – коэффициент, учитывающий переходный режим (наличие апериодической составляющей), рекомендуется принимать 1,0 согласно / 4 /;

ΔU – погрешность из-за регулирования напряжения под нагрузкой на сторонах защищаемого трансформатора и принятия равной половине используемого диапазона регулирования;

$I^*_{\text{расч}}$ – относительная величина периодической составляющей тока, проходящего через защищенную зону при трехфазном замыкании.

$I'''_{\text{нб.расч}}$ – составляющая тока дисбаланса за счет регулирования защищаемого трансформатора;

$I'''_{\text{нб.расч}}$ – составляющая тока дисбаланса из-за ошибки в выравнивании токов плеч в защитной клемме;

$f_{\text{выр}}$ – погрешность выравнивания токов плеч в защитной клемме принимается равной 0,03;

$$I_{\text{нб.расч}} = (1 \cdot 1 \cdot 0,05 \cdot 0,16 + 0,03) \cdot 12,91 = 0,49 \text{ о.е.}$$

Относительный начальный дифференциальный ток отключения:

$$I_{\text{диф}} / I_{\text{баз}} \geq K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}} = 1,2 \cdot 0,24 = 0,59 \text{ о.е.}$$

Коэффициент торможения $K_{\text{торм}}$ должен обеспечивать выход из строя ступени со сквозными токами, соответствующими второму разделу характеристики торможения. Такие токи возможны под действием автоматических устройств повторного включения питающих линий, трансформаторов АТС.

Коэффициент снижения тормозного тока равен:

$$K_{\text{сн.т.}} = 1 - 0,5 \cdot I_{\text{нб.расч}} = 1 - 0,5 \cdot 0,49 = 0,76 \quad (113)$$

Коэффициент торможения определяется по выражению:

$$K_{\text{торм}} \geq 100 \cdot K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}} / K_{\text{сн.т.}} \quad (114)$$

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

Вторая точка излома тормозной характеристики $I_{\text{T2}}/I_{\text{баз}}$ определяет размер второго участка тормозной характеристики. В аналогичном и нагрузочном режимах тормозной ток равен сквозному. Появление витковых КЗ лишь незначительно изменяет первичные токи, поэтому тормозной ток почти не изменится. Для высокой чувствительности к витковым КЗ следует, чтобы во второй участок попал режим номинальных нагрузок ($I_{\text{T}}/I_{\text{баз}}=1$), режим допустимых длительных перегрузок ($I_{\text{T}}/I_{\text{баз}}=1,3$). Желательно, чтобы во второй участок попали и режимы возможных кратковременных перегрузок (самозапуск двигателей после АВР, пусковые токи мощных двигателей, если таковые имеются). Поэтому рекомендуется принимать уставку равную $I_{\text{T2}}/I_{\text{баз}} = 1,5 - 2$.

8.4 Выбор уставок дифференциальной токовой отсечки

Дифференциальное отключение тока (ДТО) используется для мгновенного отключения больших токов повреждения в зоне защиты.

Уставка ДТО установлена:

- от пусковых токов намагничивания;
- от максимального тока дисбаланса при коротком замыкании.

$$I_{\text{дто}} \geq 6$$

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

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

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

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

Уставка ДТО выбирается равной наибольшему значению.

$$I_{\text{нб.расч}} = (3,5 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,1 + 0,03) \cdot 12,91 = 2,65 \text{ о.е.}$$

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

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

8.5 Выбор уставок максимальной токовой защиты

Первичный рабочий ток МТЗ без пускового напряжения должен быть отстроенным от максимального тока нагрузки с учетом самозапуска нагрузки двигателя в соответствии с выражением:

$$I_{\text{с.з}} \geq \frac{K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{зап}}}{K_{\text{в}}} \cdot I_{\text{раб.макс}}, \quad (115)$$

где $K_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки, равный 1,2;

$K_{\text{зап}}$ – коэффициент, учитывающий увеличение тока в условиях самозапуска двигателей с торможением. При предварительных расчетах, а

также при отсутствии соответствующей информации этот коэффициент может быть взят из диапазона от 1,5 до 2,5. Согласно [21] для городских сетей общего назначения: $K_{зап}=2,5$;

K_v - коэффициент возврата, который предполагается равным 0,9 (для реле максимального тока);

$I_{раб,макс}$ – первичный максимальный рабочий ток в месте установки защиты.

Первая ступень используется для отключения тока без запуска по напряжению и без управления направлением мощности.

Ток срабатывания на стороне ВН:

$$I_{с.з} \geq \frac{1,2 \cdot 2,5}{0,9} \cdot 92,38 = 307,92 \text{ A}$$

Ток срабатывания на стороне НН:

$$I_{с.з} \geq \frac{1,2 \cdot 2,5}{0,9} \cdot 293,92 = 979,75 \text{ A}$$

Коэффициент чувствительности проверяется с помощью металлического короткого замыкания расчетного типа в расчетной точке в режиме, определяющем наименьшее значение этого тока, согласно выражению:

$$K_{ч} = \frac{I_{кз,мин}}{I_{уст}}, \quad (116)$$

где $I_{кз,мин}$ – минимальное значение тока в месте установки защиты, при проектировании короткого замыкания;

$I_{уст}$ – допустимое значение тока срабатывания.

В качестве расчетного вида принимается междуфазное КЗ.

Согласно ПУЭ значение коэффициента чувствительности должно быть не менее 1,5 для МТЗ, установленной на стороне НН трансформатора, и не менее 1,2 для МТЗ, установленной на стороне ВН.

$$K_{\text{ч}} = \frac{4,25 \cdot 10^3}{308} = 13,81 > 1,2$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{3,79 \cdot 10^3}{979,75} = 3,87 > 1,5$$

8.6 Автоматика на подстанции Телецентр

Действия аварийной автоматизации должны быть избирательными и не должны приводить к каскаду аварийных условий. Алгоритм функционирования и настройки аварийной автоматики устройств и комплексов аварийной автоматики должны соответствовать режимам работы контуров энергосистемы и минимизировать управляющие воздействия. При получении в течение установленного временного интервала (интервала одновременности) команд аварийной ситуации и автоматизации эксплуатации на электростанции для реализации одного типа УВ необходимо ввести команду аварийного управления.

Если в пределах установленного временного интервала (интервала одновременности) на электростанции действуют команды аварийного реагирования и дежурной автоматизации для реализации различных типов УВ на одном оборудовании, должна быть реализована команда аварийного реагирования.

Субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии должны обеспечить передачу в диспетчерский центр субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике телевизионных сигналов о работе устройств и комплексов противоаварийной автоматики, являющихся объектами диспетчеризации.

Аварийная автоматизация должна обеспечивать выполнение своих функций в случае отказа одного из устройств аварийной автоматики,

который не связан с аварийным событием, для работы которого требуется аварийная автоматика.

Локальная автоматизация предотвращения неустойчивости предназначена для предотвращения нарушения статической и динамической устойчивости генераторов электростанций, двигательной нагрузки потребителей электрической энергии, контролируемого сечения, энергетической зоны и предотвращения недопустимых токовых перегрузок линий электропередачи и оборудования. На объектах электроэнергетики должны быть установлены комплексы локальной автоматизации для предотвращения нарушений устойчивости. Должна быть возможность использовать локальные системы автоматизации для предотвращения неустойчивости в автономном режиме и / или в качестве последующего устройства, централизованную систему аварийного управления.

Когда комплекс локальной автоматизации для предотвращения неустойчивости функционирует в качестве базового устройства, должна быть обеспечена централизованная система аварийного управления с автоматическим переходом в автономный режим работы при обнаружении неисправности РТС верхнего уровня, централизованной аварийной системы. Система управления или каналы связи с централизованной системой аварийного управления РТС верхнего уровня. Комплексы локальной автоматики для предотвращения нарушений устойчивости должны обеспечивать выбор НС из таблицы НС, рассчитанной централизованной системой аварийного управления РТС верхнего уровня или заданной органом оперативного диспетчерского управления в электроэнергетике, или выполнять расчеты углеводов на основе функциональные зависимости объема углеводов, установленные органом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике от аварийной автоматики режима электроэнергетики (принцип II-DO).

Для предотвращения неустойчивости в комплексах локальной автоматизации используются следующие запускающие факторы:

- отключение линий электропередач;
- одновременное отключение двух линий электропередач;
- отключить систему шин;
- отключение силового агрегата;
- отключение трансформатора (автотрансформатора);
- рядом с шинами силовой установки или длительным коротким замыканием;
- избыточный поток активной мощности над контролируемым участком заданного значения;
- другие факторы, если это необходимо.

8.7 Сигнализация на подстанции Телецентр

Для построения центральной системы охранной сигнализации (ЦС) на подстанциях используется устройство Сириус-ЦС. Он позволяет обрабатывать сигналы от микропроцессорных или электромеханических защитных устройств через сигнальные шины, записывать время появления и удаления сигналов от конкретных защитных устройств, подключенных к дискретным входам оптопары, а также генерировать обобщенные сигнальные сигналы. Диапазон рабочих температур от -20°C до $+55^{\circ}\text{C}$, а габаритные размеры не превышают 305x190x215 мм.

Система сигнализации большой подстанции организована с помощью нескольких блоков Сириус ЦС, один из которых является центральным блоком сигнализации подстанции, а остальные являются локальными блоками сигнализации. В этом случае центральный блок генерирует сигналы световой и звуковой сигнализации и сигналы телемеханики о состоянии подстанции.

Светодиоды блока указывают на наличие тревоги и состояние сайта мигает. Участковые блоки генерируют сигналы для центрального блока и сигналы телемеханики о состоянии секции, а их светодиоды указывают конкретное устройство, которое выдало сигнал.

Сириус-ЦС собирает, обрабатывает, оперативно отображает информацию о состоянии объекта и, по запросу, передает ее на более высокий уровень. Устройство СА имеет четыре входа для подключения сигнальных шин. Для каждого входа запрограммированы тип тревоги (тревога или предупреждение), задержка срабатывания (от 0 до 99,99 с), номинальное значение импульса тока (50 или 200 мА).

9 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ПРИНЯТОГО ВАРИАНТА ПРОЕКТИРОВАНИЯ СИСТЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПОДСТАНЦИИ ТЕЛЕЦЕНТР

Экономическим показателем, для которого выбран лучший вариант, является эквивалентный годовой расход.

Эквивалентные среднегодовые расходы определяются по следующей формуле:

$$Z_{\text{ср.г}} = E \cdot K + И \quad (117)$$

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

K – капитальные вложения;

$И$ – суммарные эксплуатационные издержки.

Затраты для выбранных вариантов:

$$Z_{\text{ср.г1}} = 71382,85 \text{ тыс.руб.}$$

$$Z_{\text{ср.г2}} = 76137,12 \text{ тыс.руб.}$$

Стоимость двух вариантов различается на 7%, поэтому мы выбираем первый вариант для развития электрической сети.

Оценка экономической эффективности проекта

Расчет экономической эффективности проекта заключается в оценке экономической эффективности проекта за расчетный период времени.

Расчетный период времени - это длительность проекта, этот период выбирается в зависимости от нормативного срока действия самой высокой взвешенной стоимости основных средств, используемых в проекте. Поскольку наибольшим весом в проекте является оборудование подстанций, а их стандартный срок службы составляет 20 лет, расчетный период составляет 20 лет.

Чтобы рассчитать эффективность проекта, необходимо оценить доход от проекта. Выручка от продажи должна компенсировать все затраты в течение расчетного периода, доступного в проекте. Ранее затраты на передачу были рассчитаны $I_{\Sigma} - I_{\Delta}$, и потерь электроэнергии I_{Δ} .

Был проведен расчет технических потерь, для этого случая будет соблюдаться равенство: стоимость потерь 1 кВт / ч будет равна тарифу на потери 1 кВт / ч.

В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации на потребительских рынках электрической и тепловой энергии применяются следующие виды регулируемых цен и тарифов.

1) созданный федеральным органом исполнительной власти по регулированию естественных монополий (например, в Российской Федерации это Федеральная служба по тарифам);

2) двухставочный тариф, включающий тариф за 1 киловатт-час электроэнергии;

3) одноставочный (двухчастный) тариф, дифференцированный по зонам (часам) дня.

При использовании метода экономически обоснованных затрат (издержек) тарифы рассчитываются исходя из размера требуемой валовой выручки организации, осуществляющей регулируемую деятельность от реализации каждого вида продукции (услуги), и предполагаемого объема производства продукции, соответствующий вид товара (услуги) на период расчетного регулирования.

Необходимая валовая выручка за период регулирования для покрытия разумных затрат на производство регулируемого вида деятельности с учетом корректировок на избыточные средства и компенсации за недостаток средств.

Следующие расходы включены в необходимый валовой доход:

Затраты, связанные с производством и реализацией продукции, включают следующие компоненты затрат:

- 1) для топлива;
- 2) за приобретенную электрическую и тепловую энергию;
- 3) оплачивать услуги, оказываемые организациями, осуществляющими регулируемую деятельность;
- 4) для сырья и материалов;
- 5) для ремонта основных средств;
- 6) на заработную плату и отчисления на социальные нужды;
- 7) на амортизацию основных средств и нематериальных активов;
- 8) другие расходы, связанные с производством и реализацией продукции, определяются ФСТ.

Расходы, относящиеся к прибыли после налогообложения, включают следующие основные группы расходов:

- капитальные вложения (вложения) в расширенное воспроизводство;
- выплата дивидендов и других доходов от прибыли после уплаты налогов;
- взносы в уставный (складочный) капитал организаций;
- другие экономически обоснованные расходы, связанные с прибылью после налогообложения, в том числе расходы организаций на обеспечение работников льготами, гарантиями и компенсациями в соответствии с отраслевыми тарифными соглашениями.

Требуемый валовой доход включает в себя сумму корпоративного подоходного налога.

Отдельная группа включает расходы на оплату услуг организаций, осуществляющих регулируемую деятельность. Расходы на оплату этих услуг определяются на основе тарифов, установленных регулирующими органами, и объема услуг, предоставляемых в течение расчетного периода регулирования.

Экономически обоснованный средний одностарифный тариф на продажу электроэнергии, поступающей на региональный рынок из ПЭ, рассчитывается по формуле:

$$T_{cp} = \frac{HBB^{\varnothing}}{\mathcal{E}_{omn}}, \text{руб/тыс.кВт}^*ч, \quad (118)$$

где HBB^{\varnothing} - требуемый валовой доход для производства электроэнергии;

\mathcal{E}_{omn} - поставка электроэнергии в сеть по ПЭ.

Расчет выручки от реализации продукции в год T рассчитывается следующим образом:

$$O_{pt} = I_{\Sigma t} + K_{обт} + K_{проц}, \text{ тыс. руб.}, \quad (119)$$

где $I_{\Sigma t}$ – общая стоимость электроэнергии, которая была рассчитана для момент времени после завершения строительства и возврата средств;

$K_{проц}$ – проценты на вложенный в проект капитал по ставке рефинансирование принято 10%;

$K_{обт}$ – оборотный капитал, содержащий запасы, дебиторскую задолженность.

Кредиторская задолженность определяется по формуле:

$$K_{обт} = 0,02 \cdot K_t + 0,1 \cdot I_{\Sigma t} + 0,02 \cdot 0,3 \cdot K_t \quad (120)$$

$$K_{обт} = 0,02 \cdot 1145563,15 + 0,1 \cdot 21499,32 + 0,02 \cdot 0,3 \cdot 1145563,15 = \\ = 31934, \text{ тыс.руб};$$

$$O_{pt} = 21499,3 + 31934 + 13974 = 67407,65, \text{ тыс.руб.}$$

Балансовая прибыль:

$$ПБ_t = O_{pt} - I_{\Sigma t}; \quad (121)$$

$$ПБ_t = 67407,65 - 21499,32 = 45908. \quad (122)$$

Налог на прибыль:

$$H_t = ПБ_t \cdot \alpha, \quad (123)$$

где α – налог на прибыль, равный 0,24.

$$H_t = 45908 \cdot 0,24 = 11018.$$

Чистая прибыль:

$$П_ч = ПБ_t - H_t + И_{амт}; \tag{124}$$

$$П_ч = 45908 - 11018 + 11851,08 = 46741.$$

10 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ ПРОЕКТА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПОДСТАНЦИИ ТЕЛЕЦЕНТР

В работе производится проектирование подстанции Телецентр на напряжение 35/6 кВ для обеспечения электроснабжения части города Владивосток. К подстанции Телецентр подходят воздушные линии 35 кВ.

В разделе рассматриваются экологические аспекты передачи и распределения электроэнергии на проектируемых объектах Владивостока района Приморского края - линиях 35 кВ и подстанции 35/6 кВ Телецентр.

10.1 Безопасность проекта

Распределительное устройство подстанции 35/6 Телецентр - это электроустановка, предназначенная для приема и распределения электрической энергии, содержащая электрические устройства, шины и вспомогательные устройства. Распределительное устройство, расположенное внутри здания, называется закрытым. Распределительные устройства обеспечивают надежность электроустановки, которая производится благодаря правильному выбору и расположению электрооборудования, при правильном выборе типа и конструкции распределительного устройства.

Обслуживание распределительного устройства удобно и безопасно. Размещение оборудования в РУ обеспечивает хорошую видимость, простоту ремонтных работ, полную безопасность при ремонте и осмотрах. В целях безопасности соблюдаются минимальные расстояния от частей под напряжением для различных компонентов.

Электрооборудование, токоведущие части, изоляторы, крепления, ограждения, несущие конструкции, изоляционные и другие расстояния подбираются и устанавливаются таким образом, чтобы:

- 1) усилия, вызванные нормальными условиями работы электроустановки, нагревом, электрической дугой или другими явлениями, связанными с ее работой (искрение, выделение газа и т. Д.), Не могут причинить вред обслуживающему персоналу, а также привести к

повреждению оборудования и короткое замыкание (короткое замыкание) или замыкание на землю;

2) при нарушении нормальных условий работы электроустановки была обеспечена необходимая локализация повреждений, вызванных коротким замыканием;

3) когда напряжение снимается с любой цепи, устройство, относящееся к нему, токоведущие части и конструкции могут быть подвергнуты безопасному обслуживанию и ремонту без нарушения нормальной работы соседних цепей;

4) была предусмотрена возможность удобной транспортировки техники.

При использовании разъединителей и разделителей на подстанции Телецентр 35/6 при их внутренней установке для отключения и отключения токов холостого хода силовых трансформаторов, токов зарядки воздушных и кабельных линий электропередач и шинных систем выполняются следующие требования:

1) разъединители и изоляторы напряжением 35 кВ при внутренней установке со стандартными расстояниями между осями полюсов 2 м, допускается отключение и включение токов холостого хода силовых (авто) трансформаторов с заземленной нейтралью соответственно не более 4,2, а также токи зарядки соединений не более 1 5 А;

2) горизонтальные расстояния от колонн и торцов горизонтально вращающихся (ГП) подвижных контактов в разъединенном положении до заземленных и токонесущих частей смежных соединений должны быть не меньше расстояний между осями полюсов;

3) разъединители и разделители 10 кВ, если они установлены внутри, могут отключать и включать токи холостого хода силовых трансформаторов, токи зарядки воздушных и кабельных линий электропередачи, а также токи замыкания на землю, которые не превышают нормированных значений;

4) для разъединителей и сепараторов, установленных горизонтально, спуски прокладываются из гибкого полого провода, чтобы предотвратить передачу дуг к ним, избегая расположения, близкого к вертикальному. Угол между горизонтальной и прямой линией, соединяющей точку подвеса спуска и линейный зажим столба, не более 65° . Шина выполнена так, что шины подходят к разъединителям (сепараторам) с подъемником или горизонтально;

5) для обеспечения безопасности персонала и его защиты от световых и тепловых воздействий дуги, над ручными приводами сепараторов и разъединителей устанавливаются козырьки или навесы из негорючего материала. Построение пиков не требуется для разъединителей и сепараторов с напряжением 6 кВ, если ток отключенного холостого хода не превышает 3 А, а ток отключенного заряда составляет 2 А;

б) приводы трехполюсных разъединителей напряжением 10 кВ при их внутренней установке, если они не отделены от разъединителей стеной или потолком, снабжены глухой панелью, расположенной между приводом и разъединителем;

Конструкции, на которых установлены электрооборудование, аппараты, токоведущие части и изоляторы, могут выдерживать нагрузки от их веса, напряжения, операций переключения, ветра, льда и короткого замыкания, а также сейсмического воздействия.

Строительные конструкции, доступные для персонала, не должны нагреваться электрическим током выше 50°C ; недоступно на ощупь - выше 70°C . Нагревательные конструкции нельзя проверять, если переменный ток 1000 А или менее проходит через части под напряжением.

Во всех цепях распределительного устройства предусмотрены отключающие устройства с видимым зазором, которые позволяют отключить все устройства (автоматические выключатели, предохранители, трансформаторы тока, трансформаторы напряжения и т. Д.) Каждой цепи со всех ее сторон, откуда происходит напряжение можно поставить

Видимый зазор может отсутствовать в комплектных распределительных устройствах заводского изготовления (в том числе заполненных газом SF₆ - ГИС) со съемными элементами и / или при наличии надежного механического индикатора гарантированного положения контактов.

Неизолированные токоведущие части помещаются в камеры или закрыты для предотвращения случайного контакта с ними. Ограждение сплошное или сетчатое. Во многих конструкциях распределительных устройств внутри помещений используется смешанное ограждение - на твердой части ограждения установлены исполнительные механизмы выключателей и разъединителей, а сетчатая часть ограждения позволяет наблюдать за оборудованием. Высота такого забора составляет не менее 1,9 м, при этом сетка имеет отверстия размером не более 25 x 25 мм. Заборы заблокированы.

Неизолированные токоведущие части, расположенные над полом на высоте до 2,5 м в установках 3-10 кВ, огорожены сетями, а высота прохода под сеткой составляет не менее 1,9 м.

Проверки оборудования проводятся из сервисного коридора, ширина которого составляет не менее 1 м для одностороннего оборудования и 1,2 м для двустороннего оборудования. Если распределительное устройство и исполнительные механизмы находятся в коридоре распределительного устройства, ширина такого контрольного коридора должна составлять 1,5 и 2 м соответственно.

Распределительные устройства оснащены оперативной блокировкой неправильных действий при включении в электроустановках (при кратковременной - оперативной блокировке), предназначенной для предотвращения неправильных действий с разъединителями, заземляющими ножами, разделителями и короткими замыканиями.

Операционная блокировка предназначена для исключения:

- подача напряжения с помощью разъединителя на участок электрической цепи, заземленный с помощью включенного заземлителя, а также на участок электрической цепи, отделенный от включенных заземлителей только выключателем;

- включение выключателя заземления в той части цепи, которая не отделена разъединителем от других секций, которые могут находиться как под напряжением, так и без напряжения;

- отключение и включение разъединителями токов нагрузки.

Операционная блокировка обеспечивает в цепи с последовательным соединением разъединителя с сепаратором разгрузочный трансформатор включается разъединителем, а разъединение активируется сепаратором.

На заземляющих выключателях линейных разъединителей со стороны линии разрешается иметь только механическую блокировку с приводом разъединителя.

Распределительные устройства подстанции Телецентр оснащены стационарными заземлителями, которые в соответствии с требованиями безопасности обеспечивают заземление устройств и шин.

В распределительном устройстве 10 кВ стационарные заземляющие проводники размещаются таким образом, чтобы не требовалось переносное заземление, а персонал, работающий с частями под напряжением любого соединения и секций шин, защищен заземляющими проводниками со всех сторон, откуда может подаваться напряжение.

В случае отключения во время ремонта разъединителя с заземляющими выключателями или только с заземляющим выключателем этого разъединителя, заземляющие выключатели предусмотрены для других разъединителей в этой секции цепи, расположенных на стороне возможного источника напряжения. Последнее требование не применяется к заземляющим проводникам на стороне линейных разъединителей (при отсутствии системы обходной шины или ремонтной перемычки на стороне

ОНЛ), а также к заземляющим проводникам в цепи распределительного устройства.

На заземляющих выключателях линейных разъединителей на стороне линии имеется привод с дистанционным управлением для предотвращения травм, если они ошибочно включены и в линии есть напряжение, в ячейках распределительного устройства эти заземлители также рекомендуются быть быстродействующим.

10.2 Экологичность проекта

Экологические аспекты передачи и распределения электроэнергии по основным характеристикам нормируются нормативными документами: максимальная напряженность электрического поля, уровень акустического шума и радиопомех. Выбор параметров передачи, ее конструктивных особенностей на стадии проектирования должен быть ориентирован на соответствие установленным нормативным требованиям. В этом случае проводится тщательный анализ проектируемой подстанции и линии электропередачи, погодных условий в течение года и выбора средств для уменьшения размера ценной обрабатываемой земли, вырубки лесов, воздействия на окружающий мир животных и растений, а также как на тех, которые расположены возле подстанции, обязательны. и трассы трассы населенных пунктов. Важным аспектом воздействия линии электропередачи на окружающую среду является место, где она пересекается с железной дорогой и дорогой, что связано с безопасностью людей.

Защита от электромагнитных полей и радиации в нашей стране регулируется Законом Российской Федерации о защите окружающей среды, а также рядом нормативных документов. Основным способом защиты населения от возможных вредных воздействий электромагнитных полей от подстанций и линий электропередач является создание охранных зон шириной от 15 до 30 м в зависимости от напряжения. Эта мера требует отчуждения больших территорий и исключения их из использования в определенных видах экономической деятельности. Уровень

электромагнитных полей также снижается за счет устройства различных экранов, в том числе зеленых насаждений, выбора геометрических параметров линий, заземления кабелей и других событий.

В закрытых отдельно стоящих, встраиваемых и встроенных подстанциях в производственных помещениях, в трансформаторных камерах и других маслonaполненных аппаратах с масляной массой до 600 кг в одном баке, когда камеры расположены на первом этаже, а двери выходят наружу Нефтеборщики не выполняются.

С массой масла или негорючим, экологически чистым диэлектриком в одном баке более 600 кг, маслоприемник, рассчитанный на полный объем масла, или для удержания 20% масла с сливом в поддон картера быть организованным.

При строительстве камер над цокольным этажом, на втором этаже и выше, а также при организации выхода из камер в коридор под трансформаторами и другими маслonaполненными устройствами маслоприемники должны быть выполнены одним из следующих способов:

1) при массе масла в одном баке (шесте) до 60 кг, выполняется порог или рампа для удержания полного объема масла;

2) при массе масла от 60 до 600 кг маслоприемник спроектирован под трансформатор (аппарат), рассчитанный на полный объем масла, или на выходе из камеры - порог или рампа для удержания полного объема масла. масло;

3) с массой масла более 600 кг:
- маслоприемник, содержащий не менее 20% общего объема масла трансформатора или устройства, с сливом масла в маслосборник. Трубы для слива масла из маслоприемников под трансформаторами должны иметь диаметр не менее 10 см. Со стороны маслоприемника трубы для слива масла должны быть защищены сетями. Нижняя часть маслоприемника должна иметь наклон 2% к яме;

- маслоприемник без слива масла в масляный поддон. В этом случае маслоприемник должен быть покрыт сеткой со слоем чистого мытого гранита (или другой непористой породы) толщиной 25 см или гравия с долей от 30 до 70 мм и должен быть рассчитан на полную объем масла; уровень масла должен быть на 5 см ниже гриля. Верхний уровень гравия в масляном поддоне под трансформатором должен быть на 7,5 см ниже отверстия воздуховода. Площадь маслоприемника должна быть больше базовой площади трансформатора или устройства.

10.3 Расчет маслоприемника без отвода масла на ПС Телецентр

Рассчитывается маслоприёмник на ЗРУ ПС Телецентр 35/6 для маслонаполненного трансформатора ТМН 35/10 мощностью 4 МВА.

Исходные данные:

Тип трансформатора – ТМН-4000/35

Масса трансформаторного масла – $M_{тр}=14500$ кг

Высота трансформатора – $H=5,4$ м

Длина трансформатора – $A=6,3$ м

Ширина трансформатора – $B=3,4$ м

Интенсивность пожаротушения – $K=0,2 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с} \cdot \text{м}^2$

Нормативное время пожаротушения – $t=1800$ с

Плотность масла – $\rho_{тм}=850 \text{ кг/м}^3$

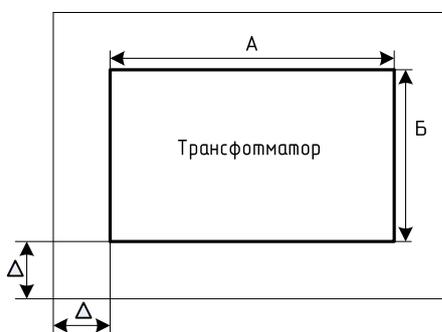


Рисунок 7 - Размеры маслоприемника

Объем масла, размещенного в маслоприемнике, определяется по формуле: м^3 :

$$V_{TM} = \frac{M_{TM}}{\rho_{TM}}, \quad (125)$$

$$V_{TM} = \frac{14500}{850} = 17,06$$

Площадь боковой поверхности трансформатора, м^2

$$S_{BT} = (A + B) \cdot H, \quad (126)$$

$$S_{BT} = (6,3 + 3,4) \cdot 5,4 = 52,38$$

Зона приема масла, м^2

$$S_{МП} = (A + 2 \cdot \Delta) \cdot (B + 2 \cdot \Delta), \quad (127)$$

значение Δ принимается равным 1м, тогда

$$S_{МП} = (6,3 + 2 \cdot 1) \cdot (3,4 + 2 \cdot 1) = 44,82 \text{ м}^2$$

Объем воды, помещенной в маслоприемник, м^3

$$V_{воды} = K \cdot t \cdot (S_{МП} + S_{BT}), \quad (128)$$

$$V_{воды} = 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 1800 \cdot (52,38 + 44,82) = 34,99$$

Высота масла и воды, м

$$h_{мп + воды} = \frac{V_{TM} + 0,8 \cdot V_{воды}}{S_{МП}}, \quad (129)$$

$$h_{мп + воды} = \frac{17,06 + 0,8 \cdot 34,99}{44,82} = 1,01$$

Высота маслоприемника, м

$$h_{МП} = h_{мп + воды} + h_2, \quad (130)$$

высота слоя гравия h_2 составляет 0,25 м

$$h_{МП} = 1,01 + 0,25 + 0,05 = 1,31$$

где 0,05 – минимальный зазор между принятым уровнем масла с водой и решёткой.

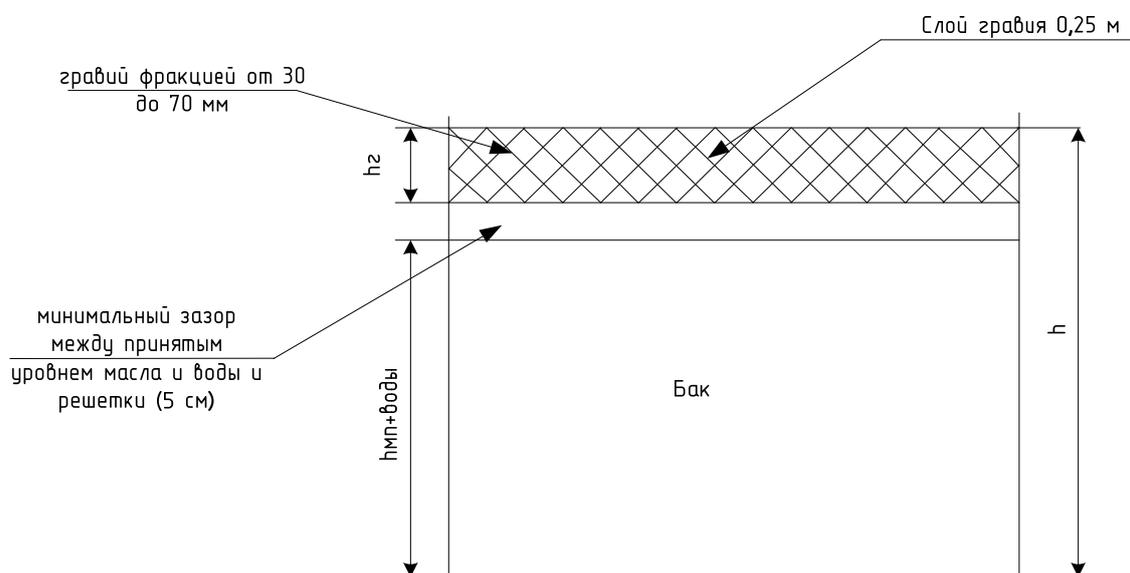


Рисунок 8 - Устройство маслоприемника.

10.4 Чрезвычайные ситуации

Правила пожарной безопасности на проектируемой подстанции Телецентр

ЗРУ на подстанции должны обеспечивать пожарную безопасность. Строительные конструкции распределительного устройства должны соответствовать требованиям СНиП, а также правилам противопожарной защиты (ППО).

Помещения внутреннего распределительного устройства должны быть обеспечены первичными средствами пожаротушения (ручными и

мобильными): огнетушителями, песочницами (при необходимости), асбестовыми или войлочными одеялами и т. Д. На подстанциях с постоянным персоналом, а также на электростанциях, средства первичного пожаротушения в распределительном устройстве в помещении расположены на входах. При разделении распределительного устройства на секции посты пожаротушения располагаются в вестибюлях или на участках возле лестничных колодцев. Переносные огнетушители следует размещать на высоте не более 1,5 м над полом, считая от дна огнетушителя. Разрешается устанавливать огнетушители в шкафах или шкафах, конструкция которых должна позволять визуально определять тип огнетушителя и обеспечивать доступ к нему. На территории распределительного устройства наружного пользования первичные средства пожаротушения размещаются на специальных постах в удобном для персонала месте (в помещениях распределительного щита, в вестибюле камер и т. Д.), В противопожарных панелях (постах) должны быть установлены специальные предпосылки. На противопожарные щиты следует ставить только те основные средства пожаротушения, которые можно использовать в этом помещении. Пояснительные знаки и надписи, указывающие местонахождение средств пожаротушения, имеются на дорожках в обход территории ОРУ. В местах, где мобильное противопожарное оборудование установлено на распределительном устройстве на открытом воздухе (в соответствии с планом работы по пожаротушению), точки заземления обозначены и оборудованы. Стационарное оборудование для пожаротушения, которое оснащено трансформаторами, маслоприемниками и маслоприемниками, должно содержаться в исправном состоянии.

Дороги на территории подстанций и к источникам воды должны содержаться в хорошем состоянии, а зимой регулярно очищаться от снега.

Здание РУ построено из огнеупорных материалов. При проектировании распределительного устройства предусмотрены меры по ограничению распространения аварии. Для этого оборудование отдельных элементов

распределительного устройства устанавливается в камерах - помещениях, которые со всех сторон ограничены стенами, потолками, заборами. Если часть ограждения является сеткой, то камера называется открытой. В таких камерах установлены разъединители, безмасляные и безмасляные автоматические выключатели, а также боковые выключатели с количеством масла до 25 кг. В современных внутренних распределительных устройствах переключатели резервуаров с большим количеством масла (более 60 кг) не используются, так как для их установки необходимо обеспечить закрытые камеры с выходом наружу, что значительно усложняет конструкционную часть. При установке масляных трансформаторов в распределительное устройство предусмотрены меры для сбора и слива масла в систему сбора масла.

Внутреннее распределительное устройство обеспечивает естественную вентиляцию трансформаторных помещений и реакторов, а также аварийную вытяжную вентиляцию коридоров для обслуживания открытых камер с маслonaполненным оборудованием.

Уровень пожарной безопасности на энергетических объектах должен быть очень высоким. Это связано с физикой процесса производства, передачи и распределения электроэнергии. В некоторых случаях вода не может использоваться во время пожара, так как пожарный может получать питание, хотя он доступен в любом количестве и расположен в нескольких метрах от местоположения рассматриваемой подстанции (например, реки или другого естественного резервуара).

В соответствии с [14] на ПС должны соблюдаться следующие правила:

- 1 Помещения закрытых распределительных устройств (распределительных устройств) должны содержаться в чистоте.

- 2 Запрещается устраивать в помещениях и коридорах распределительного устройства складские помещения и другие хозяйственные сооружения, не относящиеся к распределительному

устройству, а также хранить электрооборудование, материалы, запасные части, контейнеры с легковоспламеняющимися жидкостями и баллоны с различными газами.

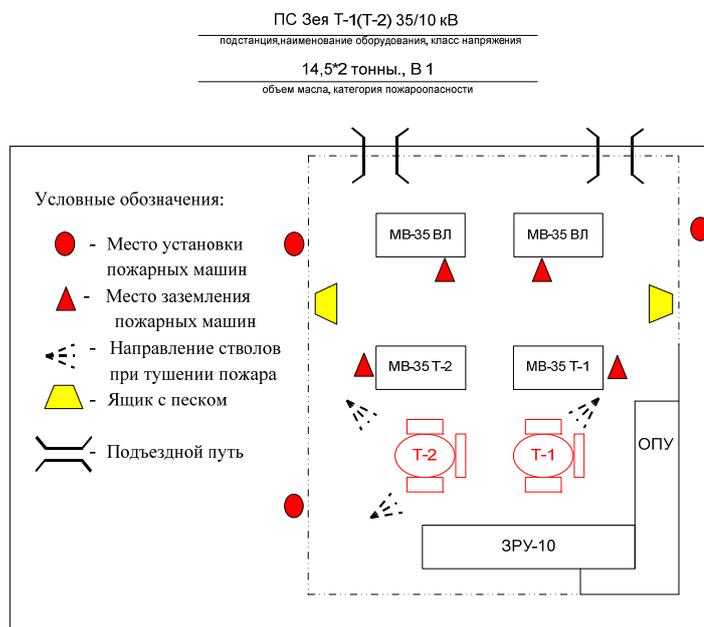


Рисунок 9 - Карта пожаротушения на подстанции Телецентр

Для очистки электрооборудования от грязи и отложений следует использовать огнеупорные моющие составы и препараты.

В исключительных случаях, если по техническим причинам невозможно использовать специальные моющие средства, допускается использование легковоспламеняющихся жидкостей (растворителей, бензина и т. Д.) В количестве, не превышающем 1 литр за одnorазовое использование.

1 При использовании легковоспламеняющихся жидкостей должны использоваться только закрывающиеся контейнеры, изготовленные из неразрушимого материала.

2 Сварочные и другие легковоспламеняющиеся работы в распределительном устройстве разрешается выполнять только на оборудовании, которое нельзя демонтировать после завершения необходимых противопожарных мероприятий.

3 Кабельные каналы внутренних распределительных устройств и заземляющие кабельные лотки открытых распределительных устройств

(наружных распределительных устройств) должны быть постоянно покрыты огнеупорными пластинами. Места для подачи кабелей в распределительных шкафах и на другие структуры должны иметь огнестойкое уплотнение с огнестойкостью не менее 0,75 ч.

4 Наземные кабельные лотки наружного распределительного устройства должны иметь огнестойкое уплотнение в местах прохода кабелей от кабельных конструкций к этим лоткам, а также в местах разветвления на территории наружного распределительного устройства. Огнестойкие уплотнения следует выполнять в кабельных каналах в местах их прохождения из одной комнаты в другую, а также в местах разветвления канала и каждые 50 м в длину.

Уплотнения на кабельных лотках и каналах должны быть отмечены красными полосами на плитах. При необходимости делаются пояснительные надписи.

5 В кабельных лотках и каналах разрешается использовать ленты из песка или другого негорючего материала длиной не менее 0,3 м.

6 На территории открытого распределительного устройства трава должна периодически скашиваться и убираться. Запрещено сжигать сухую траву на территории объекта и прилегающих к забору площадках.

7 В соответствии с [4], в отличие от старых правил, запрещается иметь декоративный кустарник на участках открытого распределительного устройства, а также на наличие низкорослых лиственных деревьев.

8 На подстанциях с постоянным персоналом, а также на электростанциях первичные средства пожаротушения в распределительном устройстве в помещении должны быть расположены на входах. При разделении распределительного устройства на секции посты пожаротушения должны быть расположены в вестибюлях или на участках возле лестничных колодцев.

В РУ должны быть определены хранилища для средств защиты пожарных подразделений при тушении пожара и их необходимое количество. Использование этих средств в иных целях не допускается.

9 На территории распределительного устройства вне помещений основные средства следует размещать на специальных постах в удобном для персонала месте (в помещениях распределительных щитов, в вестибюлях камер и т. Д.).

Пояснительные знаки и надписи, указывающие на расположение средств пожаротушения, должны находиться на путях обхода территории ОРУ.

10 В местах, где мобильное противопожарное оборудование установлено на распределительном устройстве на открытом воздухе (в соответствии с планом работы по пожаротушению), места заземления должны быть обозначены и оборудованы.

11 Компрессорные помещения должны содержаться в чистоте. Чистящий материал следует хранить в специальных металлических шкафчиках вместимостью не более 0,5 м³.

Допускается хранение ежедневного запаса смазочного масла непосредственно в помещении в закрытом неразрушаемом контейнере (металлическом, пластиковом и т. Д.).

12 Подъездные пути через подстанции и к источникам воды должны содержаться в хорошем состоянии и регулярно очищаться от снега зимой.

Действия оперативного персонала при тушении пожара на ПС Телецентр

В соответствии с правилами, перечисленными выше, для каждой подстанции разрабатывается оборудование и средства пожаротушения. Для рассматриваемой ПС такая схема показана на рисунке 19. Кроме того, на основе этих правил был разработан план действий для оперативного персонала в случае пожара на ПС. Исправляет следующую последовательность:

1 Сообщите о пожаре диспетчеру по радио.

- 2 Отсоедините поочередно масляный выключатель 10 кВ (МВ-10) от трансформатора 1 (Т-1), МВ-10 Т-2, МВ-35 Т-1, МВ-35 Т-2.
- 3 Отключить разъединители РТ-35 Т-1, РТ-35 Т-2
- 4 Отключите по очереди шины управления (ШУ) МВ-35 Т-1, МВ-35 Т-2, МВ-10 Т-1, МВ-10 Т-2.
- 5 Отсоедините цепи устройства РПН, продув Т-1, Т-2.
- 6 Отключить шинные разъединители (ШР) ШР-10 МВ-10 Т-1, ШР-10 МВ-10 Т-2.
- 7 Включите заземляющие ножи (ZN) ZN-10 Т-1, ZN-10 Т-2, ZN-35 на РТ-35 Т-1 в Т-1, ZN-35 на РТ-35 Т-2 в Т-2
- 8 Организовать встречу пожарной команды.
- 9 Подготовьте средства защиты для пожарной команды (перчатки, боты, переносное заземление).
- 10 Приступить к локализации пожара первичными средствами пожаротушения (огнетушители, песок).
- 11 По прибытии пожарных сообщите о сложившейся ситуации командиру подразделения.
- 12 Инструктировать персонал подразделения.
- 13 Получить разрешение на тушение пожара.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе был рассмотрен вариант реконструкции электрической сети в районе подстанции 35 кВ “Телецентр”. Был проведен анализ конкурентоспособных вариантов реконструкции сети и принят оптимальный вариант.

Был проведен расчет токов короткого замыкания, выбор основного электрического оборудования, рассчитаны параметры надежности электроснабжения подстанций до и после реконструкции.

В экономической части определена экономическая эффективность инвестиций в реконструкцию сети.

В части безопасности и экологичности проведен анализ основных опасных факторов в частности защиты окружающей среды.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Сибикин Ю.Д. Электрические подстанции. Учебное пособие для высшего и среднего профессионального образования.-М.: Директ-Медиа, 2014. – 414 с.
- 2 Белов Н.В. Библия электрика. – Минск: Харвест, 2011. – 640 с.
- 3 ГОСТ Р 55105-2012 Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем.
- 4 Файбисович Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей /Д. Л. Файбисович, И.Г. Карапетян – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2005.– 320с.
- 5 ВППБ 01-02-95. Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий.
- 6 Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок утв. Приказом № 328н от 24.07.2013
- 7 Приказ Минэнерго РФ от 30.12.2008 № 326. Об организации в министерстве энергетики российской федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям.
- 8 Приказ Федеральной службы по тарифам (ФСТ России) №315-э/6 от 2 декабря 2008 г. Об утверждении тарифов на услуги по передаче электрической энергии по единой национальной электрической сети, оказываемые ОАО «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы»
- 9 Правила устройства электроустановок.
- 10 РД 153–34.0–20.527–98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. М.:, 2001

11 Рожкова Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций /Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева. –М.: Издательский центр «Академия», 2005.–448с.

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

13 СО 153-34.20.118-2003 Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем

14 РД 153-34.0-49.101-2003 Инструкция по проектированию противопожарной защиты энергетических предприятий.

15 Письмо № 3652-СК/08. О рекомендуемых к применению в I квартале 2009 года индексы изменения сметной стоимости СМР, индексы изменения сметной стоимости проектных и изыскательских работ, индексы изменения сметной стоимости прочих работ и затрат, а также индексы изменения сметной стоимости технологического оборудования. – М.: Министерство регионального развития РФ – 2009.

16 Конюхова Е.А. Электроснабжение объектов: Учеб. пособие для сузов. – М.: Мастерство, 2002. – 320 с.

17 Нормы отвода земель для электрических сетей напряжением 0,38-750 кВ.

18 Правила устройства электроустановок-10-е изд.перераб. и доп.-М.: Энергоатомиздат,2007. – 512 с.

19 Электротехнический справочник в 4-х томах. Том 3/ Под общей редакцией профессоров МЭИ/ – М.: Изд-во МЭИ, 2002.

20 Герасимов А.И. Проектирование электроснабжение цехов предприятий цветной металлургии: Учеб. пособие 2-е изд. перераб. и доп. /Гос. образ. учреждение «ГАЦМиЗ» - Красноярск, 2003. – 260с.: ил.

21 Шеховцов В.П. – Расчет и проектирование схем электроснабжения: Методическое пособие для курсового проектирования – 2-е изд., перераб. и доп. – М. :Издательский центр ФОРУМ – ИНФА –М, 2007. – 210с.: ил.

22 К: / СЭСП / Оборудование / Расчет освещения. Расчет освещения по коэффициенту использования

23 Системы электроснабжения: учебник / Н.П. Гужов, В.Я. Ольховский, Д.А. Павлюченко. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2007. – 258с.: ил.

24 Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования / Российское акционерное общество энергетики и электрификации «ЕЭС России». – М.: Издательство «ЭНАС», 2001. – 154 с.

25 Кудрин, Б. И. –Электроснабжение промпредприятий- 2-ое издание – М., «Интернет Инжиниринг».2006. – 672с.: ил.

26 Киреев Э. А., Орлов В.В, Старкова Л. Е. « Электроснабжение промышленных предприятий». Москва НТФ «энергетик »,2003.

27 Руководство по защите электрических сетей 6 – 1150 кВ от грозových 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.

28 Пожарная безопасность электроустановок. – Справочник/ Под ред. В.И. Кузнецова – М.: Спецтехника, 2000. – 259с.

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 Кабышев А.В. Электроснабжение объектов. Расчет токов короткого замыкания в электроустановках до 1000В: учебное пособие/ А.В. Кабышев. – Томск: Изд-во томского политехнического университета, 2009. – 168с.

31 Макаров Е. Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110 1150 кВ. Т.2. Москва , 2003.- 398с.