

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
« 17 » 06 2019 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция системы внутреннего электроснабжения металлургического завода Амурсталь в городе Комсомольск-на-Амуре

Исполнитель

студент группы 542064

 11.06.19
подпись, дата

Е.А. Леонова

Руководитель

профессор,
докт.техн.наук

 14.06.19
подпись, дата

И.В. Наумов

Консультант по безопасности и экологичности


доцент, канд.техн.наук

 14.06.2019
подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

ст. преподаватель

 14.06.2019
подпись, дата

Н.С. Бодруг


Благовещенск 2019

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой

 Н.В. Савина
« 05 » 04 2019 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Кононовой
Елены Алексеевны

1. Тема выпускной квалификационной работы: Рекомендации системы
внутреннего электроснабжения металлургического завода Амурского
завода калийно-магниевый - ка - Амурского
(утверждено приказом от 04.04.19 № 439-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 03.06.2019

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: генеральный план
завода, материалы по предпроектной работе, общие
характеристики рекомендательной работы

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке во-
просов):
Расчет электроснабжения нагрузок, разработка своего
варианта.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программ-
ных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) Чертежи - 6 листов,
рисунков, 25 таблиц, 3 программных продукта

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним
разделов) Консультации по безопасности и экологичности
А.Б. Буланов

7. Дата выдачи задания 05.04.2019

Руководитель выпускной квалификационной работы: Наумов И.В., проф., г.т.н.
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

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

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 108 страниц, 5 рисунков, 25 таблиц, 23 использованных источников.

ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА, СХЕМА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ, РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ, НАДЕЖНОСТЬ, ИЗОЛЯЦИЯ И ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЕ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА, БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ.

В данной работе проведена реконструкция системы внутреннего электроснабжения металлургического завода «Амурсталь» в городе Комсомольск на Амуре. Приведено описание реконструируемого завода и краткое климатическое описание района. Произведен расчет нагрузок. Был осуществлен выбор количества и типов трансформаторов на цеховых трансформаторных подстанциях, кабельных линий. Для выбора и проверки высоковольтного и низковольтного электрооборудования были произведены расчеты токов короткого замыкания; определены параметры заземляющих устройств ОРУ 10 кВ, зоны защиты от прямых ударов молнии, разработана релейная защита трансформаторов. Рассмотрены правила техники безопасности при производстве пусконаладочных и монтажных работ; произведен расчет экономической части и дана экономическая оценка проекта.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	5
1 Краткая характеристика реконструируемого завода	6
1.1 Характеристика объекта проектирования	7
1.2 Краткая климатическая характеристика района	8
2 Расчет электрических нагрузок	10
2.1 Расчет трехфазных электрических нагрузок	11
2.2 Расчет осветительной нагрузки	17
3 РАСЧЕТ И ВЫБОР МОЩНОСТИ ЦЕХОВЫХ ТП И ГПП	19
3.1 Расчетные нагрузки	19
3.2 Определение центра электрических нагрузок	19
3.3 Выбор цеховых трансформаторов 10/0,4	21
3.4 Выбор числа и мощности трансформаторов ГПП	25
3.5 Разработка однолинейной схемы ГПП	27
4 Расчет и выбор линий 10 кв	30
4.1 Выбор экономически целесообразных вариантов по длинам линий	30
4.2 Выбор сечений и проверка сечений кабельных линий	32
5 Расчет токов короткого замыкания в сети выше 1 кв	36
6 Выбор электрических аппаратов	42
6.1 Выбор выключателей	42
6.2 Выбор разъединителей	47
6.3. Выбор трансформаторов тока	47
6.4. Выбор трансформаторов напряжения	52
6.5 Выбор изоляторов	54
6.6 Выбор ВЧ заградителей	56
6.7 Выбор ограничителей перенапряжения	56
6.8 Выбор трансформаторов собственных нужд	58
7 Расчет сетки заземления	59
8 Расчет молниезащиты	68

8.1 Общие положения	68
8.2 Расчет стержневого молниеотвода	69
9 Релейная защита и автоматика	72
9.1 Дифференциальная токовая защита трансформатора	72
9.2 Максимальная токовая защита трансформатора	77
9.3. Защита трансформатора от перегрузок	80
9.4. Газовая защита трансформатора	81
9.5. Автоматический ввод резерва	81
9.6 Автоматическое повторное включение	82
10 Безопасность и экологичность	85
10.1 Безопасность проекта	85
10.2 Экологичность проекта	88
10.3 Чрезвычайные ситуации	95
11 Техничко-экономический расчет	100
11.1 Расчёт капиталовложений	100
11.2 Расчёт эксплуатационных издержек	101
Заключение	107
Библиографический список	108

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

АВР – автоматический ввод резерва

АПВ – автоматическое повторное включение;

КЛЭП – кабельная линия;

ВН – высокое напряжение;

СН – среднее напряжение;

НН – низкое напряжение;

ВЗ – высокочастотный заградитель;

КЗ – короткое замыкание;

ЛЭП – линия электропередач;

ПС – подстанция;

ТП – заводская подстанция 10/0,4 кВ

РП – распределительный пункт

ПТБ – правила техники безопасности;

РЗ – релейная защита;

РЗА – релейная защита и автоматика;

ТН – трансформатор напряжения;

ТТ – трансформатор тока;

УРОВ – устройство резервирования отключения выключателя;

ЭС – энергосистема

ВВЕДЕНИЕ

Системой электроснабжения (СЭС) – это совокупность совместного функционирования элементов, необходимых для производства, преобразования, распределения, транспортировки и потребления электроэнергии. Системы электроснабжения промышленных предприятий создаются для обеспечения питания электроэнергией промышленных приёмников, к которым относятся электродвигатели различных машин и механизмов, электрические печи, электролизные установки, аппараты и машины для электрической сварки, осветительные установки и др.

По мере развития электропотребления системы электроснабжения промышленных предприятий усложняются. В них включаются сети высоких напряжений, распределительные сети, а в ряде случаев и сети промышленных ТЭЦ.

На пути от источника питания до электроприемников на современных промышленных предприятиях электрическая энергия, как правило, трансформируется один или несколько раз. В зависимости от места расположения в схеме электроснабжения трансформаторные подстанции называют главными понизительными подстанциями или цеховыми трансформаторными подстанциями.

Цеховые сети распределения электроэнергии должны:

- обеспечивать необходимую надёжность электроснабжения приёмников электроэнергии в зависимости от их категории;
- быть удобными и безопасными в эксплуатации;
- иметь минимум приведённых затрат;
- иметь конструктивное исполнение, которое обеспечивает применение индустриальных и скоростных методов монтажа.

Для приёма и распределения электроэнергии к группам потребителей трёхфазного переменного тока промышленной частоты напряжением 380В

применяют силовые распределительные шкафы и пункты, а на напряжение 6-10 кВ комплектные трансформаторные подстанции и комплектные распределительные устройства.

Главной проблемой в ближайшем будущем является создание рациональных систем электроснабжения промышленных предприятий, которое связано со следующим:

- выбором и применением рациональных напряжений (в системах электроснабжения промышленных предприятий даёт значительную экономию в потерях электроэнергии);

- правильным выбором места размещения цеховых и главных распределительных (понижительных) подстанций;

- дальнейшим совершенствованием методики определения электрических нагрузок (способствует решению общей задачи оптимизации построения систем внутризаводского электроснабжения);

- рациональным выбором числа и мощности трансформаторов, а также схем электроснабжения и их параметров, что ведет к сокращению потерь электроэнергии и повышению надежности;

- принципиально новой постановкой для решения таких задач, как, например, симметрирование (выравнивание) электрических нагрузок.

Правильный выбор варианта электроснабжения обеспечивает промышленному предприятию наиболее низкие затраты на энергоснабжение, снижение себестоимости продукции и, как следствие, более конкурентоспособные преимущества.

1 КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РЕКОНСТРУИРУЕМОГО ЗАВОДА

1.1 Характеристика объекта проектирования

Открытое акционерное общество (ОАО) "Амурметалл" было создано решением учредителей и зарегистрировано 25 февраля 1997 года. Базой "Амурметалла" стала новая часть завода "Амурсталь" - Дальневосточный предельный металлургический завод ДПМЗ (комплекс "Сталь", комплекс "Прокат", цех по переработке лома и ряд вспомогательных цехов). 2004 год стал знаменательным для возрождения металлургического гиганта Дальнего Востока и уже на базе ОАО "Амурметалл" происходит объединение предприятий разрозненного металлургического комплекса "Амурсталь".

ОАО "Амурметалл" - единственное в Дальневосточном федеральном округе современное электрометаллургическое предприятие по переработке лома черных металлов в сортовой и листовой прокат. В своей деятельности завод использует современные технологические процессы и оборудование, непрерывно осуществляет программу модернизации производства и внедряет передовые системы управления качеством.

Смена основного собственника в ноябре 2003 года привела к объединению некогда разрозненных предприятий в единое целое, выросла численность работающих. Руководство управляющей организации ООО "Сибирско-Амурская Сталь" поставило перед трудовым коллективом еще одну не менее важную задачу - обеспечить высокую культуру производства, - предусматривающую прежде всего здоровье и безопасность работающих, чистоту и порядок в цехах и на территории завода. Для этого разработана долгосрочная программа, рассчитанная на срок 3-5 лет.

На предприятии работают 5479 работников, из них 3865 - в условиях воздействия вредных и опасных производственных факторов.

Основными потребителями электроэнергии на заводе являются дуговые сталеплавильные печи (ДСП) вместимостью 100 т, электроприводы технологических, энергетических и других механизмов.

В составе производства завода имеются потребители с номинальными напряжениями 35;10;6;0,38;0,22 кВ. Потребителями с напряжениями 35 кВ являются две электропечные установки, оснащенные печными трансформаторами мощностью по 80 МВА. На напряжение 6 и 10 кВ подключаются высоковольтные электродвигатели мощностью от 400 до 10000 кВт, цеховые трансформаторные подстанции напряжением 10/0,4 кВ и тиристорные преобразователи для питания электродвигателей постоянного тока прокатного стана и технологических механизмов других производств.

В настоящее время электроснабжение потребителей металлургического завода «Амурсталь» с нагрузкой 50 МВт осуществляется на генераторном напряжении 10 кВ от Комсомольской ТЭЦ-1 системы ОАО «ДРСК» (филиал в г. Хабаровск), а также на напряжение 110 кВ через главные понизительные подстанции 110 кВ. Подстанции подключены к распределительной подстанции «К» системы ОАО «ДРСК» по двухцепной воздушной линии ЛЭП-110 кВ. Комсомольская ТЭЦ-1 также имеет связь с подстанцией «К» по двухцепной ВЛ 110 кВ.

Питающее напряжение составляет 110 кВ. Источником питания на заводе ОАО «Амурметалл» будет ГПП. Питающее напряжение распределительной сети предприятия от ГПП до цеховых ТП будет составлять 10 кВ. В цехах напряжение для ЭПФ будет преимущественно 0,4 кВ, для питания цеховых ТП – 10 кВ.

1.2 Краткая климатическая характеристика района

Город Комсомольск на Амуре – крупный промышленный, научный и культурный центр Хабаровского края, второй по величине город в крае. Занимаемая площадь – 325 кв. км. Город отнесен к местностям, приравненным к районам Крайнего Севера. Комсомольск-на-Амуре расположен на левом берегу реки Амур и протянулся вдоль реки более чем на 20 километров. Город разделён на две части рекой Силинка, притоком реки Амур. В юго-западном направлении от города находится озеро Мылки, в северо-восточном – озеро Хорпы. В городе

преобладает континентальный тип климата с выраженными муссонными чертами. Зима холодная, лето короткое, но очень тёплое и влажное. Средняя температура января составляет минус 29°С, июля плюс 26°С. Средняя продолжительность теплого периода – 196 дней в году. Среднегодовое количество осадков достигает 570 мм. Численность постоянного населения на 01.01.2018 составляла 248,21 тыс. человек (22,7% населения края).

Отличительной особенностью промышленности является высокий удельный вес обрабатывающих отраслей и оборонных производств. Основной производственный потенциал города сосредоточен в высокотехнологичных отраслях машиностроения (авиастроение, судостроение, производство подъемно-транспортного и литейного оборудования), чёрной металлургии, нефтеперерабатывающей промышленности, электро- и теплоэнергетики. В городе действуют различные предприятия пищевой промышленности, ориентированные на выпуск мяса птицы, яиц, молочной и хлебобулочной продукции. На территории Комсомольска-на-Амуре располагаются основные якорные предприятия инновационного территориального кластера авиа- и судостроения Хабаровского края (Филиал ОАО «Компания «Сухой» «Комсомольский-на-Амуре авиационный завод имени Ю.А. Гагарина», Комсомольский-на-Амуре филиал ЗАО «Гражданские самолеты Сухого», ОАО «Амурский судостроительный завод»).

Транспортное значение Комсомольска-на-Амуре определяется его положением на пересечении важнейших в регионе путей сообщения: Байкало-Амурской железнодорожной магистрали и Амурского водного пути, автомобильных дорог в направлении Хабаровска, Николаевска-на-Амуре, Ванино и Советской Гавани, Амурска, Чегдомына, нефте- и газопровода с острова Сахалин. Расстояние от города до краевого центра по автомобильной дороге – менее 400 км. В городе расположены 3 железнодорожных станции, речной порт, два аэропорта, успешно функционируют междугородние автобусы, муниципальный автобусный и трамвайный транспорт.

Краткая климатическая характеристика представлена в табл. 1.

Таблица 1 – Климатические условия района

№ п/п	Климатические условия	Ед. изм.	Расчетная величина
1	Район по ветру	-	II
2	Нормативная скорость ветра	м/сек	8
3	Район по гололеду	-	III
4	Нормативная стенка гололеда	мм	15
5	Низшая температура воздуха	°С	-50
6	Среднегодовая температура воздуха	°С	-2,9
7	Высшая температура воздуха	°С	45
8	Число грозových часов в год	ч	20
9	Среднегодовая скорость ветра	м/с	1,9
10	Количество дней с ветром более 10 м/с	%	<30
11	Вес снегового покрова	кгс/м ²	50
12	Продолжительность отопительного периода	суток	260
13	Температура гололедообразования,	°С	-10
14	Степень загрязнения атмосферы	-	I
15	Нормативная глубина промерзания грунтов	м	3
16	Сейсмичность района	балл	6
17	Глубина протаивания грунта на начало грозовой деятельности	м	0,4

2 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

2.1 Расчет трехфазных электрических нагрузок

Определение электрических нагрузок в системе электроснабжения (СЭС) промышленного предприятия выполняют для характерных мест присоединения приёмников электроэнергии. При этом отдельно рассматривают сети напряжением до 1 кВ и выше.

Номинальная (установленная) активная мощность приёмника электроэнергии – это мощность, указанная на заводской табличке или паспорте приёмника электроэнергии, при которой приёмник электроэнергии должен работать.

Определение расчетных мощностей нагрузок следует производить по любому из существующих методов их расчета (метод коэффициента спроса, метод удельного расхода электроэнергии, метод удельных плотностей нагрузок, метод технологического графика, статистический метод, метод вероятностного моделирования, метод расчетной нагрузки).

Для электроприемников (ЭП) работающих в длительном (продолжительном) режиме работы – это паспортная мощность. Для ЭП в повторно-кратковременном режиме (ПКР) – это мощность, приведённая к номинальной длительной мощности.

Для электродвигателей:

$$P_{ном} = P_{пасп} \cdot \sqrt{ПВ}, \quad (1)$$

где ПВ – паспортная продолжительность включения.

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

Групповая номинальная (установленная) активная мощность:

$$P_{НОМ} = \sum_{i=1}^n P_{НОМ,i}, \quad (2)$$

где n – число электроприемников;

Групповая номинальная реактивная мощность:

$$Q_{НОМ} = \sum_{i=1}^n q_{НОМ,i} = \sum_{i=1}^n P_{НОМ,i} \cdot \operatorname{tg} \phi \quad (3)$$

Средние активные и реактивные мощности характерной группы ЭП:

$$P_{cp} = P_{НОМ} \cdot k_{И}, \quad (4)$$

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

Приведем пример расчета электрических нагрузок на примере механического цеха. Результаты расчета нагрузок ЭП не разбитых на категории приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Расчет электрических нагрузок

№ на плане	Наименование ЭП	Кол.	$P_{НОМ},$ кВт	$P_{НОМ\Sigma},$ кВт	K_u	$\operatorname{tg} \phi$	$P_{cp},$ кВт	$Q_{cp},$ кВар
1, 2	Горизонтально-протяжной станок	2	35	70	0,2	1,17	14,00	16,38
3 - 9	Токарный станок	7	27,6	193,2	0,2	1,17	38,64	45,21
10 -14	Шлифовальный станок	5	23,2	116	0,14	1,73	16,24	28,10
15-16	Продольно-фрезерный станок	2	18,4	36,8	0,2	1,17	7,36	8,61

Продолжение таблицы 2

№ на плане	Наименование ЭП	Кол.	Рном, кВт	РномΣ, кВт	Ки	tgφ	Рср, кВт	Qср, кВт
17-23	Зубо-фрезерный станок	7	10,2	71,4	0,2	1,17	14,28	16,71
24	Токарно-винторезный станок	1	39	39	0,14	1,73	5,46	9,45
25,26,27	Токарно-револьверный станок	3	30,4	91,2	0,2	1,17	18,24	21,34
28 - 32	Токарно-револьверный станок	5	37,5	199	0,14	1,73	27,86	48,20
33 - 34	Вертикально-сверлильный с ЧПУ станок	2	28,2	56,4	0,2	1,17	11,28	13,20
35-36	Радиально-сверлильный станок	2	10,3	20,6	0,14	1,73	2,88	4,99
37 - 38	Продольно-фрезерный станок	2	51,5	103	0,2	1,17	20,60	24,10
39	Токарно-винторезный станок	1	10,7	22,7	0,14	1,73	3,18	5,50
40, 41	Горизонтально-расточной станок с ЧПУ	2	58,3	116,6	0,2	1,17	23,32	27,28
42 - 46	Вертикально-сверлильный станок	5	4	40	0,4	1,73	16,00	27,68
47 - 50	Кругло-шлифовальный станок	4	23,5	94	0,14	1,73	13,16	22,77
51	Фрезерный станок	1	17,8	17,8	0,2	1,17	3,56	4,17
52-55	Токарно-револьверный станок	4	33,4	133,6	0,2	1,17	26,72	31,26
56, 57	Токарно-карусельный станок	2	35,7	71,4	0,2	1,17	14,28	16,71

58, 59, 60, 61	Токарно- винторезный с ЧПУ	4	37,9	151,6	0,2	1,17	30,32	35,47
62, 63	Фрезерный станок	2	15,7	31,4	0,2	1,17	6,28	7,35
64, 65, 66	Токарно- винторезный станок	3	5,1	15,3	0,14	1,73	2,14	3,71
67-70	Токарно- винторезный станок	4	10,8	43,2	0,14	1,73	6,05	10,46
71, 72, 73	Фрезерный станок	3	20,2	60,6	0,14	1,73	8,48	14,68
74, 75	Шпоночно- фрезерный станок	2	18,3	56,6	0,14	1,73	7,92	13,71
76, 77	Токарно- револьверный станок с ЧПУ	2	37,2	74,4	0,2	1,17	14,88	17,41
78, 79, 80	Универсально- заточной станок	3	2,2	6,6	0,14	1,73	0,92	1,60
81, 82, 83	Резьбонарезной станок	3	1,3	6,9	0,2	1,17	1,38	1,61
84, 85	Внутри- шлифовальный	2	26,7	53,4	0,2	1,17	10,68	12,50
86, 87	Вентилятор	2	5	10	0,8	0,75	8	6
	Кран мостовой 5 т	2	22,2	44,4	0,2	1,17	8,88	10,39
	Кран мостовой 10 т	2	57	114	0,2	1,17	22,80	26,68
Итого				2151,1			397,80	527,20

В данном цехе промышленного предприятия можно выделить 3 характерные группы ЭП, отличающиеся между собой по режиму работы, симметричности и роду тока:

- 1 производственные станки;
- 2 краны;
- 3 вентустановки;

Для каждой характерной категории определяем номинальную суммарную мощность, среднюю суммарную мощность, средневзвешенный коэффициент использования, $tg\phi$, эффективное число ЭП, расчетные мощности и расчетный ток.

Суммарные значения средней активной и реактивной мощности группы ЭП:

$$\Sigma P_{cp} = \sum_1^m P_{НОМ} \cdot k_{И}, \quad (6)$$

$$\Sigma Q_{cp} = \sum_1^m P_{cp} \cdot tg\phi, \quad (7)$$

где m – число характерных категорий ЭП.

Средневзвешенный коэффициент использования группы ЭП:

$$K_{И.СР} = \Sigma P_{cp} / \Sigma P_{НОМ} \quad (8)$$

Определяется эффективное число ЭП:

$$n_{Э} = 2 \cdot \Sigma P_{НОМ} / P_{НОМ.МАХ}, \quad (9)$$

В зависимости от средневзвешенного коэффициента использования и эффективного числа ЭП определяется коэффициент расчетной нагрузки K_P .

Расчетная активная мощность групп ЭП напряжением до 1 кВ:

$$P_P = K_P \cdot \Sigma P_{cp}, \quad (10)$$

Расчетная реактивная мощность:

$$Q_p = 1,1 \cdot Q_{cp}$$

(11)

Результаты расчета нагрузок приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Характерные категории ЭП

Категория	Наименование ЭП	P_{cp} , кВт	Q_{cp} , кВар	n_3	$K_{II.CP}$	K_p	$P_{расч}$, кВт	$Q_{расч}$, кВт	S_p , кВА
1	Горизонтально-протяжной станок	14,00	16,38						
	Токарный станок	38,64	45,21						
	Шлифовальный станок	16,24	28,10						
	Продольно-фрезерный станок	7,36	8,61						
	Зубо-фрезерный станок	14,28	16,71						
	Токарно-винторезный станок	5,46	9,45						
	Токарно-револьверный станок	18,24	21,34						
	Токарно-револьверный станок	27,86	48,20						
	Вертикально-сверлильный с ЧПУ станок	11,28	13,20						
	Радиально-сверлильный станок	2,88	4,99						
	Продольно-фрезерный станок	20,60	24,10						
	Токарно-винторезный станок	3,18	5,50						
	Горизонтально-расточной станок с ЧПУ	23,32	27,28						
	Вертикально-сверлильный станок	16,00	27,68						
	Кругло-шлифовальный станок	13,16	22,77						
	Фрезерный станок	3,56	4,17						
	Токарно-револьверный станок	26,72	31,26						

Категория	Наименование ЭП	$P_{ср}$, кВт	$Q_{ср}$, кВар	$n_{э}$	$K_{и.ср}$	K_p	$P_{расч}$, кВт	$Q_{расч}$, кВт	S_p , кВА
	Токарно-карусельный станок	14,28	16,71						
	Токарно-винторезный с ЧПУ	30,32	35,47						
	Фрезерный станок	6,28	7,35						
	Токарно-винторезный станок	2,14	3,71						
	Шпоночно-фрезерный станок	7,92	13,71						
	Токарно-револьверный станок с ЧПУ	14,88	17,41						
	Универсально-заточной станок	0,92	1,60						
	Резьбонарезной станок	1,38	1,61						
	Внутри-шлифовальный	10,68	12,50						
	Итого по категории	366,12	490,14	64	0,168	0,65	318,59	490,14	584,5776
2	Кран мостовой 5т	8,88	10,39						
	Кран мостовой 10т	22,80	26,68						
	Итого по категории	31,68	37,07	3	0,119	1,8	66,72	37,07	76,32274
3	Вентиляторы	8	6	2	0,7	1,11	6,66	6,00	8,964129
	Всего						525,57	556,07	765,1362

2.2 Расчет осветительной нагрузки

Освещение любого промышленного объекта приходится примерно 10 % нагрузки от суммарной, на которую подключаются ЭП.

Осветительная нагрузка сборочного цеха будет определяться следующему выражению:

$$P_{p.o} = A \cdot B \cdot a \cdot k_u \quad (12)$$

где A, B – ширина и длина цеха; a – удельная плотность осветительной нагрузки, Вт/м³

$$P_{p.o} = 42 \cdot 30 \cdot 0,024 \cdot 0,85 = 25,704 \text{ кВт}$$

$$Q_{p.o} = P_{p.o} \cdot \operatorname{tg} \varphi \quad (13)$$

$$Q_{p.o} = 25,704 \cdot 0,88 = 22,62 \text{ кВар.}$$

Суммарная нагрузка для цеха определяется как:

$$P_{\Sigma \text{ цеха}} = P_{p\Sigma} + P_{p.o} \quad (14)$$

$$P_{\Sigma \text{ цеха}} = 581,774 \text{ кВт};$$

$$Q_{\Sigma \text{ цеха}} = Q_{p\Sigma} + Q_{p.o} \quad (15)$$

$$Q_{\Sigma \text{ цеха}} = 662,35 \text{ кВар}$$

Полная нагрузка цеха и расчётный ток:

$$S_{p.цеха} = \sqrt{P_{\Sigma \text{ цеха}}^2 + Q_{\Sigma \text{ цеха}}^2} \quad (16)$$

$$S_{p.цеха} = \sqrt{581,774^2 + 662,35^2} = 881,57 \text{ кВА};$$

$$I_{p.цеха} = \frac{S_{p.цеха}}{\sqrt{3} \cdot 0,4} \quad (17)$$

$$I_{p.цеха} = 1273,94 \text{ А}$$

3 РАСЧЕТ И ВЫБОР МОЩНОСТИ ЦЕХОВЫХ ТП И ГПП

3.1 Расчетные нагрузки

Питающее напряжение составляет 110 кВ. Источником питания на заводе ОАО «Амурметалл» будет ГПП. Питающее напряжение распределительной сети предприятия от ГПП до цеховых ТП будет составлять 10 кВ. В цехах напряжение для ЭПФ будет преимущественно 0,4 кВ, для питания цеховых ТП – 10 кВ.

От ГПП питается 10 трансформаторных подстанций: цех гнутых профилей (РП «ЦГП»), термоотделение ЛПЦ-1 (РП «ЛПЦ-1»), электроцех (ТП3), насосная-3 (ТП7), механический цех (ТП6), железнодорожный цех (ТП8), ТП1, ТП2, ТП4, ТП5. Нагрузки представлены в табл. 4.

Таблица 4 – Активная и реактивная мощности

Нагрузка	P_p , кВт	Q_p , квар
ТП1	750	661,438
ТП2	1400	1058,301
ТП3	656,5	570,159
ТП4	688,5	554,285
ТП5	639,75	564,206
ТП6	525,57	556,07
ТП7	1114	894,264
ТП8	357,5	297,647
РП «ЛПЦ-1»	5750	4657,5
РП «ЦГП»	4975	3830,75
Итого	16856,8	13644,6

3.2 Определение центра электрических нагрузок

Чтобы построить рациональную СЭС важно правильно разместить трансформаторных подстанций. Т.е. подстанции всех мощностей, напряжения и токи должны быть максимально приближены к центру электрических нагрузок (ЦЭН). Это обеспечивает наилучшие технико-экономические показатели СЭС по расходу электроэнергии и дефицитных проводниковых материалов, т.е. минимум приведенных затрат.

ЦЭН позволяет определить место расположение ГПП. Для нахождения координат ЦЭН используют следующие формулы:

$$X = \frac{\sum P_{p,i} \cdot X_i}{\sum P_{p,i}}, \quad \text{м}, \quad (18)$$

$$Y = \frac{\sum P_{p,i} \cdot Y_i}{\sum P_{p,i}}, \quad \text{м}, \quad (19)$$

где X_i и Y_i – соответственно абсцисса и ордината приложения i -го электроприемника, м;

$P_{p,i}$ – расчетная активная мощность i -го электроприемника, кВт.

По причине того, что место расположение центров питания известно - расчет центра электрических нагрузок проводим исходя из этого.

Результаты расчетов ЦЭН приведены в таблице 3.

Таблица 5 – Расчет ЦЭН

Потребитель	P_p , кВт	Координата X, м	Координата Y, м
ТП1	750	715,0	562,3
ТП2	1400	140,4	584,4
ТП3	656,5	447,3	279,9
ТП4	688,5	528,6	284,7
ТП5	639,75	708,0	259,0
ТП6	525,57	533,6	116,3
ТП7	1114	455,7	104,8
ТП8	357,5	402,6	67,2
РП «ЛПЦ-1»	5750	468,1	248,8
РП «ЦГП»	4975	465,1	369,8
Координаты ГПП		461,6	308,4

Таким образом, центр электрических нагрузок находится между двумя крупными потребителями: цехом гнутых профилей и термоотделение лист-прокатного цеха.

3.3 Выбор цеховых трансформаторов 10/0,4

Правильное определение числа и мощности цеховых трансформаторов возможно только путем технико-экономических расчетов с учетом следующих факторов:

- категории надежности электроснабжения потребителей; компенсации реактивных нагрузок на напряжении до 1 кВ;
- перегрузочной способности трансформаторов в нормальных и аварийных режимах;
- шага стандартных мощностей;
- экономичных режимов работы трансформаторов в зависимости от графика нагрузки.

Количество цеховых ТП непосредственно влияет на затраты на распределительные устройства напряжением 10 кВ внутризаводские и цеховые электрические сети. Выбор числа и мощности трансформаторов КТП осуществляется только по активной мощности.

Расчетная мощность трансформатора КТП определенного цеха определяется как [2]:

$$S_p = \frac{P_p}{K_3 \cdot N_m}, \quad \text{кВА} \quad (20)$$

где P_p - расчетная активная мощность, кВт;

K_3 - рекомендуемый коэффициент загрузки трансформаторов;

N_m - число трансформаторов на подстанции.

Номинальная мощность трансформатора:

$$S_{\text{т.ном}} \geq S_p, \quad (21)$$

Наибольшую реактивную мощность, которую целесообразно передать через трансформаторы в сеть напряжением 0,4 кВ, определяют по формуле:

$$Q_{т.маx} = \sqrt{(N_{опт} \cdot K_3 \cdot S_{т.ном})^2 - P_p^2}, \quad \text{квар}, \quad (22)$$

Суммарная мощность конденсаторных батарей на напряжение 0,4 кВ по первому этапу составит:

$$Q_{нк1} = Q_p - Q_{маx,т}, \quad \text{квар}, \quad (23)$$

где Q_p - расчетная реактивная мощность.

Если в расчетах окажется, что $Q_{нк1} < 0$, то установка батарей конденсаторов при выборе оптимального числа трансформаторов не требуется.

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

$$Q_{нк2} = Q_p - Q_{нк1} - \gamma \cdot N_{тр} \cdot S_{т.ном}, \quad \text{квар}, \quad (24)$$

где γ – расчетный коэффициент, зависящий от расчетных параметров $K_{р1}$ и $K_{р2}$ (при отсутствии достоверных данных его можно принять равным: 0,38).

Если $Q_{нк2} < 0$, то $Q_{нк2} = 0$.

Суммарная мощность НКУ:

$$\sum Q_{нк2} = Q_{нк1} + Q_{нк2}, \quad \text{квар}, \quad (25)$$

Распределение суммарной мощности НКУ по трансформаторным подстанциям осуществляется пропорционально их реактивным нагрузкам.

Определение мощности высоковольтных батарей конденсаторов:

$$Q_{\text{неск}} = Q_p - Q_{\text{нк}} + \Delta Q_T, \quad \text{квар}, \quad (26)$$

где $Q_{\text{нк1}}$ – потери реактивной мощности в трансформаторе.

На промышленных предприятиях высоковольтные батареи конденсаторов не устанавливаются, если расчетная мощность батареи менее 1000 квар на секцию шин 10 кВ.

Для ТП6, питающей механический цех определим расчетную нагрузку для $T = 2,5$ ч [32].

$$S_{\text{р.т}} = \frac{525,7}{0,85} = 618,31 \text{ кВт.}$$

Принимается к установке один трансформатор ТМ-630/10.

Определяем наибольшую реактивную мощность, которую целесообразно передать в сеть:

$$Q_{\text{т.мах}} = \sqrt{(1 \cdot 0,85 \cdot 630)^2 - (556,07)^2} = 102,67 \text{ квар}$$

Рассчитаем мощность НКУ:

$$Q_{\text{нк1}} = 556,07 - 102,67 = 453,4 \text{ квар}$$

Дополнительная мощность НКУ:

$$Q_{\text{нк2}} = 556,07 - 453,4 - 0,38 \cdot 1 \cdot 630 = -136,73 \text{ квар}$$

$Q_{\text{нк2}} \leq 0$, следовательно:

$$Q_{\text{нк2}} = 0$$

Суммарная мощность НКУ составит:

$$Q_{\text{нк}} = 453,4 + 0 = 453,4 \text{ квар}$$

Аналогично производится выбор трансформаторов и компенсирующих устройств других промышленных потребителей, результаты расчетов заносятся в таблицу 6.

Таблица 6 – Выбор трансформаторов и НКУ промышленных потребителей

ТП	$S_{\text{р.т}}$, кВА	$S_{\text{тр.р}}$, кВА	$n_{\text{тр}}$	$Q_{\text{т.мах}}$, квар	$Q_{\text{нк1}}$, квар	$Q_{\text{нк2}}$, квар	K_3	Тип НБК	$Q_{\text{неск}}$, квар
ТП 1	535,71	630	2	464,14	197,30	-	0,70	4× КЭ2- 0,38-50-3 У3	461,44
ТП 2	1000,00	1600	2	1748,6 0	-	-	0,55	-	1058,30
ТП 3	772,35	1000	1	539,91	30,24	159,91	0,75	4× КЭ2- 0,38-50-3 У3	370,16
ТП 4	491,79	630	2	551,26	3,02	72,46	0,66	2× КЭ2- 0,38-40-3 У3	474,29
ТП 5	456,96	630	2	607,16	0,00	85,41	0,64	2× КЭ2- 0,38-40- 3У3	484,21
ТП 6	618,31	630	1	102,67	453,40	-	0,85	4×УКМ58- 0,4-100- 331/У3; 2× КЭ2- 0,38-25-3 У3	106,07
ТП 7	795,71	1000	2	847,94	46,32	87,94	0,68	4× КЭ2- 0,38-40-3 У3	774,26
ТП 8	420,59	630	1	398,69	0,00	58,25	0,69	2× КЭ2- 0,38-25-3 У3	247,65

3.4 Выбор числа и мощности трансформаторов ГПП

Количество силовых трансформаторов, планируемых к установке на проектируемой подстанции, определяется категорийностью потребителей по надежности электроснабжения. При наличии потребителей первой категории количество трансформаторов, в соответствии с рекомендациями ПУЭ, должно быть не менее двух.

На крупных подстанциях (ГПП) применяются два трансформатора (два независимых источника питания), так как через такие подстанции должны обеспечиваться электроэнергией электроприемники I, II и III категорий надежности электроснабжения.

Мощность силовых трансформаторов определяется исходя из того, что в послеаварийном режиме один из трансформаторов нельзя перегружать более чем на 40% не более 5 суток [15].

Мощность силовых трансформаторов определим по формуле, кВА

$$S_T \geq \frac{\sqrt{P_{p(\text{ГПП})}^2 + Q_{\text{ЭК}}^2}}{n \cdot k_3}, \quad (27)$$

где $P_{p(\text{ГПП})}$ – активная мощность потребителей на низкой стороне, кВт;

$Q_{\text{ЭК}}$ – экономически целесообразная передаваемая реактивная мощность приведенная к вводу трансформатора на стороне 10 кВ, квар;

n – количество силовых трансформаторов ($n=2$);

k_3 – коэффициент загрузки силовых трансформаторов, принимаем $k_3 = 0,7$;

Расчетную нагрузку подстанции определим по формуле:

$$P_{p(\text{ГПП})} = P_{p\Sigma} \cdot K_0, \quad \text{кВт}, \quad (28)$$

$$Q_{p(\text{ГПП})} = Q_{p\Sigma} \cdot K_0 \quad \text{квар}, \quad (29)$$

где $P_{p\Sigma}$ – суммарная активная нагрузка, подключаемая к ГПП, кВт;

$Q_{p\Sigma}$ – суммарная реактивная нагрузка, подключаемая к ГПП, квар;

K_0 - коэффициент одновременности максимумов нагрузки на отходящих линиях (в нашем случае принимается равным 0,85 [37])

$$P_{p(\text{ГПП})} = 16856,8 \cdot 0,85 = 14328,28 \text{ кВт}$$

$$Q_{p(\text{ГПП})} = 13644,6 \cdot 0,85 = 11597,9 \text{ квар}$$

Произведем компенсацию реактивной мощности на подстанции.

Условием выбора конденсаторных батарей является обеспечение требуемого коэффициента мощности, таким образом:

$$Q_{\text{БК}} = Q_{p(\text{ГПП})} - P_{p(\text{ГПП})} \cdot \text{tg}\varphi_3, \quad \text{квар}, \quad (30)$$

где $\text{tg}\varphi_3$ - экономический тангенс. Для напряжения 110 кВ $\text{tg}\varphi_3 = 0,3$ [23];

$P_{p(\text{ГПП})}$, $Q_{p(\text{ГПП})}$ – активная и реактивная мощности ГПП с учетом мощности электродвигательной.

$$Q_{\text{БК}} = 11597,9 - 14328,28 \cdot 0,3 = 7299,4 \text{ квар}$$

Так как значение положительное, выбираем компенсирующие устройства:
32×КЭ2-10,5-225-2У1

Определяем нескомпенсированную мощность:

$$Q_{\text{ЭК}} = Q_{p(\text{ГПП})} - Q_{\text{БК}}, \quad \text{квар}, \quad (31)$$

$$Q_{\text{эк}} = 11597,9 - 7200 = 4397,9 \text{ квар}$$

Рассчитаем расчетную мощность трансформатора:

$$S_p = \frac{\sqrt{(14328,28)^2 + (4397,9)^2}}{2 \cdot 0,7} = 10705,75 \text{ кВА}$$

С учетом возможного развития завода выбираем для установки два трансформатора марки ТДН – 16000/110 с напряжением НН 10 кВ.

После выбора трансформатора его необходимо проверить по коэффициентам загрузки в номинальном и послеаварийном режимах работы.

$$K_3^{\text{ном}} = \frac{\sqrt{P_{\text{ср}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{n \cdot S_{\text{ТР ном}}}, \quad (32)$$

$$K_3 = \frac{\sqrt{(14328,28)^2 + (4397,9)^2}}{2 \cdot 16000} = 0,5$$

$$K_3^{\text{ПА}} = \frac{\sqrt{P_{\text{ср}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{(n-1) \cdot S_{\text{ТР ном}}} \quad (33)$$

$$K_3 = \frac{\sqrt{(14328,28)^2 + (4397,9)^2}}{16000} = 1$$

3.5 Разработка однолинейной схемы ГПП

Главная схема электрических соединений подстанции выбирается с учетом схемы развития электрических сетей энергосистемы или схемы электроснабжения района. Схемы распределительных сетей напряжением 6–10

кВ для внутреннего электроснабжения промышленных предприятий проектируют, так же, как схемы городских сетей. Для крупных объектов, которые занимают обширные площади и обладают большими нагрузками или имеют на своей территории электростанцию или главную понизительную подстанцию, проектируют питающую сеть с РП и далее распределительную сеть, питающую цеховые подстанции. Распределительную сеть промышленных предприятий с цеховыми подстанциями, допускающими перерывы в электроснабжении (II и III категории нагрузок), можно выполнять по радиальной или по радиально-петлевой схеме

При выборе схем электроустановок должны учитываться следующие факторы:

- значение и роль подстанции для энергосистемы;
- положение подстанции в энергосистеме, схемы и напряжения прилегающих сетей;
- перспектива расширения и промежуточные этапы развития подстанции;
- категория надежности потребителей.

Поэтапное развитие схемы подстанции не должно сопровождаться коренными переделками.

Из сложного комплекса предъявляемых условий, влияющих на выбор главной схемы электроустановки, можно выделить основные требования к схемам:

- надежность электроснабжения потребителей;
- приспособленность к проведению ремонтных работ;
- оперативная гибкость электрической схемы;
- экономическая целесообразность.

Рассматриваемая подстанция предназначена для электроснабжения участка металлургического предприятия ОАО “Амусталь”. Таким образом, шины подстанции не являются узловыми точками энергосистемы, через них не

происходит переток мощности из одной части энергосистемы в другую, то есть подстанция является тупиковой.

По степени надежности электроснабжения потребители предприятия относятся к первой второй и третьей категории, так как остановка производства может принести не только экономический ущерб, но и может угрожать жизни рабочего персонала. Применение перемычки на стороне ВН позволяет добиться необходимой надежности энергоснабжения.

При отказе одной из цепей, питающей ЛЭП, электроснабжение подстанции может осуществляться от одной линии 110 кВ.

При выводе в ремонт одного из трансформаторов, шины 10 кВ могут получать питание от оставшегося в работе трансформатора.

На тупиковых подстанциях рекомендуется применять наиболее простые схемы электрических соединений. Схема, которая сочетает в себе высокую надежность и простоту - схема с одной секционированной системой шин, причем система шин секционирована так, что при выводе в ремонт трансформатора, потребители могут получать питание путем включения секционного выключателя от оставшегося в работе трансформатора.

Схема с одной секционированной системой сборных шин позволяет использовать КРУ, что снижает стоимость монтажа, позволяет широко применять механизацию и уменьшить время сооружения электроустановки.

Исходя из всего вышеперечисленного на стороне ВН применяем схему - два блока с выключателями в цепях трансформаторов и неавтоматической перемычкой между ними. Схема подстанции позволяет осуществлять ремонт электрооборудования без нарушения или ограничения электроснабжения потребителей.

Наиболее простыми и экономичными являются схемы подстанций без сборных шин на высшем напряжении. Такие схемы основаны на блочном принципе и рекомендуются к применению на все напряжения. Конструктивное исполнение ГПП определяется принятой схемой и условиями окружающей среды.

4 РАСЧЕТ И ВЫБОР ЛИНИЙ 10 КВ

4.1 Выбор экономически целесообразных вариантов по длинам линий

При построении электрических сетей 6 – 110 кВ промышленных предприятий в зависимости от категории, мощности и расположения нагрузок применяются радиальная и магистральная схемы распределения энергии. Часто обе схемы используются одновременно, дополняя друг друга и называются смешанными. Необходимо составить не менее четырех вариантов схем электроснабжения для определения двух наиболее оптимальных. Схемы приведены в Приложении А. Варианты соединения схем приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Варианты соединения

Номер варианта	Участок	Длина участка, км
1	ГПП – ТП2	0,536
	ГПП – ТП1	0,536
	ГПП – РП «ЦГП»	0,038
	ГПП – ТП4	0,113
	ТП4 – ТП5	0,038
	ГПП-ТП6	0,244
	ТП7-РП «ЛПЦ-1»	0,15
	ТП8-ТП6	0,124
	ТП9-ТП3	0,38
	ТП3-ГПП	0,038
2	ТП2-ГПП	0,536
	ТП1-ТП5	0,337
	ТП5-ТП4	0,206
	ТП6-ГПП	0,244
	ТП6-ТП8	0,095
	ТП7-РП «ЛПЦ-1»	0,15
	РП «ЛПЦ-1»-ТП3	0,38
	ТП3-ГПП	0,038
	ТП4-ГПП	0,113
	РП «ЦГП»-ГПП	0,038
	ТП2-ГПП	0,536
	ТП1-РП «ЦГП»	0,536

ТП «ЦГП»-ГПП	0,038
--------------	-------

Продолжение таблицы 7

Номер варианта	Участок	Длина участка, км
3	ТП5-ТП4	0,206
	ТП6-ТП4	0,169
	ТП4-ГПП	0,113
	ТП8-ТП7	0,095
	ТП7-РП «ЛПЦ-1»	0,15
	РП «ЛПЦ-1»-ТП3	0,38
	ТП3-ГПП	0,038
4	ТП2-РП «ЦГП»	0,536
	ТП1-ТП5	0,337
	ТП4-ТП5	0,206
	ТП4-РП «ЦГП»	0,113
	ТП6-ТП7	0,094
	ТП8-ТП7	0,095
	ТП7-РП «ЛПЦ-1»	0,15
	РП «ЛПЦ-1»-ТП3	0,38
	РП «ЛПЦ-1»-ГПП	0,038
	РП «ЦГП»-ГПП	0,038
5	ТП1-ГПП	0,536
	ТП2-ГПП	0,536
	ТП4-ТП5	0,206
	ТП4-ГПП	0,113
	ТП6-ТП7	0,094
	ТП8-ТП7	0,095
	ТП7-РП «ЛПЦ-1»	0,15
	РП «ЛПЦ-1»-ТП3	0,38
	ТП3-ГПП	0,038
	РП «ЦГП»-ГПП	0,038

Определим суммарную длину линии в одноцепном исполнении.
Результаты сведем в таблицу 8.

Таблица 8 – Суммарные длины линий

Номер варианта	Суммарная длина линий, км
1	2,197
2	2,137
3	2,261
4	2,129

5	2,186
---	-------

Исходя из выполненного расчета, предпочтение можно отдать второму и четвертому вариантам как наименее протяженным.

4.2 Выбор сечений и проверка сечений кабельных линий

Одним из важных параметров линии является размер сечения провода. Чем больше сечение, тем больше затраты на сооружение КЛЭП и амортизационные отчисления.

Максимальный ток в кабельных линиях между ТП рассчитывается по формуле:

$$I = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (34)$$

где I - ток, кА;

P, Q - потоки активной и реактивной мощности передаваемой по линии, МВт, Мвар.

$U_{ном}$ - номинальное напряжение, кВ

Длительно допустимый ток определяется в зависимости от выбранного сечения [19]. Данный ток указан при температуре 20°С и одном проводнике для различных условий прокладки. Поэтому допустимый ток в линии с учетом условий прокладки кабеля определяется по формуле:

$$I_{доп} = I_{дл.доп} \cdot K_{ср} \cdot K_{с.н} \cdot K_{пер}, \quad A, \quad (35)$$

где $I_{дл.доп}$ - длительно допустимый ток, А;

$K_{с.н}$ - коэффициент снижения токовой нагрузки в зависимости от количества кабелей в траншее;

$K_{пер}$ – допустимая перегрузка кабелей с поливинилхлоридной изоляцией принимается по ПУЭ (для нормального режима – 1, для послеаварийного – 1,15, при перегрузке не более 6 ч в сутки в течении 5 суток).

Расчет произведем на примере участка термоотделение ЛПЦ1 - насосная четвертого варианта.

Максимальный ток находится из выражения:

$$I_{РП\text{ «ЛПЦ-1»-ТП7}} = \frac{S_{РП\text{ «ЛПЦ-1»-ТП7}}}{\sqrt{3} \cdot 10}, \text{ А}, \quad (36)$$

$$I_{ТП9-ТП7} = \frac{1146,8}{\sqrt{3} \cdot 10} = 66,21 \text{ А}.$$

Таким образом, принимается сечение 70 мм².

Для сечения 70 мм² $I_{ол.дон} = 189 \text{ А}$ (для одной цепи двухцепной линии), т.е. сечение выбрано верно.

Аналогично рассчитываются остальные участки. Результаты расчетов занесены в таблицы 7, 8.

Таблица 7 – Выбор сечения кабельных линий для варианта 2

Маршрут	Марка	N	Сечение, мм ²	Длина, м
ТП2-ГПП	АПвП - 10	2	(3×70)	536
ТП1-ТП5	АПвП - 10	4	(3×70)	337
ТП4-ТП5	АПвП - 10	2	(3×70)	206
ГПП – ТП6	АПвП - 10	2	(3×70)	244
ТП6-ТП8	АПвП - 10	4	(3×70)	95
ТП7-РП «ЛПЦ-1»	АПвП - 10	2	(3×70)	150
РП «ЛПЦ-1»-ТП3	АПвП - 10	1	(3×70)	380
ТП3-ГПП	АПвП - 10	1	(3×70)	38
ТП4-ГПП	АПвП - 10	2	(3×70)	113
РП «ЦГП»-ГПП	АПвП - 10	2	(3×70)	38

Таблица 8 – Выбор сечения кабельных линий для варианта 4

Маршрут	Марка	N	Сечение, мм ²	Длина, м
---------	-------	---	--------------------------	----------

ТП2-РП «ЦГП»	АПвП - 10	2	(3×70)	536
ТП1-ТП5	АПвП - 10	4	(3×70)	536
ТП4-ТП5	АПвП - 10	2	(3×70)	206

Продолжение таблицы 8

Маршрут	Марка	N	Сечение, мм2	Длина, м
ТП4-РП «ЦГП»	АПвП - 10	2	(3×70)	113
ТП6-ТП7	АПвП - 10	4	(3×70)	94
ТП8-ТП7	АПвП - 10	2	(3×70)	95
ТП7-РП «ЛПЦ-1»	АПвП - 10	1	(3×70)	150
РП «ЛПЦ-1»-ТП3	АПвП - 10	1	(3×70)	38
РП «ЛПЦ-1»-ГПП	АПвП - 10	2	(3×70)	38
РП «ЦГП»-ГПП	АПвП - 10	2	(3×70)	38

Потеря напряжения в линиях определяется по формуле.

$$\Delta U = \frac{I \cdot L \cdot \sqrt{3}}{U_{ном}} \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi) \cdot 100 \% , \quad \% , \quad (37)$$

где I - рабочий максимальный ток,

L - длина линии в км,

U_{ном} - номинальное напряжение,

r₀ и x₀ - удельные активное и индуктивное сопротивление Ом/км.

Расчет произведем на примере участка термоотделение ЛПЦ1 - насосная пятого варианта: r₀=0,447 и x₀=0,082 [16]

$$\Delta U = \frac{66,21 \cdot 0,15 \cdot \sqrt{3}}{10,5} \cdot (0,447 \cdot 0,871 + 0,082 \cdot 0,492) \cdot 100 \% = 0,07\%$$

Линии выбираются по техническим и экономическим условиям. К техническим условиям относится выбор сечений по нагреву расчетным током, механической прочности, нагреву от кратковременных токов КЗ, потерям напряжения в нормальном и послеаварийном режимах.

Для дальнейшего расчета выбираем 4 вариант, т.к. в этом случае соблюдается уровневый принцип построения схем. Первым уровнем распределения электроэнергии является сеть между источником питания объекта и ПГВ. Если распределение производится на напряжении 110-220 кВ, или между ГПП и РП при напряжении 6-10 кВ. Вторым уровнем распределения является сеть между РП и ТП (или отдельными электроприемниками высокого напряжения) [21]. На небольших объектах применяется только один уровень распределения энергии.

5 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ В СЕТИ ВЫШЕ 1 КВ

Для расчета токов короткого замыкания необходимо составить схему замещения, на которой должны быть указаны все сопротивления, необходимые для расчета [7]. Расчет проводим в именованных единицах.

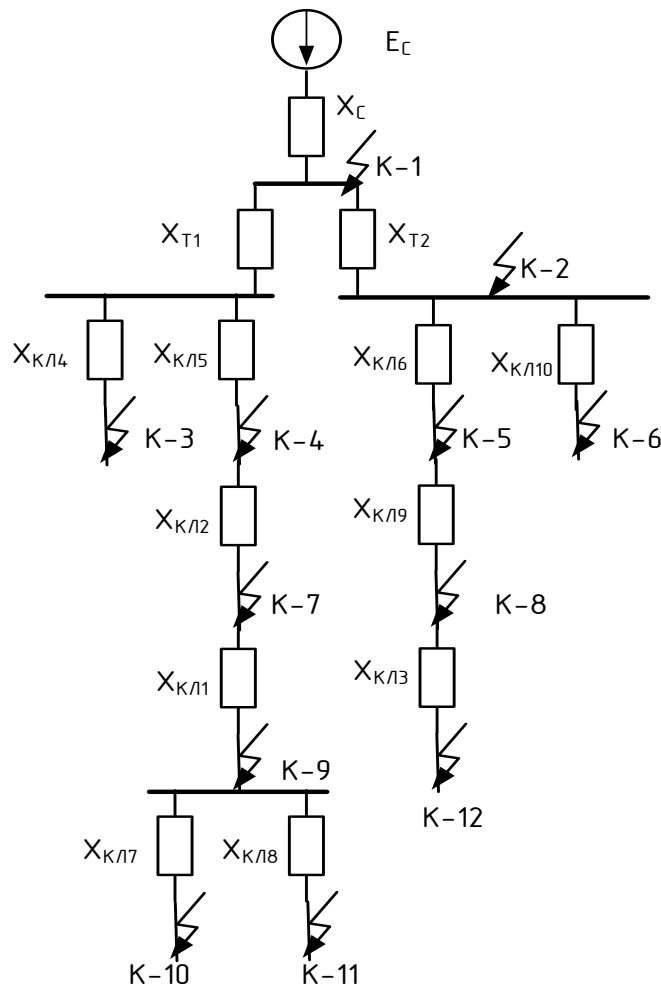


Рисунок 1 – Схема замещения

Мощность короткого замыкания на шинах подстанции: $S_{кз} = 6 \text{ кА}$ (по данным завода Амурсталь)

Определение параметры схемы замещения.

Принимаем базисную мощность:

$$S_6=100 \text{ МВА.}$$

Базисные токи:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6}, \quad \text{кА,} \quad (38)$$

$$I_{61} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,525 \text{ кА}$$

$$I_{62} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,5 \text{ кА}$$

Определяем сопротивление системы:

$$X_c = \frac{S_6}{S_{кз}}, \quad \text{о.е.,} \quad (39)$$

$$X_c = \frac{S_6}{S_{кз}} = \frac{100}{1300} = 0,077 \text{ о.е.}$$

Сопротивление трансформаторов в относительных единицах:

$$X_T = \frac{U_k}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{НОМ}}, \quad \text{о.е.,} \quad (40)$$

$$R_T = \frac{\Delta P_k}{100} \cdot \frac{S_6 \cdot 10^{-3}}{S_{НОМ}^2}, \quad (41)$$

где $S_{\text{ном}}$ – номинальная мощность трансформатора, МВА

$\Delta P_{\text{к}}$ – мощность короткого замыкания, кВт;

$U_{\text{к}}$ - напряжение короткого замыкания, %.

$$X_{\text{т}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{100}{16} = 0,656 \text{ о.е.}$$

$$R_{\text{т}} = \frac{85}{100} \cdot \frac{100 \cdot 10^{-3}}{16^2} = 0,033 \text{ о.е.}$$

Сопротивления кабельных линий:

$$X_{\text{кл}} = X_{\text{уд}} \cdot L \cdot \frac{S_{\text{б}}}{U_{\text{ср}}^2}, \quad \text{о.е.}, \quad (42)$$

$$R_{\text{кл}} = R_{\text{уд}} \cdot L \cdot \frac{S_{\text{б}}}{U_{\text{ср}}^2}, \quad \text{о.е.}, \quad (43)$$

где L - длина линии, км

Для примера определим сопротивление линии от ГПП до электроцеха (ТПЗ). Линия выполнена кабелем АПвП-10 (3×70).

$$X_{\text{кл}} = 0,082 \cdot 0,038 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,0014 \text{ о.е.}$$

$$R_{\text{кл}} = 0,447 \cdot 0,038 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,0077 \text{ о.е.}$$

Определим эквивалентное сопротивление до точки К-4:

$$X_{\Sigma K-4} = X_c + X_{\text{тр}} + X_{\text{кЛ5}}, \quad \text{о.е.} \quad (44)$$

$$R_{\Sigma K-4} = R_{\text{тр}} + R_{\text{кЛ5}}, \quad \text{о.е.}, \quad (45)$$

$$X_{\Sigma K-4} = 0,0769 + 0,656 + 0,0028 = 0,736 \text{ о.е.}$$

$$R_{\Sigma K-4} = 0,0332 + 0,0154 = 0,0486 \text{ о.е.}$$

$$Z_{\Sigma K-4} = 0,0486 + j \cdot 0,736 \text{ о.е.}$$

Находим периодическую составляющую трехфазного тока короткого замыкания в относительных единицах:

$$I_{\text{по.кб}}^{(3)} = \frac{E_c}{Z_{\Sigma}}, \quad \text{о.е.}, \quad (46)$$

Постоянные времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ:

$$T_a = \frac{X_{\Sigma}}{\omega \cdot R_{\Sigma}}, \quad \text{с}, \quad (47)$$

где ω - константа для частоты 50 Гц, равна 314 с^{-1} ;

R_{Σ} , X_{Σ} - активные и реактивные значения сопротивлений приведенные к точки КЗ.

$$I_{\text{по.кб-4}}^{(3)} = \frac{1}{0,0486 + j \cdot 0,736} = 0,0893 + j \cdot 1,3528 \text{ о.е.}$$

$$I_{\text{по.к-4}}^{(3)} = |1,3557| \cdot 5,4986 = 7,455 \text{ кА}$$

$$T_{\text{а4}} = \frac{0,736}{314 \cdot 0,0893} = 0,05$$

Ударный ток в заданной точке:

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п0,к1}}^{(3)} \cdot \left(1 + e^{-\frac{0,01}{T_{\text{а1}}}}\right), \quad \text{кА}, \quad (48)$$

Значение периодической составляющей тока двухфазного КЗ определено по формуле:

$$I_{\text{п0}}^{(2)} = \frac{E_{\text{эКВ2}}}{X_1 + X_2}, \quad \text{кА}, \quad (49)$$

где X_1 – сопротивление прямой последовательности;

X_2 - сопротивление обратной последовательности

Для расчета по приближенной методике принимаем $X_1 = X_2$

Следовательно, ток двухфазного КЗ в точке К-1 будет равен:

$$I_{\text{п0}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{п0}}^{(3)}, \quad \text{кА}, \quad (50)$$

Время действия тока КЗ:

$$t_{\text{отк}} = (t_{\text{в}} + t_{\text{з}}), \quad \text{с}, \quad (51)$$

где $t_{\text{в}}$ - время отключения выключателя (для элегазовых выключателей принимается равным 0,05 с согласно [22]);

$t_{\text{з}}$ - время действия защиты (для микропроцессорных защит с учетом действия основной и резервной защиты принимаем равным для напряжения 110 кВ – 1,2 с, а для напряжения 10 кВ – 0,3 с согласно [22]).

Тепловой импульс тока КЗ определяем по формуле:

$$B_{\text{к}} = I_{\text{п0.к}}^2 \cdot (t_{\text{отк}}), \quad \text{кА}^2 \cdot \text{с} \quad (52)$$

Результаты расчета сводим в табл. 10.

Таблица 10 – Расчет токов короткого замыкания

Место КЗ	Шины	$I_{\text{max}}^{(3)}$, кА	$T_{\text{а}}$	$K_{\text{у}}$	$i_{\text{уд}}$, кА	$I^{(2)}$, кА	$B_{\text{к}}$, кА ² с
К-1	ГПП (110 кВ)	6,82	6,82	0,100	18,38	5,91	58,19
К-2	ГПП (10 кВ)	7,49	7,49	0,070	19,78	6,49	16,84
К-3	ТП2 (10 кВ)	6,77	6,77	0,010	13,09	5,86	13,74
К-4	ТП3 (10 кВ)	7,46	7,46	0,048	19,10	6,46	16,67
К-5	ТП4 (10 кВ)	7,37	7,37	0,030	17,90	6,39	16,31
К-6	РП ТП10 (10 кВ)	7,46	7,46	0,055	19,34	6,46	16,69
К-7	РП "ТП4" (10 кВ)	7,42	7,42	0,037	18,49	6,42	16,49
К-8	ТП5 (10 кВ)	7,10	7,10	0,015	15,20	6,15	15,13
К-9	ТП 7 (10 кВ)	7,23	7,23	0,019	16,27	6,26	15,69
К-10	ТП6" (10 кВ)	7,10	7,10	0,015	15,20	6,15	15,13
К-11	ТП 8 (10 кВ)	7,10	7,10	0,015	15,20	6,15	15,12
К-12	ТП1 (10 кВ)	6,57	6,57	0,008	11,95	5,69	12,94

По результатам расчета токов короткого замыкания производится выбор и проверка высоковольтного оборудования подстанции, а также расчет и проверка уставок релейной защиты [17].

6 ВЫБОР ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ

6.1 Выбор выключателей

Выключатели высокого напряжения при одних и тех же параметрах могут быть выбраны масляные, элегазовые, вакуумные, электромагнитные и т.д.

На стороне 110 кВ выберем элегазовые выключатели, а на стороне 10 кВ – вакуумные. Так как эти выключатели по сравнению с остальными имеют высокие показатели надежности, а также хорошие эксплуатационные характеристики [3].

Условия выбора и проверки выключателей состоят в следующем:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети.ном}}, \quad (53)$$

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{макс}}, \quad (54)$$

Периодическая составляющая токов КЗ в момент расхождения дугогасящих контактов:

$$I_{\text{откл.ном}} \geq I_{\text{пт}}, \quad (55)$$

Проверка на возможность отключения апериодической составляющей тока КЗ:

$$i_{\text{а.т}} \leq i_{\text{а.ном}} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_n}{100} \cdot I_{\text{отк.ном}}, \quad (56)$$

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

β_n – нормированное значение содержания аperiodической составляющей в отключаемом токе %;

$i_{a.\tau}$ – аperiodическая составляющая тока КЗ в момент расхождения контактов;

τ – наименьшее время от начала КЗ до момента расхождения дугогасящих контактов.

$$\tau = t_{3,\min} + t_{c,v}, \quad (57)$$

где $t_{3,\min}$ – минимальное время действия релейной защиты (равно 0,01);

$t_{c,v}$ – собственное время отключения выключателя (равно 0,055 для элегазового выключателя 110 кВ и 0,03 для вакуумного выключателя).

Если условие $I_{откл.ном} \geq I_{пт}$, соблюдается, а $i_{a.\tau} \leq i_{a.ном}$ то допускается проверка по отключающей способности производить по полному току КЗ:

$$\left(\sqrt{2} \cdot I_{пт} + i_{a.\tau}\right) \leq \sqrt{2} \cdot I_{откл.ном} \cdot \left(1 + \frac{\beta_n}{100}\right), \quad (58)$$

По включающей способности:

$$i_y \leq i_{вкл}; \quad I_{п0} \leq I_{вкл}, \quad (59)$$

На электродинамическую стойкость выключатель проверяют по предельным сквозным токам КЗ:

$$i_y \leq i_{\text{дин}}, \quad \text{кА}, \quad (60)$$

На термическую стойкость выключатель проверяют по тепловому импульсу тока КЗ:

$$B_k \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}, \quad \text{кА}^2 \cdot \text{с}, \quad (61)$$

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

$t_{\text{тер}}$ – длительность протекания предельного тока термической стойкости

На стороне 110 кВ выбираем элегазовые выключатели типа ВГТ-110-40/1000 У1.

Расчетный тепловой импульс тока КЗ:

$$B_k = 6,82^2 \cdot (1,2 + 0,05) = 58,14 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Для проверки возможности отключения выключателем апериодической составляющей тока КЗ необходимо определить номинальное допускаемое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени t :

$$i_{\text{ат.ном}} = \sqrt{2} \cdot \beta_{\text{н}} \cdot I_{\text{откл.ном}} = \sqrt{2} \cdot 0,47 \cdot 40 = 26,59 \text{ кА},$$

$$\tau = 0,01 + 0,055 = 0,065$$

Расчетное значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени t :

$$i_{\text{ат}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п0}} \cdot e^{-\frac{\tau}{T\alpha}} = \sqrt{2} \cdot 6,82 \cdot e^{-\frac{0,065}{0,1}} = 5,04 \text{ кА};$$

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Ударный ток берется на основании расчетов короткого замыкания для точки К1. Условия выбора сводятся к тому, что значения параметров выключателя и разъединителя должны быть больше значений, полученных при расчете.

Сопоставление приведено в табл. 11.

Таблица 11 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Расчетные данные	Паспортные данные	Проверка
$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$
$I_{\text{раб.макс}} = 78,6 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб.макс}}$
$I_{\text{п0}} = 6,82 \text{ кА}$	$I_{\text{вкл.ном}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{вкл.ном}} \geq I_{\text{п0}}$
$i_{\text{уд}} = 18,38 \text{ кА}$	$i_{\text{max}} = 102 \text{ кА}$	$i_{\text{max}} \geq i_{\text{уд}}$
$I_{\text{пт}} = 6,82 \text{ кА}$	$I_{\text{отк.ном}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{отк.ном}} \geq I_{\text{пт}}$
$i_{\text{ат}} = 5,04 \text{ кА}$	$i_{\text{ат,ном}} = 26,59 \text{ кА}$	$i_{\text{ат,ном}} \geq i_{\text{ат}}$
$B_{\text{к}} = 58,19 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{ктер}}$

По данным сравнения выбранная марка выключателя подходит.

На стороне 10 кВ выбирается КРУ К63 с вакуумными выключателями типа ВВ/TEL – 10-12.5/630У1.

Проверяем секционный выключатель, т.к. он несет наибольшую токовую нагрузку. Аперидическая составляющая тока КЗ:

$$\tau = 0,01 + 0,03 = 0,04 \text{ с}$$

$$i_{\text{а.}\tau} = \sqrt{2} \cdot 7,49 \cdot e^{-\frac{0,04}{0,07}} = 5,98 \text{ кА}$$

$$i_{\text{а.}\tau, \text{ном}} = \sqrt{2} \cdot \left(\frac{40}{100} \right) 20 = 11,31 \text{ кА}$$

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$I_{\text{раб.макс}} = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{\sqrt{(14328,3)^2 + (4397,9)^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 865,3 \text{ А}$$

Таблица 12 – Проверка выключателей 10 кВ по условию выбора

Расчетные данные	Паспортные данные	Проверка
$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$
$I_{\text{раб.макс}} = 865,3 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб.макс}}$
$I_{\text{п0}} = 7,49 \text{ кА}$	$I_{\text{вкл.ном}} = 20 \text{ кА}$	$I_{\text{вкл.ном}} \geq I_{\text{п0}}$
$i_{\text{уд}} = 19,79 \text{ кА}$	$i_{\text{мах}} = 52 \text{ кА}$	$i_{\text{мах}} \geq i_{\text{уд}}$
$I_{\text{пт}} = 7,46 \text{ кА}$	$I_{\text{отк.ном}} = 20 \text{ кА}$	$I_{\text{отк.ном}} \geq I_{\text{пт}}$
$i_{\text{ат}} = 5,98 \text{ кА}$	$i_{\text{ат,ном}} = 11,31 \text{ кА}$	$i_{\text{ат,ном}} \geq i_{\text{ат}}$
$B_{\text{к}} = 16,84 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{ктер}}$

На вводных присоединениях и межсекционной перемычке устанавливается выключатели типа ВВ/TEL – 10-20-1000У1

Для отходящих присоединений выбираем выключатель на меньший ток.

Максимальный рабочий ток на присоединении $I_{\text{раб.макс}} = 362,5 \text{ А}$. Для данного рабочего тока выбираем выключатель ВВ/TEL-10-20-630-У3

Таблица 13 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Расчетные данные	Паспортные данные	Проверка
$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$
$I_{\text{раб.макс}} = 362,5 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб.макс}}$
$I_{\text{п0}} = 6,77 \text{ кА}$	$I_{\text{вкл.ном}} = 20 \text{ кА}$	$I_{\text{вкл.ном}} \geq I_{\text{п0}}$
$i_{\text{уд}} = 13,09 \text{ кА}$	$i_{\text{мах}} = 52 \text{ кА}$	$i_{\text{мах}} \geq i_{\text{уд}}$
$I_{\text{пт}} = 6,77 \text{ кА}$	$I_{\text{отк.ном}} = 20 \text{ кА}$	$I_{\text{отк.ном}} \geq I_{\text{пт}}$
$i_{\text{ат}} = 0,18 \text{ кА}$	$i_{\text{ат,ном}} = 11,31 \text{ кА}$	$i_{\text{ат,ном}} \geq i_{\text{ат}}$
$B_{\text{к}} = 13,74 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{ктер}}$

Определим только значение апериодической составляющей, так остальные параметры выключателя аналогичны приведенному выше.

$$i_{a.\tau} = \sqrt{2} \cdot 6,77 \cdot e^{\frac{0,04}{0,01}} = 0,18 \text{ кА}$$

По данным сравнения выбранная марка выключателя подходит.

6.2 Выбор разъединителей

Выбор разъединителей производится так же, как выключателей, но без проверок на отключающую способность, т.к. они не предназначены для отключения цепей, находящихся под током.

Выбирается на стороне 110 кВ разъединитель РНДЗ-110\630 У1.

Результаты сведены в табл. 14

Таблица 14 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Расчетные данные	Паспортные данные	Проверка
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$
$I_{раб.макс} = 78,6 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{раб.макс}$
$i_{уд} = 18,38 \text{ кА}$	$i_{max} = 80 \text{ кА}$	$i_{макс} \geq i_{уд}$
$B_k = 58,19 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 35^2 \cdot 3 = 3675 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_{ктер}$

Делаем вывод, что разъединитель выбран верно.

6.3. Выбор трансформаторов тока

Измерительные трансформаторы тока представляют собой аппараты для преобразования токов первичных цепей в стандартные токи 5 А для измерительных приборов, устройств релейной защиты и автоматики. Номинальный ток трансформатора должен быть как можно ближе к рабочему току установки, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей. Размыкание вторичной обмотки при наличии тока в первичной недопустимо, так как при этом может быть повреждена изоляция трансформатора. Трансформаторы тока могут подключаться в одну, две или три фазы в зависимости от напряжения и назначения цепи.

Условия выбора и проверки трансформаторов тока:

- по напряжению установки;

$$U_{\text{ном.ТТ}} \geq U_{\text{уст}}, \quad (62)$$

- по номинальному току, при выборе трансформатора тока первичный

$$I_{\text{ном.ТТ}} \geq I_{\text{ном.уст}}, \quad (63)$$

- по электродинамической стойкости;

$$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}} = K_{\text{эд}} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\text{ном}}, \quad (64)$$

- по термической стойкости;

$$B_{\text{к}} \leq (I_{\text{доп}})^2 \cdot t_{\text{тер}}, \quad \text{кА}^2 \cdot \text{с}, \quad (65)$$

где $I_{\text{доп}}$ – допустимый ток, кА

- по нагрузке вторичных цепей (классу точности).

$$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}, \quad (66)$$

Так как индуктивное сопротивление вторичных цепей мало, то можно считать:

$$Z_{2p} = r_2, \quad \text{Ом}, \quad (67)$$

$$Z_{2p} = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}}, \quad \text{Ом}, \quad (68)$$

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

$r_{пр}$ – сопротивление проводов, соединяющих ТТ с приборами;
 $r_{пр}$ – переходное сопротивление контактов (при числе приборов более трех $r_{пр} = 0,1$ Ом, в остальных случаях $r_{пр} = 0,05$ Ом).

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_{2н}^2}, \quad \text{Ом}, \quad (69)$$

$$r_{пр} = \frac{\rho \cdot l_{расч}}{q_{пр}}, \quad \text{Ом}, \quad (70)$$

где $l_{расч}$ – расчетная длина провода.

Для определения $S_{приб}$ составляется таблица приборов, подключенных к выбираемому трансформатору тока.

Необходимо определить число и тип измерительных приборов, включенных во вторичную цепь и иметь данные о длине соединенных проводов. В качестве соединительных проводов применяют многожильные контрольные кабели с бумажной, резиновой, полихлорвиниловой или специальной теплостойкой оболочке. По условию прочности сечение не должно быть меньше 4 мм² и для алюминиевых жил и 2,5 мм² для медных жил [15].

Выбор трансформатора тока на стороне 110 кВ:

Вторичная нагрузка трансформаторов тока приведена в таблице 15.

Таблица 15 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А, фазы		
		А	В	С
Амперметр	Э-335		0.5	

Выбирается трансформатора тока ТГФ-110У1

Термическую и динамическую стойкость проверяем по параметрам тока КЗ в точке К1. Мощность вторичной обмотки $S_{2н}=20$ ВА

Выбирается провод сечением $q=4 \text{ мм}^2$ АКРВГ с алюминиевыми жилами и удельным сопротивлением $\rho = 0,0283$. Длину проводов примем $l=60 \text{ м}$

$$r_{np} = \frac{\rho \cdot l}{q} = \frac{0,0283 \cdot 60}{4} = 0,424 \text{ Ом},$$

$$r_{приб} = \frac{0,5}{5^2} = 0,02 \text{ Ом}$$

Номинальное сопротивление трансформатора тока:

$$r_2 = \frac{S^2}{I^2} = \frac{20}{5^2} = 0,8 \text{ Ом}$$

Суммарное сопротивление вторичных цепей

$$r_{2p} = r_{приб} + r_{np} + r_k = 0,02 + 0,424 + 0,05 = 0,449 \text{ Ом}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных приведено в таблице 16.

Таблица 16 – Выбор трансформатора тока ТГФ-110 У1

Расчетные данные	Паспортные данные	Проверка
$U_{ном.уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном.ТТ} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном.ТТ} \geq U_{ном.уст}$
$I_{раб.мах} = 78,6 \text{ А}$	$I_{1ном} = 200 \text{ А}$	$I_{1ном} \geq I_{раб.мах}$
$I_{2ном} = 5 \text{ А}$	$I_{2ном} = 5 \text{ А}$	
$i_{уд} = 18,38 \text{ кА}$	$i_{дин} = 45 \text{ кА}$	$i_{дин} \geq i_{уд}$
$Z_{2p} = 0,076 \text{ Ом}$	$Z_{2ном} = 0,8 \text{ Ом}$	$Z_{2ном} \geq Z_{2p}$
$B_{к.ном} = 58,19 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$(I_{доп})^2 \cdot t_{тер} = (16)^2 \cdot 3 = 768 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к.т} \geq B_{к.ном}$

Вторичная нагрузка трансформатора тока приведена в таблице 17.

Таблица 17 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А, фазы		
		А	В	С
Амперметр	Э-335		0.5	

Продолжение таблицы 17

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А, фазы		
		А	В	С
Счетчик АЭиРЭ	Альфа	0.12		0.12
		0.12		0.12
Ваттметр	Д-335	0.5		0.5
Варметр	Д-335	0.5		0.5
Итог		1.24	0.5	1.24

Наиболее загружены трансформаторы тока фаз А и С.

Выберется марка трансформатора тока типа ТОЛ 10-1 (опорный, с литой изоляцией).

Термическая и динамическая стойкость проверяется по параметрам тока КЗ в точке К-2.

Мощность вторичной обмотки $S_{2Н}=12.5$ ВА.

Определяется номинальное сопротивление вторичной обмотки, Ом

$$Z_{2Н} = \frac{S_{2Н}}{I_2^2} = \frac{12.5}{5^2} = 0.5 \text{ Ом}$$

Общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}, \quad \text{Ом}, \quad (71)$$

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{1.24}{5^2} = 0.0496 \text{ Ом},$$

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

I_2 – вторичный номинальный ток прибора = 5 А.

Выбирается провод сечением $q=4$ мм² АКРВГ (контрольный кабель с алюминиевой токопроводящей жилой, изоляция из резины, оболочка из поливинилхлоридного пластиката и броней из двух стальных лент) с удельным сопротивлением $\rho=0,0283$. Длину проводов примем $l=5$ м

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l}{q} = \frac{0,0283 \cdot 5}{4} = 0,035 \text{ Ом};$$

$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}} = 0,0496 + 0,035 + 0,1 = 0,23 \text{ Ом},$$

Сопоставление каталожных и расчетных данных приведено в табл. 18.

Таблица 18 – Выбор трансформатора тока ТОЛ 10-1

Расчетные данные	Паспортные данные	Проверка
$U_{\text{ном.уст}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном.ТТ}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном.ТТ}} \geq U_{\text{ном.уст}}$
$I_{\text{раб.мах}} = 865,3 \text{ А}$	$I_{1\text{ном}} = 1000 \text{ А}$	$I_{1\text{ном}} \geq I_{\text{раб.мах}}$
$I_{2\text{ном}} = 5 \text{ А}$	$I_{2\text{ном}} = 5 \text{ А}$	
$i_{\text{уд}} = 19,79 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 52 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$
$Z_{2p} = 0,23 \text{ Ом}$	$Z_{2\text{ном}} = 0,5 \text{ Ом}$	$Z_{2\text{ном}} \geq Z_{2p}$
$B_{\text{к.ном}} = 16,84 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$(I_{\text{доп}})^2 \cdot t_{\text{тер}} = 16^2 \cdot 3 = 768 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.т}} \geq B_{\text{к.ном}}$

6.4. Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения выбираются:

- по напряжению установки:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}, \tag{72}$$

- по конструкции и схеме соединения;

- по классу точности;

- по вторичной нагрузке:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{НОМ}}, \quad (73)$$

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

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

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

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{\left(\sum S_{\text{приб}} \cdot \cos \varphi_{\text{приб}}\right)^2 + \left(\sum S_{\text{приб}} \cdot \sin \varphi_{\text{приб}}\right)^2} = \sqrt{P_{\text{приб}}^2 + Q_{\text{приб}}^2}, \quad (74)$$

Трансформаторы напряжения устанавливаются в распределительных устройствах трансформаторных подстанций для питания обмоток приборов учета и контроля, аппаратов релейной защиты и подстанционной автоматики.

По аналогии с выбором трансформаторов тока для проверки на соответствие классу точности, необходимо составить схему включения обмоток напряжения измерительных приборов, составить таблицу нагрузок и определить расчетную нагрузку во вторичной цепи $S_{2\text{расч}}$. Приблизительно, без учета схемы включения приборов, $S_{2\text{расч}}$ можно определить по выражению. При этом должно соблюдаться условие:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{доп}}, \quad (74)$$

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 НОМ – удвоенная мощность одного НОМ.

Вторичная нагрузка трансформатора составит:

$$P_2\Sigma = 36 \text{ Вт}; \quad Q_2\Sigma = 87.6 \text{ Вар}; \quad S_2\Sigma = 94.7 \text{ ВА}.$$

Выбирается трансформатор напряжения НАМИ-10-95-УХЛ2 (трансформатор напряжения антирезонансный, с охлаждением циркуляцией воздуха и масла, применяемый для контроля изоляции сети).

Таблица 19 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения (10 кВ)

Прибор	Тип	Потребляемая мощность одной катушки, В·А (Вт)	Число катушек	Cos φ	Sin φ	Общая потребляемая мощность	
						P, Вт	Q, квар
Вольтметр	Э-335	2	1	1	0	2	-
Ваттметр	Д-335	1,5	2	1	0	3	-
Счетчик АЭ	Альфа	3.6	5	0.38	0.925	18	43.8
Счетчик РЭ	Альфа	3.6	5	0.38	0.925	18	43.8
Итого	-	-	-	-	-	36	87.6

Сравнение каталожных и расчетных данных приведено в таблице 20.

Таблица 20 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_{HT} = 10 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$
$S_P = 94.7 \text{ ВА}$	$S_H = 200 \text{ ВА}$	$S_H \geq S_P$

6.5 Выбор изоляторов

Выбираем опорный изолятор марки ИОС -10 –80УХЛ:

$$F_{\text{разр}} = 6000 \text{ Н}.$$

Проверяются изоляторы на механическую прочность на изгиб.

Допустимая нагрузка на головку изолятора:

Максимальная сила, действующая на изгиб по таблице 4,3. [22].

$$F_u = \sqrt{3} \frac{i_y^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-7}, \quad \text{Н}, \quad (75)$$

$$F_u = \sqrt{3} \frac{i_y^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-7} = \sqrt{3} \cdot \frac{7490^2 \cdot 1.4}{0.8} \cdot 10^{-7} = 17,0 \text{ Н}.$$

Допустимая нагрузка на головку изолятора:

$$F_{\text{дон}} \geq 0.6 \cdot F_{\text{разр}}, \quad (76)$$

$$F_{\text{дон}} \geq 0.6 \cdot F_{\text{разр}} = 0.6 \cdot 6000 = 3600 \text{ Н},$$

$$F_{\text{расч}} \leq F_{\text{дон}}.$$

Таблица 21 – Сопоставление расчетных и каталожных данных

Расчетные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_p = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_p$
$F_{\text{расч}} = 17,0 \text{ Н}$	$F_{\text{дон}} = 3600 \text{ Н}$	$F_{\text{дон}} \geq F_{\text{расч}}$

В качестве проходного изолятора выбирается изолятор ИП-10/1000-1250УХЛ1, $I_{\text{ном}}=1000\text{А}$, $F_{\text{разр}}=12500 \text{ Н}$

$$F_{\text{р прох}} = 0.5 \cdot F_{\text{расч}}, \quad (77)$$

$$F_{\text{р прох}} = 0.5 \cdot F_{\text{расч}} = 0.5 \cdot 17,0 = 8,5 \text{ Н};$$

$$F_{\text{дон}} = 0.6 \cdot F_{\text{расч}} = 0.6 \cdot 12500 = 7500 \text{ Н}.$$

Таблица 22 – Сопоставление расчетных и каталожных данных

Расчетные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_p$

Продолжение таблицы 22

Расчетные данные	Справочные данные	Условия выбора
$F_{рпдох} = 8,5 \text{ Н}$	$F_{дон} = 7500 \text{ Н}$	$F_{дон} \geq F_{рпдох}$
$I_{max} = 865,3 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{max}$

6.6 Выбор ВЧ заградителей

Высокочастотные заградители устанавливаются на стороне 110 кВ, типа ВЗ-630-0.5У1.

6.7 Выбор ограничителей перенапряжения

Основным средством снижения перенапряжения на изоляции электрооборудования РУ являются ОПН.

На стороне ВН трансформаторов приняты ОПН марки ОПН – У/TEL У1 с классом напряжения 110 кВ, предназначенный для защиты от грозовых и коммутационных перенапряжений воздушных электрических сетей 27-220 кВ.

Для выбора ОПН определяется энергия поглощения ОПН, кВт:

$$\mathcal{E} = \frac{U - U_{ост}}{z} \cdot U_{ост} \cdot 2 \cdot T \cdot n, \quad (78)$$

где U - величина неограниченного перенапряжения, определяемая в процентном соотношении от пятидесятипроцентного напряжения, принимается равной 500кВ;

$U_{ост}$ - остающееся напряжение ОПН, 100 кВ ;

z - волновое сопротивление провода, 485 Ом ;

n - количество последовательных токовых импульсов;

T - время распространения волны:

$$T = \frac{l}{v}, \quad \text{мкс}, \quad (79)$$

где l и v - длина защищенного подхода и скорость распространения волны соответственно.

$$T = \frac{2500}{3,15 \cdot 10^8} \cdot 10^6 = 7,94 \text{ мкс};$$

$$\mathcal{E} = \frac{500 - 100}{0,485} \cdot 100 \cdot 2 \cdot 7,94 \cdot 10^{-9} \cdot 20 = 0,026.$$

Далее определяется удельная энергоемкость ОПН, кВт/кВ:

$$\mathcal{E}^* = \frac{\mathcal{E}}{U_{\text{номОПН}}}, \quad (80)$$

$$\mathcal{E}^* = \frac{0,026}{110} = 0,0002.$$

На стороне НН трансформаторов принимаются ОПН марки ОПН – РС/TEL У1 с классом напряжения 10 кВ.

Выбор ОПН на 10 кВ аналогичен предыдущему, результаты выбора сведены в табл. 24.

Таблица 23 – Выбор ОПН 10 кВ

Справочные и расчетные данные	Выбор
$U = 200 \text{ кВ}$	$\mathcal{E} = \frac{200 - 31,7}{0,485} \cdot 31,7 \cdot 2 \cdot 7,94 \cdot 10^{-9} \cdot 20 =$ $= 0,0035$
$U_{\text{ост}} = 31,7 \text{ кВ}$	
$z = 485 \text{ Ом}$	
$n = 2$	
$T = 7,94 \text{ мкс}$	

$U_{\text{номОПН}} = 10 \text{ кВ}$	$\mathcal{E}^* = \frac{0,0035}{10} = 0,00035$
-------------------------------------	---

Таким образом, выбранные ОПН соответствуют условиям проверки, так как удельная энергия меньше допустимой.

6.8 Выбор трансформаторов собственных нужд

Питание нагрузок собственных нужд ГПП осуществляется от двух ТСН 110/10 кВ. Состав потребителей зависит от мощности подстанции, трансформаторов и типа используемого электрооборудования.

Наиболее важными потребителями собственных нужд являются система связи, оперативные цепи, цепи телемеханики, система охлаждения трансформатора, пожаротушения, аварийное освещение.

Мощность трансформаторов СН определяется по их нагрузкам, учитывая коэффициент загрузки одновременности, отдельно учитывая летние / зимние нагрузки и нагрузки в период ремонтных работ на ПС.

При проектировании основные нагрузки возможно определить по типовым проектам ПС, каталогам, принять ориентировочно $P_{\text{уст}}$ при $\cos\varphi = 0,85$, следовательно, расчётную нагрузку вычислим по формуле:

$$S_{\text{расч}} = \frac{P_{\text{уст}}}{\cos\varphi} \times K_c \quad (81)$$

где K_c - коэффициент спроса, учитывающий коэффициент одновременности загрузки;

$P_{\text{уст}}=260\text{кВт}$ ориентировочная установленная активная мощность собственных нужд.

Исходя из этого:

$$S_{расч} = \frac{960}{0.85} \times 0.8 = 945 \text{кВА}$$

Принимаем два трансформатора ТМ-100/10.

7 РАСЧЕТ СЕТКИ ЗАЗЕМЛЕНИЯ

Для того чтобы человек при прикосновении к оборудованию не смог находиться за пределами зоны заземления контур сетки заземлителя располагается с выходом за границы оборудования по 1,5 м. Для определения площади под заземлитель используются габаритные размеры подстанции, т.е. ее длина и ширина.

Площадь использования под заземлитель, м²:

$$S = (A + 2 \cdot 1.5) \cdot (B + 2 \cdot 1.5), \quad (82)$$

где А - длинна подстанции (39 м),

Б - ширина подстанции (36 м).

$$S = (39 + 2 \cdot 1.5) \cdot (36 + 2 \cdot 1.5) = 1638$$

Принимается диаметр горизонтальных и вертикальных проводников в сетке выполненных в виде прутков диаметром равным $d = 16$ мм;

Производится проверка выбранного проводника по условиям:

Проверка сечения по условиям механической прочности, мм²:

$$F_{М.П.} = \pi \cdot R^2, \quad \text{мм}^2, \quad (83)$$

$$F_{М.П.} = \pi \cdot R^2 = \pi \cdot 8^2 = 176,71$$

Проверка на термическую стойкость, мм²:

$$F_{TC} = \sqrt{\frac{(I_{K3})^2 \cdot t}{400 \cdot \beta}}, \quad \text{мм}^2, \quad (84)$$

где $t_{откл} = 0,1$ с – время срабатывания РЗ при его отключении;

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

$$F_{TC} = \sqrt{\frac{(I_{K3})^2 \cdot t}{400 \cdot \beta}} = \sqrt{\frac{(7490)^2 \cdot 0,1}{400 \cdot 21}} =$$

Проверка сечения на коррозионную стойкость, мм²:

$$F_{КОР} = \pi \cdot S_{CP} \cdot (d + S_{CP}), \quad \text{мм}^2, \quad (85)$$

$$F_{КОР} = 3,14 \cdot 1,44 \cdot (15 + 1,44) = 74,26;$$

$$S_{CP} = \alpha_3 \cdot \ln^3 T + \alpha_2 \cdot \ln^2 T + \alpha_1 \cdot \ln T + \alpha_0, \quad (86)$$

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

$$S_{CP} = 0,243 \cdot \ln^3 240 + (-0,041) \cdot \ln^2 240 + 0,0081 \cdot \ln 240 + 0,005 = 1,44.$$

Сечение горизонтальных проводников должно удовлетворять условию:

$$F_{М.Л.} \geq F_{КОР} + F_{Т.С.}, \quad (87)$$

$$176,71 \geq 74,26 + 25,8$$

Расстояние между полосами сетки принимается: $l_{II-II} = 3$ м.

Тогда общая длина полос в сетке, м:

$$L_{\Gamma} = (A + 2 \cdot 1,5) \cdot \frac{(B + 2 \cdot 1,5)}{a_2} + \frac{(A + 2 \cdot 1,5)}{a_2} \cdot (B + 2 \cdot 1,5), \quad \text{м}, \quad (88)$$

$$L_{\Gamma} = (39 + 2 \cdot 1,5) \cdot \frac{(36 + 2 \cdot 1,5)}{6} + \frac{(39 + 2 \cdot 1,5)}{6} \cdot (36 + 2 \cdot 1,5) = 546$$

Уточняется длина горизонтальных полос при представлении площади подстанции квадратичной моделью со стороной \sqrt{S} .

В этом случае число ячеек:

$$m = \frac{L_{\Gamma}}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1, \quad \text{шт}, \quad (89)$$

$$m = \frac{546}{2 \cdot \sqrt{1638}} - 1 = 5,745$$

Принимается $m = 6$

Длина стороны ячейки, м:

$$L_{\text{я}} = \frac{\sqrt{S}}{m}, \quad \text{м}, \quad (90)$$

$$L_{\text{я}} = \frac{\sqrt{S}}{m} = \frac{\sqrt{1638}}{6} = 6,56 \cdot 6,75 \text{ м}$$

Длина горизонтальных полос в расчетной модели, м:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1), \quad \text{м}, \quad (91)$$

$$L = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1) = 2 \cdot \sqrt{1638} \cdot (6 + 1) = 566,6 \text{ м}$$

Определяется количество вертикальных и горизонтальных электродов.

Принимается:

$$L_B = 4 \text{ м-длина вертикального электрода;}$$

a - расстояние между вертикальными электродами определяется как

$$a = 2 \cdot a_z = 2 \cdot 6 = 12$$

Тогда количество вертикальных электродов:

$$n'_s = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a}, \quad \text{шт}, \quad (92)$$

$$n'_s = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a} = \frac{4 \cdot \sqrt{1638}}{12} = 13,49 \text{ м}$$

Принимается $n_B = 14$

Количество горизонтальных электродов по стороне. А и по стороне. В:

Количество горизонтальных полос по стороне А

$$n_2 = \frac{(A + 2 \cdot 1,5)}{a_2}, \quad \text{шт}, \quad (93)$$

$$n_2 = \frac{(A + 2 \cdot 1,5)}{a_2} = \frac{(39 + 2 \cdot 1,5)}{6} = 7$$

Принимаем равной 7

Количество горизонтальных полос по стороне В

$$n_2 = \frac{(B + 2 \cdot 1,5)}{a_2}, \quad \text{шт}, \quad (94)$$

$$\frac{(B + 2 \cdot 1,5)}{a_2} = \frac{(36 + 2 \cdot 1,5)}{6} = 6,5$$

Принимаем равным 6.

Общее количество горизонтальных электродов: $n_2 = 13$

Определяется стационарное сопротивление заземлителя для обоих слоев грунта., Ом:

Из справочника [13] находится величина коэффициента A' после чего определяется стационарное сопротивление заземлителя в обоих слоях

$$A' = 0,315;$$

$$R_s = \rho_{\text{эк}} \cdot \left(\frac{A'}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_g \cdot L_g} \right), \quad \text{Ом}, \quad (95)$$

$$R_{1s} = \rho_{1\text{эк}} \cdot \left(\frac{A'}{\sqrt{S}} + \frac{l}{L + n_g \cdot L_g} \right) = 20 \cdot \left(\frac{0,315}{\sqrt{1638}} + \frac{1}{550,82 + 14 \cdot 4} \right) = 0,19$$

$$R_{2s} = \rho_{2\text{эк}} \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{l}{L + n_g \cdot L_g} \right) = 7 \cdot \left(\frac{0,315}{\sqrt{1638}} + \frac{1}{550,82 + 14 \cdot 4} \right) = 0,07$$

Определяется импульсный коэффициент:

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_{\text{эк}} + 320) \cdot (I_M + 45)}}, \quad (96)$$

$$\alpha_{u1} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_{1\text{эк}} + 320) \cdot (I_M + 45)}} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{1638}}{(20 + 320) \cdot (60 + 45)}} = 1,31$$

$$\alpha_{u2} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_{1\text{эк}} + 320) \cdot (I_M + 45)}} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{1638}}{(7 + 320) \cdot (60 + 45)}} = 1,33$$

Рассчитывается импульсное сопротивление заземлителя, Ом:

$$R_u = \frac{R_{1s} \cdot R_{2s}}{\eta \cdot (R_{2s} \cdot \alpha_{u1} + R_{1s} \cdot \alpha_{u2})}, \quad \text{Ом}, \quad (97)$$

$$R_u = \frac{R_{1s} \cdot R_{2s}}{\eta \cdot (R_{2s} \cdot \alpha_{u1} + R_{1s} \cdot \alpha_{u2})} = \frac{0,11 \cdot 0,04}{0,75 \cdot (0,04 \cdot 1,29 + 0,11 \cdot 1,31)} = 0,004$$

Производится расчет импульсного сопротивления заземлителя подстанции с учетом двухслойной модели грунта.

Расчет эквивалентного сопротивления первого слоя:

Диаметр вертикального прутка, мм:

$$d_g = 16.$$

Длина вертикального прутка, м:

$$L_6 = 4.$$

Глубина заложения заземлителя, м:

$$h_3 = 0,7,$$

$$h_3 = h_3 + L_6 = 0,7 + 4 = 4,7;$$

$$\rho_3 = \frac{h_3}{\frac{h_1}{\rho_1} + \frac{h_2}{\rho_2}}, \quad (98)$$

$$\rho_3 = \frac{h_3}{\frac{h_1}{\rho_1} + \frac{h_2}{\rho_2}} = \frac{4,7}{\frac{0,7}{20} + \frac{2}{7}} = 14,65.$$

Толщина второго слоя эквивалентной расчетной модели определяется расчетной глубиной $H_{расч}$:

$$H_{расч} = 1,4 \cdot L_6 = 1,4 \cdot 4 = 5,6;$$

$$\rho_{23} = \frac{h_1 \cdot \rho_1 + h_2 \cdot \rho_2}{H_{расч} - h_{13}}, \quad (99)$$

$$\rho_{23} = \frac{h_1 \cdot \rho_1 + h_2 \cdot \rho_2}{H_{расч} - h_{13}} = \frac{0,7 \cdot 20 + 2 \cdot 7}{5,6 - 4,7} = 31,11.$$

Определяется эквивалентное удельное сопротивление грунта, Ом м:

$$\frac{h_{1з} - h_3}{L_B} = \frac{4,7 - 0,7}{4} = 1;$$

$$\frac{\rho_{1з}}{\rho_{2з}} = \frac{14,65}{31,11} = 0,47;$$

$$\rho_{экв} = 0,6 \cdot \rho_{2з} = 0,6 \cdot 31,11 = 18,67.$$

Определяется стационарное сопротивление одного вертикального электрода, Ом:

$$R_{экв} = \frac{\rho_{экв}}{2 \cdot \pi \cdot L_г} \cdot \ln \left(\frac{4 \cdot L_г \cdot (2 \cdot h_3 + L_г)}{d_г \cdot (4 \cdot h_3 + L_г)} \right), \quad \text{Ом} \quad (100)$$

$$R_{экв} = \frac{\rho_{экв}}{2 \cdot \pi \cdot L_г} \cdot \ln \left(\frac{4 \cdot L_г \cdot (2 \cdot h_3 + L_г)}{d_г \cdot (4 \cdot h_3 + L_г)} \right) = \frac{18,64}{2 \cdot 3,14 \cdot 4} \cdot \ln \left(\frac{4 \cdot 4 \cdot (2 \cdot 0,7 + 4)}{0,02 \cdot (4 \cdot 0,7 + 4)} \right) = 4,96 \text{ Ом}$$

Определяется стационарное сопротивление горизонтального электрода, Ом:

$$R_{эз} = \frac{\rho_{экв}}{\pi \cdot l_2} \cdot \ln \left(\frac{1,5 \cdot l_2}{\sqrt{b \cdot h_3}} \right), \quad \text{Ом}, \quad (101)$$

$$R_{эз} = \frac{\rho_{экв}}{\pi \cdot l_2} \cdot \ln \left(\frac{1,5 \cdot l_2}{\sqrt{b \cdot h_3}} \right) = \frac{18,64}{3,14 \cdot 78,6} \cdot \ln \left(\frac{1,5 \cdot 78,6}{\sqrt{0,03 \cdot 0,7}} \right) = 0,551;$$

$$b = 2 \cdot d = 2 \cdot 0,016 = 0,032.$$

Вычисляется стационарное сопротивление заземлителя, Ом:

$$R = \frac{R_{\text{эб}} \cdot R_{\text{эз}}}{\eta \cdot (R_{\text{эз}} \cdot n_{\text{г}} + R_{\text{эб}} \cdot n_{\text{з}})}, \quad \text{Ом}, \quad (102)$$

где $\eta = 0,75$ - коэффициент использования сложного заземлителя

$$R = \frac{R_{\text{экв}} \cdot R_{\text{эз}}}{\eta \cdot (R_{\text{эз}} \cdot n_{\text{г}} + R_{\text{экв}} \cdot n_{\text{з}})} = \frac{4,96 \cdot 0,551}{0,75 \cdot (0,551 \cdot 14 + 4,96 \cdot 13)} = 0,0505 \text{ Ом}$$

Максимально значение тока короткого замыкания на ПС равно 7490 А, тогда проверим значение заземления на допустимую величину:

$$R \leq 250/I,$$

$$0,0422 \leq 250/7490 = 0,033 \text{ Ом}$$

Условие не выполняется, для его обеспечения принимаем число вертикальных электродов равно 85 и пересчитываем сопротивление заземления:

$$R = \frac{R_{\text{экв}} \cdot R_{\text{эз}}}{\eta \cdot (R_{\text{эз}} \cdot n_{\text{г}} + R_{\text{экв}} \cdot n_{\text{з}})} = \frac{4,96 \cdot 0,551}{0,75 \cdot (0,551 \cdot 85 + 4,96 \cdot 13)} = 0,0327 \text{ Ом}$$

8 РАСЧЕТ МОЛНИЕЗАЩИТЫ

8.1 Общие положения

Выбор типа и высоты молниеотводов производится, исходя из значений требуемой надежности. Объект считается защищенным, если, совокупность всех его молниеотводов обеспечивает надежность защиты не менее $P_3 = 0,99$.

Во всех случаях система защиты от прямых ударов молнии выбирается так, чтобы максимально использовались естественные молниеотводы, а если обеспечиваемая ими защищенность недостаточна - в комбинации со специально установленными молниеотводами [9].

Если защита объекта обеспечивается простейшими молниеотводами (одиночным стержневым, одиночным тросовым, двойным стержневым, двойным тросовым, замкнутым тросовым) размеры молниеотводов можно определять, пользуясь заданными зонами защиты.

Для защиты от прямого удара молнии применяются стержневые молниеотводы.

Была просчитана зона защиты КТПБ-110/10 кВ.

Объекты, расположенные на достаточно небольшой территории, защищаются несколькими молниеотводами. При этом для расчета и построения внешних очертаний зоны молниеотводы берут попарно в определенной последовательности.

Рассматриваем равновеликие молниеотводы, с одинаковой высотой.

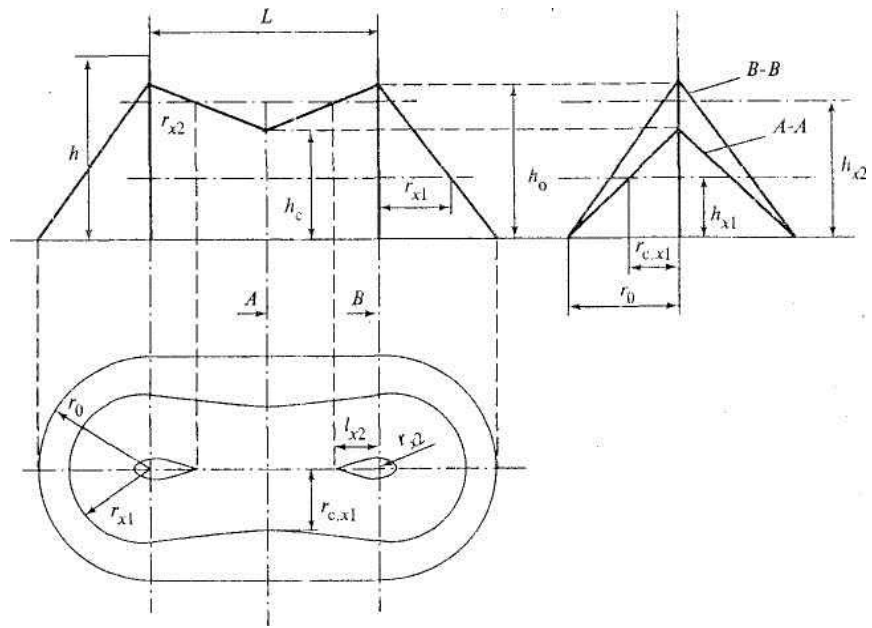


Рисунок 2 – Зона защиты двойного стержневого молниеотвода

8.2 Расчет стержневого молниеотвода

Принимаем высоту отдельно стоящего молниеотвода $h = 19$ м.

Высота зоны защиты при высоте МО до 150 м включительно, м:

$$h_{\text{эф}} = 0.85 \cdot h, \quad \text{м}, \quad (103)$$

$$h_{\text{эф}} = 0.85 \cdot h = 0.85 \cdot 19 = 16.5.$$

Радиус зоны защиты на уровне земли, м:

$$r_0 = (1.1 - 0.002 \cdot h) \cdot h, \quad \text{м}, \quad (104)$$

$$r_0 = (1.1 - 0.002 \cdot h) \cdot h = (1.1 - 0.002 \cdot 19) \cdot 19 = 20.2.$$

Высота защищаемого объекта, м:

$$h_x = 11.$$

Радиус зоны защиты на уровне защищаемого объекта, м:

$$r_x = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{эф}}\right), \quad \text{м}, \quad (105)$$

$$r_x = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{эф}}\right) = 20.2 \cdot \left(1 - \frac{11}{16.15}\right) = 6.4.$$

Рассчитываем зону между молниеотводами 1-2

Расстояние между молниеотводами, м:

$$L = 22 \text{ м}$$

Определяется наименьшая высота внутренней зоны:

$$h_{cx} = h_{эф} - (0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h) \cdot (L - h), \quad \text{м}, \quad (106)$$

$$h_{cx} = 16.15 - (0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 19) \cdot (22 - 19) = 15,71.$$

Половина ширины зоны защиты на уровне земли определяется как:

$$r_{c0} = r_0 = 20.2 \text{ м}$$

Определяется радиус внутренней зоны:

$$r_{cx} = r_{c0} \cdot \left(\frac{h_{cx} - h_x}{h_{cx}}\right), \quad \text{м}, \quad (107)$$

$$r_{cx} = r_{c0} \cdot \left(\frac{h_{cx} - h_x}{h_{cx}} \right) = 20.2 \cdot \left(\frac{15,71 - 11}{15,71} \right) = 6,06$$

Аналогично рассчитывается зона защиты на уровне трансформатора. Результаты расчетов сведены в таблицу 24.

$$h_x = 5,3 \text{ м.}$$

$$r_{cx} = r_{c0} \cdot \left(\frac{h_{cx} - h_x}{h_{cx}} \right) = 20,2 \cdot \left(\frac{15,71 - 5,3}{15,71} \right) = 13,39$$

Таблица 24 – Расчет молниезащиты

Высота молниеотвода	19	19
Высота защищаемого объекта, h_x м	5.3	11
Высота зоны защиты, h_0 м	16.5	16.5
Радиус зоны защиты на уровне земли, r_0 м	20.2	20.2
Радиус зоны защиты на уровне защищаемого объекта, r_x м	13	6.4
Расстояние между молниеотводами, L , м	22	22
Максимальная полуширина зоны r_{cx} , м	9,7	6,2
Наименьшую высоту внутренней зоны h_{cx} , м	15,71	15,71
Ширина горизонтального сечения в центре между молниеотводами, r_{cx}	13,39	6,06

9 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

9.1 Дифференциальная токовая защита трансформатора

Продольная дифференциальная токовая защита, действующая без выдержки времени на отключение поврежденного трансформатора от неповрежденной части электрической системы и других электроустановок с помощью выключателей. Такая защита выполняется на трансформаторах мощностью 6,3 МВ·А и более.

Трансформаторы тока для продольной дифференциальной токовой защиты устанавливаются с обеих сторон защищаемого трансформатора. Для двухобмоточных трансформаторов, имеющих схему соединения обмоток Y/Δ , вторичные обмотки трансформаторов тока на стороне высшего напряжения, как правило соединяются в треугольник, а на стороне низшего напряжения в неполную звезду, при этом в дифференциальной цепи устанавливаются два реле.

Продольная дифференциальная токовая защита осуществляется с применением реле тока, обладающих улучшенной отстройкой от бросков намагничивающего тока, переходных и установившихся токов небаланса. Используем защиту микропроцессорную «Сириус-Т» фирмы «Радиус».

Чувствительность дифференциальной защиты проверяется при КЗ на выводах с учетом влияния на ток, протекающий в реле регулирования напряжения (РПН) при работе устройства автоматического регулирования коэффициента трансформации.

Наименьшее значение коэффициента чувствительности – 2.

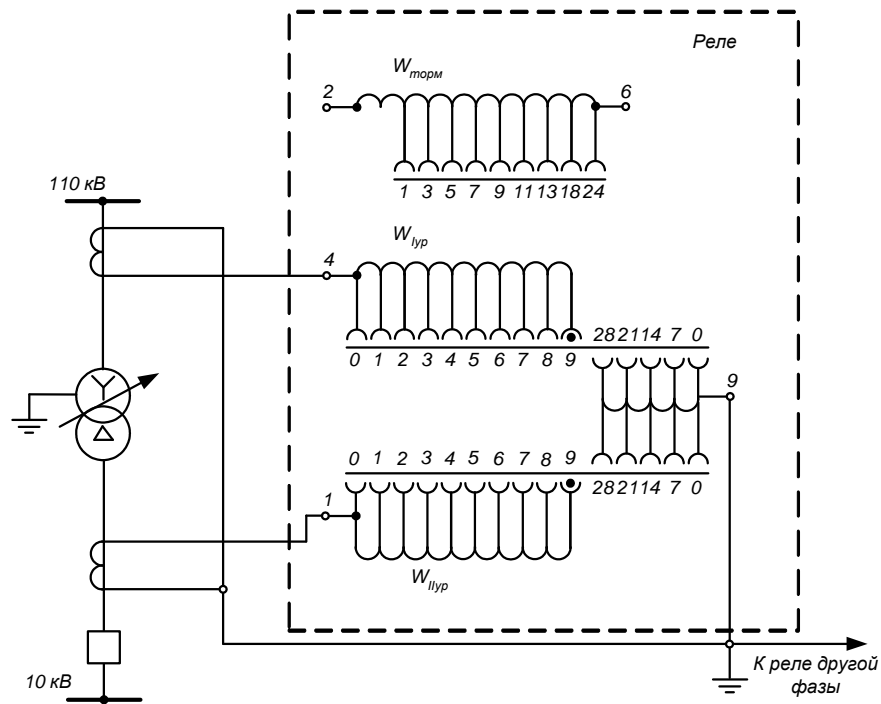


Рисунок 3 – Схема дифференциальной защиты

Защита действует на отключение поврежденного трансформатора. Расчет выполняется в порядке, показанном ниже.

Номинальный ток на рассматриваемой стороне трансформатора (А):

$$I_{T.HOM} = \frac{S_{T.HOM}}{\sqrt{3} \cdot U_{HOM}}, \quad \text{А}, \quad (108)$$

где $S_{T.HOM}$ - номинальная мощность трансформатора (МВА);

U_{HOM} - номинальное напряжение соответствующей обмотки (кВ).

$$I_{T.HOM.BH} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 85,56 \text{ А};$$

$$I_{T.HOM.HH} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 941,5 \text{ А}.$$

Вторичные токи, текущие в плечах дифференциальной защиты, определяются по формуле:

$$I_{ВТОР.i} = \frac{k_{СХ} \cdot I_{Т.НОМ}}{n_{Ti}}, \quad \text{А}, \quad (109)$$

где $k_{СХ}$ - коэффициент схемы соединения вторичных обмоток ТТ (присоединении обмоток в звезду $k_{СХ} = 1$; при соединении обмоток в треугольник $k_{СХ} = \sqrt{3}$;

n_{Ti} - коэффициент трансформации ТТ (200/5 = 40 – ВН, 600/5 = 120 – НН).

$$I_{ВТОР.ВН} = \frac{\sqrt{3} \cdot 85,56}{40} = 3,63 \text{ А};$$

$$I_{ВТОР.НН} = \frac{1 \cdot 941,5}{120} = 7,84 \text{ А}.$$

Ток срабатывания защиты выбирается исходя из двух условий: отстройки от броска тока намагничивания и отстройки от максимального тока небаланса.

Отстройка от броска апериодического тока намагничивания производится по формуле (150):

$$I_{С.З.} = k_H \cdot I_{Т.НОМ}, \quad \text{А}, \quad (110)$$

где $I_{Т.НОМ}$ - номинальный ток силового трансформатора со стороны питания;

k_H - коэффициент надежности (1,1-1,5).

$$I_{С.З.} = 1,5 \cdot 85,56 = 128,34 \text{ А}.$$

Отстройка от максимального тока небаланса:

$$I_{C.3} = k_H \cdot I_{НБ.МАКС}, \quad \text{А}, \quad (111)$$

где k_H - коэффициент надежности (1,3);

$I_{НБ.МАКС}$ - максимальный ток небаланса, определяется по формуле:

$$I_{НБ.МАКС} = I_{НБ}^I + I_{НБ}^{II} + I_{НБ}^{III} + I_{НБ}^{IV}, \quad \text{А}, \quad (112)$$

где $I_{НБ}^I$ - первая составляющая тока небаланса, обусловленная неидентичностью характеристик намагничивания трансформаторов тока;

$I_{НБ}^{II}$ - вторая составляющая тока небаланса, связанная с наличием у силовых трансформаторов устройств РПН;

$I_{НБ}^{III}$ - третья составляющая тока небаланса, появляющаяся при неравенстве вторичных токов в плечах защиты;

$I_{НБ}^{IV}$ - первая составляющая тока небаланса, обусловленная несоответствием расчетных чисел витков обмоток быстро насыщающегося трансформатора установленным.

Первая составляющая тока небаланса:

$$I_{НБ}^I = k_a \cdot k_{одн} \cdot \varepsilon \cdot I_{РАСЧ}^{(3)}, \quad \text{А}, \quad (113)$$

где k_a - коэффициент, учитывающий наличие в токе КЗ апериодической составляющей;

$k_{одн}$ - коэффициент, учитывающий неоднотипность трансформаторов тока в схеме защиты;

ε - погрешность трансформаторов тока, принимается равной 0,1;

$I_{РАСЧ}^{(3)}$ - периодическая слагающая тока внешнего металлического трехфазного КЗ на стороне, противоположной источнику питания.

$$I_{НБ}^I = 1 \cdot 1 \cdot 0,1 \cdot 7490 = 749 \text{ А.}$$

Вторая составляющая тока небаланса

$$I_{НБ}^{II} = \left(\frac{\Delta N_{\alpha} \%}{100} \cdot k_{\text{ток.}\alpha} \right) \cdot I_{РАСЧ}^{(3)}, \quad \text{А,} \quad (114)$$

где $\Delta N_{\alpha} \%$ - пределы регулирования напряжения трансформатора;

$k_{\text{ток.}\alpha}$ - коэффициент токораспределения.

$$I_{НБ}^{II} = \left(\frac{16,02}{100} \cdot 1 \right) \cdot 7490 = 1199,9 \text{ А.}$$

Третья составляющая при использовании дифференциальной защиты с применением токовых реле не учитывается. Четвертую составляющую в первом цикле расчетов не учитывают.

$$I_{С.З.} = 1,3 * (749 + 1199,9) = 2533,6 \text{ А.}$$

Берется большее из двух значений тока срабатывания защиты, т.е. второе значение $I_{С.З.}$.

Ток срабатывания реле:

$$I_{С.Р.} = \frac{k_{СХ} \cdot I_{С.З.}}{n_T} = \frac{1 \cdot 2533,6}{120} = 21,11 \text{ А.}$$

Ток в катушке реле в предположении, что он проходит по трансформаторам тока только на одной из сторон:

$$I_{P.ПОЛН} = \frac{I_{КЗ.НН}^{(2)}}{n_{T.НН}}, \quad \text{А}, \quad (115)$$

где $I_{КЗ.ВН}$ - ток протекающий при указанном повреждении по стороне высшего напряжения трансформатора и приведенный к соответствующей ступени напряжения;

$n_{T.ВН}$ - коэффициент трансформации трансформатора тока, установленного на высшем напряжении.

$$I_{P.ПОЛН} = \frac{6490}{40} = 162,25 \text{ А}.$$

Предварительная проверка на чувствительность:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{P.ПОЛН}}{I_{С.Р.}}, \quad (116)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{162,25}{21,11} = 7,69 \geq 2.$$

9.2 Максимальная токовая защита трансформатора

Селективность действия максимальных токовых защит достигается с помощью выдержки времени.

Исходным для выбора тока срабатывания МТЗ является требование, чтобы она надежно работала при повреждениях на защищаемом участке, но в тоже время не действовала при максимальном рабочем токе нагрузки и кратковременных перегрузках, вызванных пуском и самозапуском электродвигателей, а также нарушением нормального режима электрической сети.

На понижающих двухобмоточных трансформаторах максимальная токовая защита устанавливается со стороны питания и со стороны каждой секции .

Ток срабатывания защиты определяется по формуле (168):

$$I_{C.3.} = \frac{K_H \cdot K_{CAM}}{K_B} \cdot I_{T.HOM.}, \quad \text{А}, \quad (117)$$

где K_H - коэффициент надежности (1.2÷1.3);

K_{CAM} - коэффициент самозапуска (1.5÷2);

K_B - коэффициент возврата для микропроцессорных реле (0,95).

Выбор времени МТЗ определяется по формуле (с):

$$t_{ЗАЩ} = t_{Л} + \Delta t, \quad \text{с}, \quad (118)$$

где $t_{Л}$ - наибольшая выдержка времени защиты присоединения, с которой ведется согласование;

Δt - ступень селективности (0,25-0,3 с).

Для оценки чувствительности защиты определяется коэффициент чувствительности:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{КЗ.МІN}}{I_{C.3.}}, \quad (119)$$

где $I_{КЗ.МІN}$ - ток двухфазного короткого замыкания за трансформатором в минимальном режиме работы сети.

Коэффициент чувствительности должен быть не менее 1,5 при коротком замыкании в основной зоне и не менее 1,2 – при коротком замыкании в зоне резервирования.

Максимальная токовая защита на стороне 110 кВ.

$$I_{C.з.} = \frac{1,3 \cdot 1,5}{0,95} \cdot 85,56 = 175,62 \text{ A.};$$

$$I_{C.P.} = \frac{\sqrt{3} \cdot 175,62}{40} = 7,60 \text{ A};$$

$$K_q = \frac{5910}{175,62} = 33,6 \geq 1,5;$$

$$t_{C.з.} = 0 + 0,3 = 0,3 \text{ с.}$$

Максимальная токовая защита на стороне 10 кВ.

$$I_{C.з.} = \frac{1,3 \cdot 1,5}{0,95} \cdot 941,5 = 1932,55 \text{ A};$$

$$I_{C.P.} = \frac{1 \cdot 1932,55}{120} = 27,89 \text{ A};$$

$$K_q = \frac{6490}{175,62} = 36,95 \geq 1,5;$$

$$t_{C.з.} = 0 + 0,3 = 0,3 \text{ с.}$$

В представленном выше расчете видно, что максимальная токовая защита удовлетворяет условиям чувствительности.

9.3. Защита трансформатора от перегрузок

Защита от перегрузки трансформатора – на трансформаторах, находящихся под наблюдением оперативного персонала, защита от перегрузки выполняется действующей на сигнал посредством одного токового реле. Чтобы избежать излишних сигналов при КЗ и кратковременных перегрузках, в схеме релейной защиты предусматривается реле времени, обмотка которого должна быть рассчитана на длительное прохождение тока [36].

Защита от перегрузок устанавливается со стороны питания с одним токовым реле, включенным на ток любой фазы.

Ток срабатывания защиты равен (А):

$$I_{C.З.} = \frac{K_H}{K_B} \cdot I_{T.НОМ}, \quad \text{А}, \quad (120)$$

где K_H - коэффициент надежности (1,05).

Вторичный ток срабатывания защиты равен (А):

$$I_{C.Р.} = k_{CX} \cdot \frac{I_{C.З.}}{n_T}, \quad \text{А}, \quad (121)$$

Производится расчет защиты от перегрузок.

$$I_{C.З.} = \frac{1,05}{0,95} \cdot 85,56 = 94,57 \text{ А};$$

$$I_{C.Р.} = \frac{\sqrt{3} \cdot 94,57}{40} = 4,10.$$

По найденному току срабатывания реле выставляем уставки защиты «Сириус-Т» время срабатывания защиты принимается равным $t_{с.з.} = 9$ с.

9.4. Газовая защита трансформатора

Основным элементом газовой защиты является газовое реле KSG, устанавливаемое в маслопроводе между баком и расширителем. Устанавливаем на трансформатор реле РГЧЗ-66 с чашкообразными элементами.

В стране широко используется газовое реле с двумя шарообразными пластмассовыми поплавками типа BF80/Q. Реле имеет некоторые конструктивные особенности. Однако принцип действия его такой же, как и других газовых реле.

Достоинства газовой защиты: высокая чувствительность и реагирование практически на все виды повреждения внутри бака; сравнительно небольшое время срабатывания; простота выполнения, а также способность защищать трансформатор при недопустимом понижении уровня масла по любым причинам. Наряду с ним защита имеет ряд существенных недостатков, основной из которых – нереагирование ее на повреждения, расположенные вне бака, в зоне между трансформатором и выключателями. Защита может подействовать ложно при попадании воздуха в бак трансформатора, что может быть, например, при доливке масла, после ремонта системы охлаждения и др. Возможны также ложные срабатывания защиты на трансформаторах, установленных в районах, подверженных землетрясениям. В таких случаях допускается возможность перевода действия отключающего элемента на сигнал. В связи с этим газовую защиту нельзя использовать в качестве единственной защиты трансформатора от внутренних повреждений.

9.5. Автоматический ввод резерва

В дипломном проекте предусматривается устройства автоматического ввода резерва (АВР), которое устанавливают на подстанциях.

Назначение устройства АВР является осуществление возможно быстрого автоматического переключения на резервное питание потребителей, обесточенных в результате повреждения или самопроизвольного отключения

рабочего источника электроснабжения, что обеспечивает минимальные нарушения и потери в технологическом процессе.

Включение резервного источника питания на поврежденной секции сборных шин КРУ, как правило, не допускается во избежание увеличения объемов разрушений, вызванных КЗ, и аварийного снижения напряжения потребителей, электрически связанных с резервным источником. Действие АВР не должно приводить к недопустимой перегрузке резервного источника как в последующем установившемся режиме, так и в процессе самозапуска потерявших питание электродвигателей потребителя.

Схемы АВР должны:

- обеспечивать, возможно, раннее выявление отказа рабочего источника питания;
- действовать согласованно с другими устройствами автоматически (АПВ, АЧР) в интересах возможно полного сохранения технологического процесса;
- не допускать включения резервного источника на КЗ;
- исключать недопустимые несинхронные включения потерявших питание синхронных электродвигателей на сеть резервного источника;
- не допускать подключения потребителей к резервному источнику, напряжение на котором понижено.
- Выключатели, включаемые устройствами АВР, должны иметь контроль исправности цепи включения.

9.6 Автоматическое повторное включение

Устройство автоматического повторного включения предусматривается на выключателях всех воздушных и кабельно-воздушных линий электропередачи, сборных шинах подстанций, если эти шины не являются элементом КРУ, понижающих трансформаторов однострансформаторных ГПП.

Эффективно сочетание АПВ линий электропередачи с неселективными быстродействующими защитами линий для направления их неселективного действия при повреждениях вне линии и с устройствами автоматической

частотной разгрузки.

Требования к устройству АПВ. Автоматическое повторное отключение выключателя должно осуществляться после неоперативного отключения выключателя, за исключением случая включения от релейной защиты присоединения, на котором установлено устройство АПВ, непосредственно после включения выключателя оперативным персоналом или средствами телеуправления, после действия защит от внутренних повреждений трансформаторов или устройств противоаварийной системы автоматики. Время действия t АПВ должно быть не меньше необходимого для полной деионизации среды в месте КЗ и для подготовки привода выключателя к повторному включению, должно быть согласовано с временем работы других устройств автоматики (например, АВР), защиты, учитывать возможности источников оперативного тока по питанию электромагнитов включения выключателей, одновременно включаемых от АПВ. Характеристики выходного импульса устройств АПВ должны обеспечивать надежное одно или двукратное (в зависимости от требований) включение выключателя. Устройства АПВ должны допускать блокирование их действия во всех необходимых случаях.

9.7 Автоматическая частотная разгрузка

Устройства автоматической частотной разгрузки предусматриваются на подстанциях и РП промышленных предприятий для отключения части электроприемников при возникновении в питающей энергосистеме дефицита активной мощности, сопровождающегося снижением частоты, в целях сохранения генерирующих источников и возможно быстрой ликвидации аварии.

Министерством энергетики и электрификации установлены три категории частотной разгрузки:

АЧР1 – быстродействующая, с временем действия 0,25 – 0,3 с, имеющая в пределах энергосистемы и отдельных ее узлов различные уставки по частоте срабатывания и предназначенная для прекращения снижения частоты до опасного уровня (47 Гц).

АЧР2 – с общей уставкой по частоте и различными уставками по времени,

предназначенная для подъема частоты после действия АЧР1 и для предотвращения ее «зависания» на уровне ниже 49 Гц. Единая уставка на частоте обычно принимается равной верхней уставке АЧР1 или на 0,5 Гц больше.

Третья категория – дополнительная, действующая при возникновении глубинного местного дефицита активной мощности, например, при отделении, от энергосистемы энергоемкого потребителя, питаемого местной энергостанцией небольшой мощности, и предназначенная для ускорения и увеличения объема частотной разгрузки.

В ряде случаев используется совмещение различных категорий АЧР, когда АЧР1 и АЧР2 действуют на отключение одних и тех же потребителей.

10 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

10.1 Безопасность проекта

В данном дипломном проекте рассматривается реконструкция системы электроснабжения металлургического завода «Амурметалл» в городе Комсомольск на Амуре.

1. Общие требования при производстве монтажных и наладочных работ.

В работы по монтажу входят монтаж блоков и устройств из отдельных элементов, сборка и установка их, монтаж сигнализации и управления, контрольных кабелей, выполнение соединений между смонтированными элементами, проведение пусконаладочных работ.

В настоящее время выпускаются КРУ, панели щитов управления, релейной защиты, щитов постоянного и переменного тока. В результате этого значительно сократились сроки монтажа устройств вторичной коммутации непосредственно на монтируемом объекте и улучшилось качество выполняемых работ.

При большом объеме работ, например, при монтаже щитов управления, релейных и автоматики, эти работы выполняют бригады, составленные исключительно из электромонтажников по вторичным цепям.

При организации работ по монтажу устройств вторичной коммутации следует обеспечить электромонтажников соответствующей технической документацией, материалами, инструментом, спец. инвентарем, принять меры к соблюдению требований безопасности труда. Техническая документация должна включать принципиальные схемы первичных соединений монтируемой электроустановки, принципиальные схемы соединения (монтажные) и подключения (внешних соединений) вторичных цепей, планы щитов, чертежи вида панелей, планы расположения шин управления сигнализации, кабельные журналы, чертежи раскладки кабелей, заводские чертежи и инструкции на монтируемые аппараты и приборы.

При выполнении работ по монтажу, необходимо строго соблюдать основные требования, изложенные в СНиП «Техника безопасности в строительстве», «ПТБ при электромонтажных и наладочных работах».

Ответственность за соблюдение требований ПТБ и выполнение мероприятий по ТБ и противопожарной безопасности, а также производственной санитарии несут производитель работ в пределах руководимых ими объектов и мастера в пределах участков работ.

Все монтажные работы необходимо производить в недействующих установках. При монтаже в действующих электроустановках производитель работ должен обеспечить безопасность их ведения: произвести необходимые отключения, наложить переносное защитное заземление, выставить ограждения, вывесить предупреждающие и запрещающие плакаты на ограждениях и разрешающие на месте работ, снабдить работающих индивидуальными защитными средствами (диэлектрическими перчатками, калошами, ковриками и т.д.). Работать на частях, находящихся под напряжением, категорически запрещается. Электромонтажник обязан пользоваться только исправным инструментом, ручки которого должны иметь изолирующие рукоятки.

Рабочие места следует оснастить противопожарными средствами. На месте работ должна быть аптечка с наборами медикаментов, необходимых для оказания первой помощи.

По окончании работ надо: привести в порядок рабочее место, удалить остатки материалов, посторонние предметы, обрезки проводов и изоляции; убрать инструмент и защитные средства на место их хранения, предварительно осмотрев и очистив их от загрязнений; вывести использованный обтирочный материал из помещения, где производились работы, в специально отведенное место; снять (после получения указания от производителя работ) вывешенные плакаты и покинуть помещение, где выполнялись работы.

2. Техника безопасности при работе на коммутационных аппаратах и в комплектных распределительных устройствах

Перед допуском к работе на коммутационных аппаратах с дистанционным управлением должны быть:

- отключены вспомогательные цепи (управления, сигнализации, подогрева и прочие) и силовые цепи привода;
- закрыты задвижки на трубопроводе подачи воздуха и бак выключателей или на пневматические приводы и выпущен в атмосферу имеющийся в них воздух, при этом спускные пробки (клапаны) оставляются в открытом положении;
- приведены в нерабочее положение выключающий груз или выключающие пружины;
- вывешены плакаты «Не включать! Работают люди» на ключах дистанционного управления и «Не открывать! Работают люди» на закрытых задвижках.

Для пробных включений и отключений коммутационного аппарата при его наладке и регулировке допускается временное включение вспомогательных цепей и силовых цепей привода, а также подача воздуха и на привод, и на выключатель. При этом должны быть сняты плакаты «Не включать! Работают люди» и «Не открывать! Работают люди».

С разрешения дежурного работник, ведущий наладку и регулировку, может дистанционно включать и отключать коммутационный аппарат для опробования. В электроустановках без местного дежурного персонала такого разрешения не требуется.

При работе в отсеке шкафов КРУ тележку с оборудованием необходимо выкатить, шторку отсека, в котором токоведущие части остались под напряжением, запереть на замок и вывесить плакат «Стой! Напряжение»; в отсеке, где предстоит работать, вывесить плакат «Работать здесь».

При работах вне КРУ на подключенном к ним оборудовании или на отходящих ВЛ или КЛ тележку с выключателем необходимо выкатить из шкафа,

шторку или дверцы запереть на замок и на них вывесить плакат «Не включать! Работают люди» или «Не включать! Работа на линии».

При этом допускается:

— устанавливать тележку в контрольное положение при наличии блокировки между заземляющими ножами и тележкой с выключателем после включения этих ножей;

— при отсутствии такой блокировки или заземляющих ножей в шкафах КРУ устанавливать тележку в промежуточное положение между контрольным и выкачанным при условии запираания ее на замок. Тележка может быть установлена в промежуточное положение независимо от наличия заземления на присоединении.

Устанавливать в контрольное положение тележку с выключателем для опробования и работы в целях управления и защиты разрешается в тех случаях, когда работы вне КРУ на отходящих ВЛ и КЛ или на подключенном к ним оборудовании, включая механизмы, соединенные с электродвигателями, не проводятся или выполнено заземление в шкафу КРУ.

10.2 Экологичность проекта

1. Возгорание масла

Особенности данной подстанции и характер сооружений требуют при проектировании принятия мер по защите оборудования при пожаре.

Это относится к силовым трансформаторам, к масляным выключателям, складам масла и т.д. При пожаре может возникнуть утечка масла, что негативно сказывается на окружающей среде. Поэтому под силовыми трансформаторами предусматриваются маслостоки и маслоприемники, которые должны содержаться в исправном состоянии для исключения при аварии растекания масла и попадания его в кабельные каналы и другие сооружения.

При эксплуатации маслонаполненных трансформаторов неизбежны потери масла: протечки через разъемные соединения маслопроводов охладителей, бака и других элементов трансформатора отбор проб, доливка,

сушка и регенерация масла, а также потери масла во время ремонта уплотнений, кранов маслопроводов и охладителей. Эти потери масла могут и должны быть уменьшены путем своевременного устранения протечек и продуманной технологии названных работ, однако полностью исключить их не удастся.

Наибольшее количество масла попадает в стоки при аварийном повреждении бака или масляной системы, когда возможно вытекание всего объема масла, содержащегося в трансформаторе (для крупных трансформаторов до сотни и более тонн). Помимо значительной пожарной опасности стекание этого масла за пределы территории энергообъекта, так же, как и просачивание его в подземные водонасыщенные слои, недопустимо по соображениям охраны окружающей среды.

В нашем случае маслоприемник выполняется без отвода масла так как объём масла в трансформаторе ТДН 16000/110 составляет 10,200 тонн.

После попадания масла и воды в маслоприемник необходима его отчистка, которая производится следующим образом. Водяной самовсасывающий насос при своей работе забирает жидкость из маслосборника, где собирается вода (более легкая масляная фракция вследствие отстоя оказывается в верхних слоях). Загрязненные стоки проходят через фильтр снизу-вверх, при этом масляная фракция задерживается фильтром, а очищенная вода сбрасывается в ливневую канализацию. Для фильтра рекомендуется эластичный пенополиуретан, который можно многократно использовать.

Масляная фаза эмульсии, сепарирующаяся при отстое в верхнем слое содержимого маслосборника, перекачивается в передвижную емкость насосом, входящим в комплект этой емкости или временно устанавливаемым рядом с ней, и вывозится для последующего хозяйственного использования.

Отметим, что для исключения перекачки водяным насосом неотстоявшейся водомасляной эмульсии, образовавшейся в ходе

пожаротушения, автоматика запуска водяного насоса при повреждении трансформатора выводится из действия. На трансформаторах, снабженных установками автоматического пожаротушения, функцию блокировки запуска водяного насоса выполняет автоматика пожаротушения, на остальных трансформаторах газовая защита.

По истечении времени, необходимого для отстоя водомасляной эмульсии, водяной насос маслоприемника включается вручную, после чего вновь вводится в действие его автоматика (таким образом, остановка насоса по завершении откачки воды произойдет автоматически). В пределах бортовых сооружений маслоприемника гравийная засыпка должна содержаться в чистом состоянии. Бортовые ограждения маслоприемных устройств должны выполняться по всему периметру гравийной засыпки. В местах выкатки трансформаторов ограждение должно предотвращать растекание масла и выполняться из материала, легко убираемого при ремонтах с последующим восстановлением его целостности.

Вводы кабельных линий в шкафах управления, защиты и автоматики должны быть тщательно уплотнены водостойким несгораемым материалом.

При обнаружении свежих капель масла на гравийной засыпке или маслоприемнике немедленно должны быть приняты меры по выявлению источников их появления и предотвращению новых поступлений с соблюдением мер безопасности на работающем маслonaполненном оборудовании.

При пожаре на трансформаторе запрещается сливать масло из корпуса, т.к. это может привести к распространению огня [20].

2. Расчет маслоприемника

Ниже приведен расчет маслоприемника для трансформатора ТДН-16000/110

На ГПП установлен маслonaполненный силовой трансформатор. Масса трансформаторного масла в трансформаторе (М) равна 10,200 тонн. Габариты трансформатора (А·В·Н) (6·3,5·5,5).

Согласно ПУЭ п. 4.2.69 габариты маслоприемника должны выступать за габариты единичного эл. оборудования (Δ):

Для данной марки трансформатора выступ за габариты составляет 1,5 м т.к. масса трансформаторного масла согласно ПУЭ находится в интервале 10-50 т.

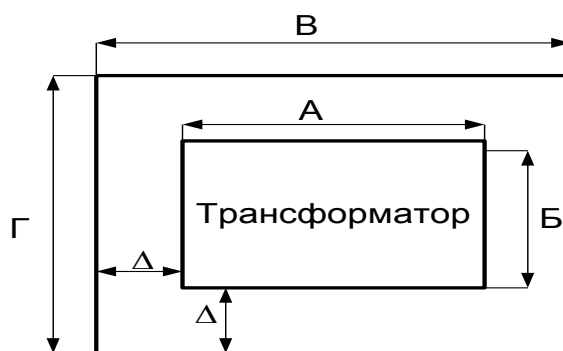


Рисунок 4 – Схема маслоприемника (вид сверху)

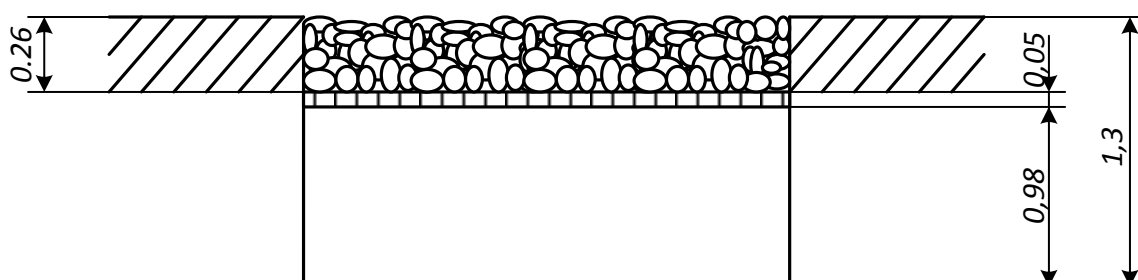


Рисунок 5 – Конструкция маслоприемника

Объем маслоприемника без отвода масла должен быть рассчитан на прием 100% объема масла содержащегося в корпусе трансформатора и 80% воды от средств пожаротушения с интенсивностью $2 \text{ л/с} \cdot \text{м}^2$ в течении 30 минут.

Площадь маслоприемника определяется по формуле, м^2 :

$$S_{\text{мп}} = B \cdot \Gamma, \quad \text{м}^2, \quad (122)$$

Объем маслоприемника определяют, $м^3$:

$$V_{mn} = S_{mn} \cdot H, \quad м^3, \quad (123)$$

Объем трансформаторного масла равен, $м^3$:

$$V_{тр.м} = \frac{M_{тр.м}}{\rho_{тр.м}}, \quad м^3, \quad (124)$$

где $M_{тр.м}$ - масса трансформаторного масла

$\rho_{тр.м}$ - плотность трансформаторного масла

$$\rho_{тр.м} = 880 \frac{кг}{м^3}.$$

Объем маслоприемника должен быть равным как минимум объему трансформаторного масла:

$$V_{mn} = V_{тр.м}.$$

Отсюда можно выразить необходимую высоту маслоприемника, м:

$$S_{mn} \cdot H = \frac{M_{тр.м}}{\rho_{тр.м}}, \quad (125)$$

$$H = \frac{M_{тр.м}}{\rho_{тр.м} \cdot S_{mn}}, \quad м, \quad (126)$$

Определим габариты В и Г трансформатора м:

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

$$Г = B + 2 \cdot \Delta, \quad \text{м}, \quad (128)$$

$$B = A + 2 \cdot \Delta = 6 + 2 \cdot 1,5 = 9 \text{ м};$$

$$Г = B + 2 \cdot \Delta = 3,5 + 2 \cdot 1,5 = 6,5 \text{ м}.$$

Площадь маслоприемника определяем по формуле:

$$S_{\text{мл}} = B \cdot Г = 9 \cdot 6,5 = 58,5 \text{ м}^2.$$

Определим объём воды необходимый для тушения пожара трансформатора:

Нормативный коэффициент, л/см²

$$k_n = 0,2.$$

Нормативное время пожаротушения:

$$t = 30 \text{ мин} = 1800 \text{ сек}.$$

Площадь боковой поверхности трансформатора:

$$S_{\text{б.п.м.}} = 2 \cdot (A + B) \cdot H_T, \quad \text{м}^2, \quad (129)$$

Подставив значения получим м²:

$$S_{\sigma.n.m.} = 2 \cdot (9 + 6,5) \cdot 5,5 = 104,5 \text{ м}^2.$$

Объем воды, м^3 :

$$V_{\text{воды}} = k_n \cdot t \cdot 10^{-3} \cdot (S_{.mn} + S_{\sigma.n.m.}), \quad \text{м}^3, \quad (130)$$

$$V_{\text{воды}} = k_n \cdot t \cdot 10^{-3} \cdot (S_{.mn} + S_{\sigma.n.m.}) = 0,2 \cdot 1800 \cdot 10^{-3} \cdot (58,5 + 104,5) = 58,68 \text{ м}^3.$$

Определим объем трансформаторного масла, м^3 :

$$V_{TM} = \frac{M_{\text{тр.м}}}{\rho_{\text{тр.м}}}, \quad \text{м}^3, \quad (131)$$

$$V_{TM} = \frac{M_{\text{тр.м}}}{\rho_{\text{тр.м}}} = \frac{10200}{880} = 11,591 \text{ м}^3.$$

Определим объем маслоприемника для приема 100 % масла и 80 % воды, м^3 :

$$V_{МП} = V_{TM} + 0,8 \cdot V_{\text{воды}}, \quad (132)$$

$$V_{МП} = V_{TM} + 0,8 \cdot V_{\text{воды}} = 11,591 + 0,8 \cdot 58,68 = 58,535.$$

Определим глубину маслоприемника для приема 100 % масла и 80 % воды, м:

$$h_{МП} = \frac{V_{МП}}{S_{МП}}, \quad \text{м}, \quad (133)$$

$$h_{МП} = \frac{V_{МП}}{S_{МП}} = \frac{58.535}{58.5} = 1.001$$

Определяем глубину маслоприемника.

Согласно ПУЭ толщина гравийной подушки должна быть не меньше 0,25 м, а высота воздушной прослойки не менее 0,05 м.

$$h_2 = 0,25; \quad h_{\text{вп}} = 0,05;$$

$$H_{\text{мп}} = h_{\text{мп}} + h_2 + h_{\text{вп}}, \quad \text{м}, \quad (134)$$

Подставив значения получим, м:

$$H_{\text{мп}} = h_{\text{мп}} + h_2 + h_{\text{вп}} = 1,001 + 0,25 + 0,05 = 1,301.$$

Минимальную высоту маслоприемника примем равной 1,301 м.

10.3 Чрезвычайные ситуации

К чрезвычайным ситуациям, которые могут произойти в распределительном устройстве, можно отнести:

- разрушение опорных колонок разъединителя;
- взрыв трансформатора тока;
- разрушение масляного выключателя;
- пожар кабельных линий;

Для щитового блока основной опасностью также, как и для кабельных туннелей является пожар на щитах управления, релейной защиты и сигнализации.

Все перечисленные факторы могут привести к отказу распределительного устройства и, в худшем случае, гибели людей.

Для недопущения подобных случаев необходима правильная эксплуатация, своевременная диагностика и ремонт оборудования. Для повышения качества ремонтов и обслуживания персонал станции должен самостоятельно повышать свой уровень знаний, периодически повышать квалификацию в учебных заведениях, занятия в которых организуются за счет предприятия, проходить проверку знаний, правил техники безопасности, правил технической эксплуатации, правил пожарной безопасности и других.

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

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

2) старший по смене лично или с помощью дежурного персонала обязан определить место пожара, возможные пути его распространения, угрозу действующему электрооборудованию и участки электрической схемы, оказавшиеся в зоне пожара.

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

4) до прибытия первого пожарного подразделения руководителем тушения пожара является старший по смене энергопредприятия, руководитель

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

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

6) пожарные подразделения могут приступить к тушению пожара после инструктажа, проведенного старшим из технического персонала, и получения от него письменного разрешения на тушение пожара.

7) работа пожарных подразделений при тушении пожара производится с учетом указаний старшего лица технического персонала по соблюдению правил техники безопасности и возможности загорания рядом стоящего оборудования (необходимо согласование действий по расстановке сил и средств пожаротушения).

Недопустимо проникновение личного состава пожарных подразделений за ограждения токоведущих частей, находящихся под напряжением. Также во время пожара необходимо усилить охрану территории и не допускать к месту пожара посторонних лиц

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

Надежная эксплуатация трансформаторов и их пожарная безопасность должна обеспечиваться:

- соблюдением номинальных и допустимых режимов работы в соответствии с ПТЭ;
- соблюдением норм качества масла и, особенно, его изоляционных свойств и температурных режимов;
- содержанием в исправном состоянии устройств охлаждения, регулирования и защиты оборудования;
- качественным выполнением ремонтов основного и вспомогательного оборудования, устройств автоматики и защиты

В кабельных лотках и каналах допускается применение пояса из песка или другого негорючего материала длиной не менее 0.3 м

На подстанциях с постоянным дежурным персоналом первичные средства пожаротушения в помещении ЗРУ должны размещаться у входа.

При возникновении пожара на трансформаторе он должен быть отключен от сети всех напряжений. Персонал должен проконтролировать включение стационарной установки пожаротушения и вызвать пожарную охрану. У трансформаторов открытой установки устанавливаем ящики с песком вместимостью 0,5м³. Противопожарные мероприятия предусматривают наличие на подстанции укомплектованного противопожарного щита. На подстанции имеются в наличии:

Огнетушитель углекислотный ОУЗ-3шт. (помещение ЗРУ).

Порошковый огнетушитель ОПУ-4 шт. (пост управления).

Для помещений (сооружений) с энергетическим оборудованием напряжением до 0,4 кВ, которое не может быть обесточено при пожаре, корректируются или разрабатываются вновь оперативные карточки действий при пожаре. В них указывается:

- расположение не обесточенного оборудования;
- необходимые операции по отключению энергетического оборудования, находящегося в зоне пожара;
- места размещения заземляющих устройств, защитных средств и средств пожаротушения;
- возможные маршруты движения боевых расчетов к месту пожара.

Вводы линий в шкафы управления, защиты и автоматики, а также в разветвительные коробки на трансформаторах должны быть тщательно уплотнены водостойким несгораемым материалом. Все кабельные сооружения должны регулярно осматриваться по графику, утвержденному начальником соответствующего цеха. Все недостатки должны заноситься в оперативный журнал.

Проверка работы стационарной установки пожаротушения и полноты орошения огнетушащим составом трансформатора должна проводиться при возможных технологических их отключениях (на срок 8 часов и более), а также обязательно после проведения ремонтов на этом силовом оборудовании. Результаты опробования записываются в оперативный журнал, а замечания - в журнале (в картотеке) дефектов и неполадок с оборудованием.

В местах установки пожарной техники должны быть оборудованы и обозначены места заземления. Места заземления передвижной пожарной техники определяются специалистами энергетических объектов совместно с представителями пожарной охраны и обозначаются знаком заземления.

На территории ОРУ первичные средства должны размещаться на специальных постах в удобном для персонала месте (в помещениях щитов, в тамбурах камер и т.д.). Поясняющие знаки и надписи, указывающие местоположение средств пожаротушения, должны иметься на тропях обхода территории ОРУ. В местах установки на ОРУ передвижной пожарной техники (в соответствии с оперативным планом пожаротушения) должны быть обозначены и оборудованы места заземления.

Запрещается прокладка проводов и кабелей (за исключением прокладки в стальных трубах) непосредственно по металлическим панелям со сгораемым или трудносгораемым полимерным утеплителем, а также установка электрического оборудования щитов и других аппаратов ближе 1 м от указанных конструкций. В местах прохода (пересечения) различных коммуникаций через указанные панели должны применяться металлические гильзы с обязательным уплотнением несгораемыми материалами. При пересечении этих металлоконструкций трубопроводами с горячим теплоносителем в радиусе не менее 100 мм должна предусматриваться тепловая изоляция из несгораемого утеплителя.

11 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ

Среднегодовые затраты определяются как:

$$Z = E \cdot K + I_{\Sigma}, \quad \text{тыс.руб.}, \quad (135)$$

где K – капиталовложение в рассматриваемый объект за год, тыс.руб;

I_{Σ} – суммарные эксплуатационные издержки, тыс.руб;

E - норматив дисконтирования.

11.1 Расчёт капиталовложений

Капитальные вложения - это расходы необходимые для сооружения электрических сетей, электрических станций и энергообъектов.

Применительно к электрическим сетям капитальные вложения состоят из капитальных вложений на сооружение подстанций ($K_{ПС}$) и капитальных вложений на сооружение линий ($K_{Л}$):

$$K = K_{ПС} + K_{ВЛ} \quad (136)$$

$$K = 1017 + 1404 = 2422 \text{ млн.руб}$$

Капитальные вложения на сооружение подстанций:

$$K_{ПС} = (K_{ПОСТ} + K_{КРУ} + K_{ТР} + K_{КУ}) \cdot K_{П}, \quad (137)$$

где $K_{ПОСТ}$ – постоянная часть затрат;

$K_{ОРУ}$ – затраты на сооружение КРУ;

$K_{ТР}$ – затраты на покупку силовых трансформаторов [5];

$K_{КУ}$ – затраты на компенсирующие устройства.

K_{Π} – переводной индекс от стоимости 1991 г. к стоимости 2019 г., равен 78,8

$K_{\Pi C} = ((610000 \cdot 5 + 780000) + (690000 \cdot 6) + 394800000 + 90000) \cdot 78,8 = 1017 \text{ млн. р}$
уб.

Капитальные вложения на сооружение линий:

$$K_{\text{ВЛ}} = (K_0 \cdot I_{\text{ТР}} + 3_{\text{П}} \cdot I_{\text{ТР}}) \cdot K_{\Pi} \quad (138)$$

где K_0 – удельные затраты на сооружение 1 км линии, руб./км.

$3_{\text{П}}$ – затраты на вырубку просеки

$$K_{\text{ВЛ}} = (13406000 + 4,4 \cdot 312,3) \cdot 78,8 = 1404 \text{ млн.руб.}$$

Расчёт капиталовложений проводили по укрупненным стоимостным показателям. Цены на основное оборудование будем брать на 1991 г. с учетом коэффициента инфляции и районных коэффициентов.

Стоимость трансформаторов берём по укрупнённым стоимостным показателям в зависимости от номинальной мощности, также учтем, что на каждой подстанции установлено два трансформатора. Капиталовложения на сооружения подстанций найдём суммированием всех затрат.

Далее считаем капиталовложения в линиях. Цены на строительство линий берём по укрупнённым стоимостным показателям, на один километр линии, и умножаем на коэффициент инфляции. Цены на линию будут зависеть от сечения проводов и от числа цепей.

11.2 Расчёт эксплуатационных издержек

Эксплуатационные издержки – это расходы необходимые для эксплуатации оборудования, и сетей в течение одного года. Ежегодные издержки на эксплуатацию сети включают в себя:

- издержки на эксплуатацию и ремонт ($I_{Э.Р}$);
- издержки на амортизацию ($I_{АМ}$);
- стоимость потерь электроэнергии ($I_{\Delta W}$).

Издержки на эксплуатацию и ремонт определяются по формуле:

$$I_{Э.Р} = \alpha_{тэоВЛ} \cdot K_{ВЛ} + \alpha_{тэоПС} \cdot K_{ПС}, \quad (139)$$

где $\alpha_{тэоВЛ}$, $\alpha_{тэоПС}$ – нормы ежегодных отчислений на ремонт и эксплуатацию.

Нормы ежегодных отчислений для линий и подстанций будут равны $\alpha_{рэоВЛ} = 0,008$; $\alpha_{рэоПС} = 0,049$ [4].

$$I_{Э.Р} = 0,008 \cdot 1404000000 + 0,049 \cdot 1017000000 = 46236533.4 \text{ руб.}$$

Издержки на амортизацию за рассматриваемый период службы ($T_{СЛ} = 20$ лет), находим по формуле:

$$I_{АМ} = \frac{K}{T_{СЛ}} \quad (140)$$

$$I_{АМ} = \frac{2422}{20} = 1211 \text{ млн.руб.}$$

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

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W}, \quad (141)$$

где ΔW - потери электроэнергии, МВт·ч;

$C_{\Delta W}$ – стоимость потерь 1 кВт·ч электроэнергии, на данный момент времени составляет в кВт – 1,72 руб·кВт/ч

$$I_{\Delta W} = 7538 * 1.72 = 12970 \text{ руб} \cdot \text{кВт/ч}$$

Потери электрической энергии в элементах сети (линии ($\Delta W_{Л}$), трансформаторы ($\Delta W_{ТР}$), компенсирующие устройства ($\Delta W_{КУ}$):

$$\Delta W = \Delta W_{Л} + \Delta W_{ТР} + \Delta W_{КУ} \quad (142)$$

$$\Delta W = 2214 + 5171 + 153,038 = 7538$$

Потери в линиях:

$$\Delta W_{Л} = \sum \frac{(P_{ЭФ}^{з(л)})^2 + (Q_{неск}^{з(л)})^2}{U_{ном}^2} \cdot R \cdot T^{з(л)}, \quad (143)$$

где $P_{СК}^{з(л)}$ – потоки среднеквадратичной активной мощности по линии зимой (летом), МВт;

$Q_{неск}^{з(л)}$ – потоки некомпенсированной реактивной мощности по линии зимой (летом), Мвар;

R – активное сопротивление линии, Ом;

$T^{з(л)}$ – число зимних (летних) часов; $T^з = 4800$ ч., $T^л = 3960$ ч;

Активное сопротивление линии определяется через удельное сопротивление r_0 и длину трассы с учетом числа цепей n :

$$R = \frac{1}{n} \cdot r_0 \cdot l_{ТР}. \quad (144)$$

Потери в силовых трансформаторах:

$$\Delta W_{TP} = \sum \frac{(P_{эф})^2 + (Q_{неск})^2}{U_{ном}^2} \cdot \frac{1}{n} R_{TP} \cdot T_{max} + n \cdot \Delta P_{XX} \cdot T_{год} \quad (145)$$

где $P_{эф}$ – эффективная нагрузка, МВт;

$Q_{неск}$ – некомпенсированная реактивная мощность, Мвар;

R_{TP} – активное сопротивление трансформатора, Ом;

ΔP_{XX} – потери активной мощности в трансформаторе в режиме холостого хода, МВт;

n – количество трансформаторов на подстанции.

Потери в компенсирующих устройствах:

$$\Delta W_{КУ} = \Delta W_{КУ, год} \cdot \sum Q_{КУ} \cdot T_{max} \quad (147)$$

где $\Delta W_{КУ, год}$ – удельные потери в КУ; $\Delta W_{КУ, год} = 0,003$ МВт/Мвар;

$Q_{КУ}$, – мощность КУ, Мвар.

Определяем капитальные вложения (в расчетах используем укрупненные стоимостные показатели).

Расчет капитальных затрат, издержек и среднегодовых расчетов представлен в таблице 25.

Таблица 25 – Техничко-экономические показатели

Показатель	Вариант 4
Капитальные вложения, млн. руб.	2422
Издержки, млн. руб.	182
Суммарные потери, тыс. руб.	7538

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В соответствие с заданием на выпускную квалификационную работу была выполнена реконструкция системы внутреннего электроснабжения металлургического завода Амурсталь города Комсомольск-на Амуре.

В данной работе был выполнен расчёт электрических нагрузок. Был осуществлен выбор количества и типов трансформаторов на цеховых трансформаторных подстанциях, кабельных линий. Для выбора и проверки высоковольтного и низковольтного электрооборудования были произведены расчеты токов короткого замыкания, определены зоны защиты от прямых ударов молнии, разработана релейная защита трансформаторов. Рассмотрены правила техники безопасности при производстве пусконаладочных и монтажных работ; произведен расчет экономической части и дана экономическая оценка проекта.

Работа над работой позволила изучить и проанализировать многие значимые и важные детали по проектированию и реконструкции, планированию и созданию электроснабжения промышленных предприятий. Полученные знания и умения были необходимы при выборе главных факторов и подборе оборудования как на РП, так и ТП. Техничко-экономические показатели также были подробно проанализированы и определены.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Аксенова О.Т. Раздел «Безопасность и Экологичность» в дипломных проектах (работах): учебно-методическое пособие / Аксенова О.Т., А.Б. Булгаков, Е.Ю. Гурова, Т.А. Кардаш - Амурский гос. ун-т – Благовещенск, 1998. – 28 с
- 2 Барыбин, Ю.Г. Справочник по проектированию электрических сетей и оборудованию. / Ю.Г. Барыбин, - М.: «Энергоатомиздат», 1991г. - 464с.
- 3 Беляков, Ю. П. Релейная защита и автоматика электрических систем: учеб. пособие для вузов / Ю. П. Беляков, А. Н. Козлов, Ю. В. Мясоедов. – Благовещенск: Амурский гос. университет, 2005. – 132 с.
- 4 Блок, В. М. Электрические системы и сети / В. М. Блок. – М.: «Высшая школа», 2005. – 430с.
- 5 ГОСТ 28249-93. Короткие замыкания в электроустановках / Минск.: 2005. – 86 с.
- 6 Дьяков, В.И. Типовые расчеты по электрооборудованию. / В.И. Дьяков – М.: «Высшая школа», 2005. – 430с.
- 7 Инструкция по устройству молниезащиты здания, сооружений и промышленных коммуникаций. - М.: Издательство МЭИ, 2004.- 57 с.
- 8 Кабышев, А.В. Низковольтные автоматические выключатели / А.В. Кабышев, Е.В. Тарасов. – Томск: «Томский политехнический ун-т», 2011. – 346 с.
- 9 Конюхова, Е.А. Электроснабжение объектов. учеб. пособие для вузов / М.: «Мастерство» 2002. – 320с.
- 10 Липкин, Б.Ю. Электроснабжение промышленных предприятий и установок. – М. : «Высшая школа», 2010. – 366 с.
- 11 Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / И.П. Крючков, Б.Н. Неклепаев – М.: «Энергоатомиздат», 1989 г. 608 с.

- 12 Ополева, Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения / Г.Н. Ополева. - М. : «ФОРУМ», 2006. – 480 с.
- 13 Правила устройства электроустановок. – 7-е изд., с изм. и доп. – спб. : ДЕАН, 2003. – 928 с.
- 14 Приложение к приказу управления государственного регулирования цен и тарифов Амурской области от 25.12.2013 №289-ПР/Э.
- 15 РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. – М. : 2012. – 151 с.
- 16 РД-153.-34.0-03.301-00. – М.: ЗАО «Энергетические технологии», 2000.-116 с.
- 17 Фёдоров, А.А. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования по электроснабжению промышленных предприятий: учеб. пособие : доп. Мин. высш. и сред. спец. обр. СССР / А. А. Фёдоров, Л. Е. Старкова. - М. : «Энергоатомиздат», 2010. - 368 с.
- 18 Федоров А.А. Основы электроснабжения промышленных предприятий: Учебник для вузов. –4-е изд., перераб. и доп. / А.А. Федоров, Каменева В.В. –М.: «Энергоатомиздат», 1984 г. 472 с.
- 19 Шеховцов, В.П. Расчет и проектирование схем электроснабжения: методическое пособие для курсового проектирования / В.П. Шеховцов. – М. : ФОРУМ, 20012. – 214 с.
- 20 Электротехнический справочник т. 3 кн. 1 под ред. Герасимова В.Г., М.: «Энергоатомиздат», 2002. – 964 с.