

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования «Южно-Уральский государственный университет
(национальный исследовательский университет)»
Факультет «Энергетический»

Кафедра «Электрические станции, сети и системы электроснабжения»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ
Заведующий кафедрой ЭССиСЭ

_____ И.М. Кирпичникова
(подпись)

«_____» _____ 2020 г.

Электроснабжение группы цехов Ремонтно-
механического завода

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ
ЮУрГУ – 13.03.02.2020.218.00.00 ПЗ ВКР

Консультант по релейной защите
К.т.н., доцент

_____ А.М. Ершов
«_____» _____ 2020 г.

Руководитель проекта
К.т.н., доцент

_____ М.А. Дзюба
«_____» _____ 2020 г.

Консультант по БЖД
К.т.н., доцент

_____ И.В. Скуртова
«_____» _____ 2020 г.

Автор проекта
Студент группы П - 473

 _____ А.А. ТИХОНОВ
« 02 » _____ ИЮЛЯ 2020 г.

Нормоконтролер
К.т.н., доцент

_____ М.А. Дзюба
«_____» _____ 2020 г.

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования «Южно-Уральский государственный университет
(национальный исследовательский университет)»
Факультет «Энергетический»

Кафедра «Электрические станции, сети и системы электроснабжения»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ
Заведующий кафедрой ЭССиСЭ

_____ И.М. Кирпичникова
(подпись)

«_____» _____ 2020 г.

Электроснабжение группы цехов Ремонтно-
механического завода

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ
ЮУрГУ – 13.03.02.2020.218.00.00 ПЗ ВКР

Консультант по релейной защите
К.т.н., доцент

_____ А.М. Ершов
«_____» _____ 2020 г.

Руководитель проекта
К.т.н., доцент

_____ М.А. Дзюба
«_____» _____ 2020 г.

Консультант по БЖД
К.т.н., доцент

_____ И.В. Скуртова
«_____» _____ 2020 г.

Автор проекта
Студент группы П - 473

_____ А.А. Тихонов
«_____» _____ 2020 г.

Нормоконтролер
К.т.н., доцент

_____ М.А. Дзюба
«_____» _____ 2020 г.

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования «Южно-Уральский государственный университет
(национальный исследовательский университет)»

Энергетический факультет

Кафедра электрических станций, сетей и систем электроснабжения
Направление подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

УТВЕРЖДАЮ

Заведующая кафедрой ЭССиСЭ

И.М. Кирпичникова

(подпись)

« _____ » _____ 20__ г.

ЗАДАНИЕ

на выпускную квалификационную работу студента

Тихонова Александра Александровича

Группа П - 473

Тема проекта

Электроснабжение группы цехов Ремонтно-механического завода

утверждена приказом по университету от 24 апреля 2020г. № 627

Срок сдачи студентом законченной работы 8 июня 2020 г.

1. Исходные данные к работе из базы данных Кафедры
2. Содержание расчетно-пояснительной записки
 1. Аннотация
 2. Введение
 3. Технический паспорт проекта
 4. Краткое описание объекта электроснабжения
 5. Сравнение передовых отечественных и зарубежных технологий
 6. Расчет электрических нагрузок по предприятию и данных картограммы
 7. Выбор и обоснование типа, числа и мощности трансформаторов цеховых ТП предприятия
 8. Выбор и обоснование типа, числа и мощности трансформаторов ГПП
 9. Выбор схемы и напряжения внешнего электроснабжения предприятия
 10. Выбор напряжения и схемы внутреннего электроснабжения, расчет питающих линий
 11. Техничко-экономическое обоснование схемы питания ТП1, ТП4, ТП5, ТП7
 12. Расчет токов короткого замыкания и выбор электрических аппаратов

13. Компенсация реактивной мощности
 14. Качество электроэнергии
 15. Релейная защита и автоматика
 16. Охрана труда и техника безопасности жизнедеятельности
 17. Заключение
 18. Библиографический список
- 3 Графическая часть
1. План генеральный
 2. Схема электрическая принципиальная
 3. Чертеж конструктивный ГПП
 4. Плакат демонстрационный релейная защита и автоматика
 5. Плакат демонстрационный БЖД
- 4 Консультанты по работе, с указанием относящихся к ним разделов работы

Раздел	Консультант	Подпись, дата	
		Задание выдал (консультант)	Задание принял (студент)
Релейная защита	А.М. Ершов		
БЖД	И.В. Скуртова		

Руководитель _____ М.А. Дзюба
(подпись) (И.О. Фамилия)

Задание принял к исполнению _____ А.А. Тихонов
(подпись) (И.О. Фамилия)

КАЛЕНДАРНЫЙ ПЛАН

Наименование этапов	Срок выполнения этапов работы	Отметки о выполнении руководителя
Краткое описание объекта электрообеспечения	17.02.2020	
Сравнение передовых отечественных и зарубежных технологий	24.02.2020	

Расчет электрических нагрузок по предприятию и данных картограммы	02.03.2020	
Выбор и обоснование типа, числа и мощности трансформаторов цеховых ТП предприятия	09.03.2020	
Выбор и обоснование типа, числа и мощности трансформаторов ГПП	16.03.2020	
Выбор схемы и напряжения внешнего электроснабжения предприятия	23.03.2020	
Выбор напряжения и схемы внутреннего электроснабжения, расчет питающих линий	30.03.2020	
Технико-экономическое обоснование схемы питания ТП1, ТП4, ТП5, ТП7	06.04.2020	
Расчет токов короткого замыкания и выбор электрических аппаратов	13.04.2020	
Компенсация реактивной мощности	20.04.2020	
Качество электроэнергии	27.04.2020	
Релейная защита и автоматика	04.05.2020	
Охрана труда и техника безопасности жизнедеятельности	11.05.2020	
Введение, технический паспорт проекта	18.05.2020	
Заключение, библиографический список	18.05.2020	
Оформление пояснительной записки	25.05.2020	
Оформление графической части	01.06.2020	
Согласование пояснительной записки и графической части	08.06.2020	

Дата выдачи задания 7 февраля 2020 г.

Заведующая кафедрой _____ И.М. Кирпичникова

Руководитель _____ М. А. Дзюба

Задание принял к исполнению _____ А. А. Тихонов

АННОТАЦИЯ

Тихонов А.А., Электроснабжение
группы цехов ремонтно-механического
завода. – Челябинск: ЮУрГУ, М- с. – 166, ил.- 26,
таблиц- 56, Библиография литературы –
наименований 51, листов чертежей ф.А1- 5 листов.

В выпускной квалификационной работе в ходе выполнения расчетов при проектировании СЭС были определены расчетные нагрузки для ремонтно-механического цеха и для предприятия в целом. Рассмотрен расчет однофазных нагрузок по отделению пропитки рассматриваемого цеха.

Произведено технико-экономическое обоснование схемы внешнего электроснабжения 110 кВ. Проведена проверка трансформаторов ГПП на стойкость к ударным токам нагрузки. Выполнено технико-экономическое сравнение вариантов схемы внутреннего электроснабжения 10 кВ. Произведен расчет токов КЗ. Выбрано оборудование для схем внешнего и внутреннего электроснабжения. Произведен расчет компенсации реактивной мощности. Рассмотрен вопрос показателей качества ЭЭ.

В графической части представлены: генплан завода, схема электроснабжения, конструктивный чертеж подстанции 110/10 и плакаты по релейной защите, безопасности жизнедеятельности.

					13.03.02.2020.218.00.00 ПЗ ВКР									
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Электроснабжение группы цехов Ремонтно-механического завода			Лит.			Лист		Листов	
Разраб.		Тихонов А.А.						В	К	Р	5		166	
Провер.		Дзюба М.А.												
Реценз.														
Н. Контр.		Дзюба М.А.												
Утверд.		Кирпичникова			ФГАОУ ВО "ЮУрГУ (НИУ)"Кафедра ЭССиСЭ									

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	8
ТЕХНИЧЕСКИЙ ПАСПОРТ ОБЪЕКТА	9
1 КРАТКОЕ СОДЕРЖАНИЕ ОБЪЕКТА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ.....	10
2 СРАВНЕНИЕ СОВРЕМЕННЫХ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ЗАРУБЕЖНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ	12
3 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК И ПОСТРОЕНИЕ ЕЁ КАРТОГРАММЫ	
3.1 Расчет электрических нагрузок по ремонтно-механическому цеху	17
3.2 Расчет электрических нагрузок по предприятию	25
3.3 Построение картограммы электрических нагрузок.....	28
4 ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ ТП	31
5 ВЫБОР НАПРЯЖЕНИЯ СХЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ И ТРАНСФОРМАТОРОВ ГЛАВНОЙ ПОНИЗИТЕЛЬНОЙ ПОДСТАНЦИИ	
5.1 Предварительный выбор трансформаторов ГПП	38
5.2 Проверка трансформатора ГПП по стойкости к ударным толчкам тока.....	42
6 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ СХЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ.....	49
7 ВЫБОР ВЕЛИЧИНЫ НАПРЯЖЕНИЯ И СХЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ, РАСЧЕТ ПИТАЮЩИХ ЛИНИЙ	
7.1 Выбор напряжения	60
7.2 Построение схемы электроснабжения 10 кВ	60
7.3 Конструктивное выполнение электрической сети 10 кВ	61
7.4 Расчет питающих линий 10 и 0,4 кВ	61
7.5 Технико-экономическое обоснование схемы внутреннего электроснабжения	63
8 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ И ВЫБОР ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ	
8.1 Расчет токов КЗ в схеме предприятия	68
8.2 Выбор электрооборудования и электрических аппаратов 10 кВ.....	76
8.3 Выбор электрооборудования и электрических аппаратов 0,4 кВ.....	86
9 КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ	
9.1 Составление исходной схемы расчета	88
9.2 Определение расчетных параметров	89
10 ОЦЕНКА ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ	
10.1 Расчет показателей качества напряжения в узлах СЭС	102
10.2 Расчет колебаний напряжения	103
10.3 Несинусоидальность напряжения	107
10.4 Несимметрия напряжения	111
10.5 Провалы напряжения.....	113
10.6 Мероприятия по улучшению качества ЭЭ.....	115

					П-473.13.03.02.2020.218.00.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		6

11 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА МАГИСТРАЛЬНОЙ ЛИНИИ И ТП НА СТОРОНЕ
ВН

11.1 Организация защиты.....125

11.2 Расчет защиты ТП на стороне ВН.....127

11.3 Расчет защиты магистральной линии, питающей ТП.....136

12 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ

12.1 Территория, компоновка и конструктивная часть подстанции.....144

12.2 Электробезопасность.....148

12.3 Расчет освещения ОРУ.....155

12.4 Пожарная безопасность.....156

ЗАКЛЮЧЕНИЕ 162

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК 163

					П-473.13.03.02.2020.218.00.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		7

ВВЕДЕНИЕ

Под электроснабжением согласно ГОСТу 19431-84 понимается обеспечение потребителей электрической энергии.

Системой электроснабжения (СЭС) называют совокупность электроустановок, предназначенных для обеспечения потребителей электрической энергией. Системы электроснабжения промышленных предприятий создаются для обеспечения питания электроэнергией электроприемников предприятия и должны отвечать определенным технико-экономическим требованиям: они должны обладать минимальными затратами при соблюдении всех технических показателей; обеспечивать требуемую надежность электроснабжения и надлежащее качество электрической энергии; быть удобны в эксплуатации и безопасны в обслуживании; иметь достаточную гибкость, позволяющую обеспечивать оптимальные режимы работы как в нормальном, так и в послеаварийном режимах; позволять осуществление реконструкций без существенного удорожания первоначального варианта.

По мере развития электропотребления к системам электроснабжения предъявляются и другие требования, например, возникает необходимость внедрения систем автоматического управления и диагностики СЭС, систем автоматизированного контроля и учета электроэнергии, осуществления в широких масштабах диспетчеризации процессов производства с применением телесигнализации и телеуправления.

Чтобы система электроснабжения удовлетворяла всем предъявляемым к ней требованиям, необходимо при проектировании учитывать большое число различных факторов, то есть использовать системный подход к решению задачи, учитывающий взаимовлияние факторов, и учет их динамичности.

Объектом исследования в представленной работе является ремонтно-механический завод. Предметом исследования – электроснабжение завода.

Целью исследования является разработка проекта системы электроснабжения в соответствии с актуальной мощностью.

В соответствии с поставленной целью определены следующие задачи:

- расчет мощности силового оборудования завода;
- выбор силовых трансформаторов;
- выбран более экономичный и технически выгодный вариант, обеспечивающий надежное электроснабжение группы цехов;
- расчет компенсации реактивной мощности, качества напряжения и релейной защиты;

Для решения поставленных задач работа разделена на тринадцать разделов.

					П-473.13.03.02.2020.218.00.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		8

ТЕХНИЧЕСКИЙ ПАСПОРТ ПРОЕКТА

Завод расположен на Южном Урале (Челябэнерго)

Суммарная установленная мощность электроприемников предприятия напряжением ниже 1 кВ: 13395,2 кВт

Суммарная установленная мощность электроприемников предприятия напряжением выше 1 кВ: 11390 кВт

Категория основных потребителей по надежности электроснабжения: потребители 1, 2 и 3 категорий.

Полная расчетная мощность на шинах главной понизительной подстанции: 15922,00 кВА

5 Коэффициент реактивной мощности: естественный $\text{tg}\varphi = 0,5$, расчетный $\text{tg}\varphi = 0,42$

Напряжение внешнего электроснабжения: 110 кВ

Мощность короткого замыкания в точке присоединения к энергосистеме: 2700 МВА

Расстояние от предприятия до питающей подстанции энергосистемы: $l=14,0$ км питающая линия 110 кВ выполнена проводами марки ; АС70/11

Количество, тип и мощность трансформаторов главной понизительной подстанции: 2хТДН 16000-110/10

Напряжение внутреннего электроснабжения предприятия: 10 кВ

На территории устанавливаются комплектные трансформаторные подстанции с трансформаторами типа:

- ТМГ-400-10/0,4
- ТМГ-630-10/0,4
- ТМГ-1000-10/0,4

Линии питания ТП 10 кВ выполнены кабелем марки ААШв а линии питания низковольтных РП выполнены кабелем марки АВБбШв

					П-473.13.03.02.2020.218.00.00 ПЗ ВКР	Лист
						9
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1 КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ ОБЪЕКТА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Завод специализируется на высококачественной обработке металла и изготовлении деталей и металлических конструкций. Технологический процесс изготовления продукции на предприятии состоит из нескольких этапов:

Лазерная резка металла. С помощью лазерной резки можно получать сложноконтурные детали с точностью 0,05—0,10 мм из листового металла максимального размера 1500 x 4000 мм и толщиной:

- до 20 мм — углеродистая сталь;
- до 10 мм — нержавеющая сталь;
- до 6 мм — алюминий.

Высокоточная гибка на прессах с программным управлением. Гибка заготовок осуществляется на итальянском листогибочном оборудовании, которое обеспечивает высокоточную обработку деталей с большой производительностью. Применение гибки при конструировании позволяет сократить количество сварных швов.

Параметры заготовок:

- ширина до 4000 мм;
- толщина до 12 мм.

Вальцовка. Вальцевание производится на четырехвалковом итальянском вальцовочном станке с программным управлением. Оборудование укомплектовано приспособлением для конического вальцевания, конструкция станка позволяет исключить прямые участки на заготовке при вальцевании.

Параметры:

- ширина до 2600 мм;
- толщина до 20 мм;
- минимальный диаметр 220 мм.

Токарно-фрезерная обработка. Токарно-фрезерная обработка позволяет выполнять все операции, характерные для черновой и чистовой обработки заготовок деталей с высокой точностью. Современные токарно-фрезерные обрабатывающие центры с ЧПУ позволяют обрабатывать детали за одну установку, в том числе с использованием противопинделя. Отдельный фрезерный станок с ЧПУ осуществляет 3-х осевую обработку поверхности заготовок.

Роботизированная сварка. По сравнению с ручной сваркой производительность труда с использованием роботизированной сварочной установки увеличивается до 3-х раз. Для сварочного робота можно создавать дополнительные рабочие программы, «обучать» его — это значительно расширяет ассортимент свариваемых изделий.

Благодаря использованию роботизированного сварочного комплекса мы добиваемся исключительных показателей качества сварочного шва, 100% соответствия ГОСТам по всему набору критериев, что подтверждают в т.ч. ежедневные результаты ультразвукового контроля швов (УЗК).

					П-473.13.03.02.2020.218.00.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		10

Покраска. Предприятие применяет в технологическом процессе два способа окрашивания изделий. Порошковая покраска металла, либо покраска с помощью жидких эмалей позволяет придать изделию необходимый цвет и защитить его от коррозии и вредных воздействий. Подготовка поверхности производится с помощью дробеструйной очистки. Порошковое окрашивание металла осуществляется при помощи современного электростатического распылителя — этот способ покраски металлических изделий характеризуется равномерностью нанесения.

Предприятие располагает всеми необходимыми приборами для контроля за технологией и качеством покрытия.

Предельные габариты окрашиваемых изделий определяются существующей системой сушильных камер:

– покраска жидкими эмалями воздушным и безвоздушным методами распыления в камере 4 х 3 х 7,5 м;

– порошково-полимерная покраска электростатическим методом в камере 2 х 2 х 3 м.

Другие виды обработки. Полуавтоматическая сварка обеспечивает высокое качество шва. Сварка осуществляется на более чем 30 сварочных постах. Возможности оборудования позволяют сваривать как черный, так и нержавеющей металл. Ленточно-отрезные станки предназначены для распила труб и кругов диаметром до 240 мм, под углом 60*... +45*.

Гибка труб производится на механических трубогибах, максимальный диаметр заготовок - 100 мм. Точечная сварка листовых деталей, толщиной до 1,5 мм, конденсаторная сварка (пристрелка шпилек, бонок и гаек), снятие фасок на специализированных фаскосъемных машинах и пр.

					П-473.13.03.02.2020.218.00.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		11

2 СРАВНЕНИЕ ПЕРЕДОВЫХ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ЗАРУБЕЖНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

После распада СССР значительное количество трансформаторных производств оказалось за пределами России. Оставшимся в РФ крупным трансформаторным заводам: ОАО ХК «Электрозавод» (г. Москва), ООО «Тольяттинский Трансформатор» (г. Тольятти), ЗАО «Энергомаш (Екатеринбург) — Уралэлектротяжмаш» (г. Екатеринбург), ОАО «ЭТК «Биробиджанский завод силовых трансформаторов», ОАО «Алттранс», — приходится противостоять в конкурентной борьбе заводам из стран ближнего зарубежья и мощным фирмам Европы, Азии и США.

Первые три из названных заводов выпускают в основном продукцию IV–VIII габарита, и только ОАО «ЭТК «БирЗСТ» выпускает всю линейку силовых масляных трансформаторов I–III габарита. Потребность в силовых трансформаторах I–III габарита для предприятий различных отраслей экономики РФ, безусловно, не могла быть удовлетворена только ОАО «ЭТК «БирЗСТ», поэтому, естественно, появился ряд новых заводов, продукция которых способствовала удовлетворению потребностей рынка.

На базе существовавших еще в СССР производств сформировалось ЗАО «Группа компаний «Электроцит» — ТМ Самара». Выпускают трансформаторы I–II габарита Курганский электромеханический завод и завод НВА (г. Рассказово, Тамбовская обл.). Два новых завода появились в Подмосковье в конце XX — начале XXI века: ОАО «Электроцит» (г. Чехов) и ЗАО «Трансформер» (г. Подольск). На сегодняшний день в распределительных подстанциях систем электроснабжения потребителей нашли применение следующие типы конструкций трехфазных силовых масляных трансформаторов: ТМ, ТМГ, ТМЗ, ТМФ, ТМЭ, ТМБ, ТМЖ, ТМН, ТМПН.

Принципиально отличающихся по конструкции типов масляных силовых трансформаторов всего четыре: ТМ, ТМГ, ТМЗ. Стенки баков трансформаторов ТМ изготовлены из стального листа толщиной от 2,5 до 4 мм; тепловое увеличение объема масла компенсируется расширением в дополнительный расширительный бак (расширитель). Выводы обмоток ВН и НН расположены на крышке бака. Охлаждение масла происходит в коробчатых или пластинчатых радиаторах, расположенных вдоль стенок основного бака. Преимущества: очень высокая стойкость к случайным механическим воздействиям при монтаже, при транспортировке и т.п. Продолжительность эксплуатации достигает сорока—пятидесяти лет. Недостаток: требуется периодический контроль влагосодержания трансформаторного масла. Трансформатор ТМФ — это тот же трансформатор ТМ, но с боковыми выводами обмоток ВН и НН, закрытыми защитными коробами.

Конструкция бака трансформаторов ТМЗ по толщине такая же, как и у ТМ, но при этом бак выполнен в герметичном исполнении. Выводы ВН и НН расположены на боковых стенках бака, как у трансформатора ТМФ. Защитой

					П-473.13.03.02.2020.218.00.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		12

масла от окисления, загрязнения, насыщения влагой выступает сухой азот (по принципу азотной подушки между крышкой трансформатора и зеркалом масла). Этот тип трансформаторов сочетает в себе положительные эксплуатационные свойства трансформаторов ТМ и ТМГ. Трансформаторы типов ТМ, ТМГ, ТМЗ имеют возможность использования 5-ступенчатой регулировки напряжения, в диапазоне $\pm 2 \times 2,5\%$ от номинального напряжения по стороне ВН [1]. Среди российской нормативной документации имеются два стандарта, которые определяют параметры трансформаторов (таблица 1.1) (потери короткого замыкания и холостого хода, напряжение короткого замыкания и ток холостого хода): ГОСТ 11920-85 «Трансформаторы силовые масляные общего назначения напряжением до 35 кВ включительно. Технические условия» [2] и ГОСТ Р 52719-2007 «Трансформаторы силовые. Общие технические условия» [3].

Но в эти стандарты требуют переработки, так как указанные в них параметры не соответствуют нынешним требованиям трансформаторостроения. Так в ГОСТ 11920-85 с целью повышения энергоэффективности трансформаторов следует ужесточить требования по потерям КЗ и ХХ. Принципиально иная ситуация у европейских производителей силовых трансформаторов. Определяющими стандартами в этой области у них являются - это гармонические стандарты HD428, соответствующий трансформаторам с масляным охлаждением, и HD538 для трансформаторов сухого типа. Так как масляные трансформаторы удобны в эксплуатации и востребованы в современных производственных предприятиях, то чаще всего применяют стандарт HD428. Согласно ему установлены 3 группы потерь холостого хода и 3 группы потерь короткого замыкания.

Всего в мире уже изготовлено 60–70 тыс. единиц трансформаторов мощностью 25–100 кВА, примерно 1000 единиц прошли успешные многолетние испытания в различных энергосистемах. Наибольших успехов добились США и Япония. Японская фирма Hitachi в сотрудничестве с американской Allied Signal выпустила на гамму силовых трансформаторов (мощностью от 500 до 1 тыс. кВА), сердечник которых изготовлен из аморфного сплава. Как показали испытания, он позволяет сократить потери энергии в сердечнике трансформатора на 80% по сравнению со стальным аналогом [1]. Так же это: – применение ВТСП-трансформаторов, которые позволяют снизить нагрузочные потери на 90%, что увеличивает КПД трансформатора, увеличить стойкость к токам короткого замыкания и повысить стойкость к перегрузкам; – применение трансформаторов типа DryFormer (фирма ABB Transformatoren), у которых обмотки выполняются из кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена, что позволяет снизить нагрузочные потери за счёт отсутствия дополнительных контактов и возможности устанавливать данные трансформаторы непосредственно у потребителя без применения особых средств пожаротушения.

					П-473.13.03.02.2020.218.00.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		13

В соответствии с ГОСТ 15467-79 качество продукции — это совокупность свойств продукции, обуславливающих ее пригодность удовлетворять определенные потребности в соответствии с ее назначением. Применительно к силовому трансформатору такими свойствами являются, прежде всего, его электротехнические характеристики (потери холостого хода и короткого замыкания, токи холостого хода и короткого замыкания) и характеристики надежности (долговечность, безотказность, ремонтпригодность и сохраняемость). ГОСТ Р 52719-2007 устанавливает основные технические требования, исходя из которых параметры трансформаторов, изготавливаемых сегодня на отечественных заводах, примерно соответствуют значениям, приведенным в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Параметры трансформаторов, изготавливаемых сегодня на отечественных заводах

Мощность, кВА	Напряжение		Схема и группа соединения	Uк, %	Iхх, %	Потери, Вт		Габаритные размеры, мм			Масса, кг
	ВН, кВ	НН, В				х.х	к.з.	L	B	H	
40	6 10	400	ДЛн-11 У/Ун-0 У/Zh-II	4,5	3,0	155	880	800	500	1000	300
				4,5 4,7			880 1000				
63	6 10		ДЛн-11 У/Ун-0 У/Zh-II	4,5	3,0	220	1280	1000	500	1000	420
				4,5 4,7			1280 1470				
100	6 10		ДЛн-11 У/Ун-0 У/Zh-II	4,5	1,6	270	1970	1020	750	1180	550
				4,5 4,7			1180 1260				
160	6 10		ДЛн-11 У/Ун-0 У/Zh-II	4,5	1,5	410	2600	1100	780	1120	700
				4,5 4,7			1120 1200				
250	6 10 20		ДЛн-11 У/Ун-0	4,5	1,0	530	3700	1250	760	1350	950
				4,5			1350 1430			950 970	
400	6 10 20	ДЛн-11 У/Ун-0	4,5	0,8	800	5500	1500	850	1380	1350	
			4,5			1380 1470			1350 1370		
630	6 10 20	ДЛн-11 У/Ун-0	5,5	0,6	1240	7600	1640	940	1510	2000	
			5,5			1510 1600					
1000	6 10 20	ДЛн-11 У/Ун-0	5,5	0,5	1600	10 800	1715	1120	1640	2850	
			5,5			1640 1740			2850 2900		
1250	6 10 20	ДЛн-11 У/Ун-0	6,0	0,5	1800	12 400	1800	1200	2020	3200	
			6,0			2020 2100			3200 3250		

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

1600	6	ДЛн-11 У/Ун-0	6,0	0,5	2100	16 500	2180	1260	2170	4200
	10								2170	4200
	20								2200	4300

К сожалению, десятки тысяч продаваемых на сегодняшний день силовых распределительных трансформаторов (I–III габарита), как новых, так и выдаваемых за новые, по техническим данным, представленным в технической документации невозможно отличить друг от друга! Такая ситуация сложилась в связи с тем, что только ГОСТ11920-85 «Трансформаторы силовые масляные общего назначения напряжением до 35 кВ включительно» регламентирует потери в трансформаторах, да и то, лишь начиная с мощности 1000 кВА, и только для трансформаторов 1000/35 и 1000/10 для собственных нужд электростанций. В результате, если в паспорте на трансформатор, к примеру, ТМ-1000/10 будет указано, что потери холостого хода не превышают 2200 Вт, а потери к.з. не превышают 12 200 Вт, то данный трансформатор с точки зрения электротехнических характеристик эквивалентен новому, даже... если он был выпущен 15 лет назад или подвергался ремонту (так называемые «трансформаторы с хранения»).

Принципиально иная ситуация у европейских производителей силовых трансформаторов. Там существуют стандарты на показатели энергоэффективности. Согласно стандарту HD428 для распределительных трансформаторов с масляным охлаждением и максимальным напряжением до 24 кВ основными параметрами (показателями) энергетической эффективности являются приведенные в таблице 2.2 нормы потерь короткого замыкания (к.з.) и «холостого хода» (х.х.). Для масляных трансформаторов допускается три уровня потерь к.з. (А, В и С) и три уровня потерь х.х. (А', В' и С'), которые определяются по специальной методике с определенным допуском на погрешность. Наиболее эффективной является комбинация С' — С. Если сравнить параметры потерь для трансформатора мощностью 630 кВА, то очевидно, что эти показатели для наиболее эффективной комбинации по стандарту HD428 существенно лучше показателя энергоэффективного трансформатора производства МЭТЗ им. В.И. Козлова (РБ, г. Минск), и тем более лучше показателей основной массы силовых трансформаторов, покупаемых российскими потребителями.

Таблица 2.2 – Нормы потерь короткого замыкания (к.з.) и «холостого хода» (х.х.)

Мощность, кВА	Допустимые уровни потерь короткого замыкания, Вт			Допустимые уровни потерь «холостого хода», Вт		
	А	В	С	А'	В'	С'
100	1750	2150	1475	320	260	210
160	2350	3100	2000	460	375	300
250	3250	4200	2750	650	530	425
400	4600	6000	38500	930	750	610
630	6500	8400	5400	1300	1030	860
1000	10 500	13 000	9500	1700	1400	1100
1600	17 000	20 000	14 000	2600	2200	1700
2500	26 500	32 000	22 000	3800	3200	2500

3 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК ПО ПРЕДПРИЯТИЮ И ДАННЫХ КАРТОГРАММЫ

3.1 Расчет электрических нагрузок по ремонтно-механическому цеху

Исходные данные для расчетов берутся из [12, 13]

Вначале расчета приводим мощность электроприёмников работающих в повторно-кратковременном режиме к продолжительности включения 100% (при наличии таких в отделении). Это сварочные трансформаторы и выпрямители, кран-балки, номинальная мощность, приведенная к длительному режиму которых определяется по формуле:

$$P_{\text{ном}} (ПВ=100\%) = P_{\text{ном.}i} \cdot \sqrt{\frac{ПВ\%}{100\%}}, \quad (3.1)$$

где $P_{\text{ном}i}$ - номинальная (паспортная) мощность одного электроприемника i -го типа

ПВ – продолжительность включения электроприемника (согласно паспорта).

Для отдельных электроприемников расчетные нагрузки определяются (первый уровень):

$$p_p^I = k_{\text{иа}i} \cdot P_{\text{ном}i}, \quad (3.2)$$

где p_i – число электроприемников i -го типа;

$$q_p^I = k_{\text{иа}i} \cdot P_{\text{ном}i} \cdot \text{tg}\varphi_{\text{ном}i}, \quad (3.3)$$

где $\text{tg}\varphi_{\text{ном}i}$ – коэффициент реактивной мощности электроприемника i -го типа;

Определяем среднюю активную и реактивную нагрузки для каждого электроприемника и для группы электроприёмников:

$$P_C = k_{\text{иа}i} \cdot P_{\text{ном}i}, \quad (3.4)$$

$$Q_C = k_{\text{иа}i} \cdot P_{\text{ном}i} \cdot \text{tg}\varphi_i, \quad (3.5)$$

где $k_{\text{иа}i}$ - коэффициент использования электроприемников i -го типа. [15,16]

$\text{tg}\varphi$ – коэффициент реактивной мощности электроприёмника;

					П-473.13.03.02.2020.218.00.00 ПЗ ВКР	Лист
						17
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$k_{иa}$ и $\cos\varphi$ приводятся в «Справочные данные по расчетным коэффициентам электрических нагрузок (М788-1069) ВНИПИ Тяжпромэлектропроект им. Ф.Б. Якубовского»

Для группы (узла) средняя расчетная нагрузка определяется суммированием средних расчетных нагрузок каждого электроприемника.

Величины среднего значения коэффициента использования и среднего значения коэффициента реактивной мощности для узла нагрузки определяются формулами:

$$K_{и.А} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{Ci}}{\sum_{i=1}^n P_{Hi}}, \quad (3.6)$$

$$\operatorname{tg}\varphi_{\text{ср.}} = \frac{\sum_{i=1}^n Q_{Ci}}{\sum_{i=1}^n P_{Ci}}, \quad (3.7)$$

Величина эффективного количества электроприемников для группы (узла):

$$n_{\text{э}} = \frac{\sum_{i=1}^n (n \cdot p_{\text{ном.}i})^2}{\sum_{i=1}^n n \cdot p_{\text{ном.}i}^2}, \quad (3.8)$$

где n - число типов электроприемников, подключенных к узлу нагрузки;

На втором уровне расчетные нагрузки электроприемников определяются согласно формул:

$$P_p^{\text{II}} = K_{pa} \cdot \sum_{i=1}^n k_{иai} \cdot p_{\text{ном}i}, \quad (3.9)$$

$$Q_p^{\text{II}} = K_{pp} \cdot \sum_{i=1}^n k_{иai} \cdot p_{\text{ном}i} \cdot \operatorname{tg}\varphi_{\text{ср.}}, \quad (3.10)$$

где n - число типов электроприемников, подключенных к распределительному шинопроводу данного участка цеха;

K_{pa} - коэффициент расчетной нагрузки по активной мощности, определяемый для питающих сетей до 1 кВ по [15,16] в зависимости от $n_{\text{э}}$ и $K_{и}$;

$\operatorname{tg}\varphi_{\text{ср.}}$ - средневзвешанный коэффициент реактивной мощности электроприемников.

$k_{иai}$ - коэффициент использования для группы электроприемников i -го типа. Определяется по расчетной формуле ниже;

$n_{\text{э}}$ - эффективное число электроприемников для участка цеха, питающегося от распределительного шинопровода.

Расчётный коэффициент по активной мощности находим из справочных данных $K_{pa} = f(n_э; K_{и.А})$.

Расчётный коэффициент по реактивной мощности определяем по формуле:

$$K_{pp} \approx 1 + \frac{1}{6 \cdot \sqrt{n_э}}, \quad (3.11)$$

Расчетные величины тока и полной мощностей по отделениям будут определяться по формулам:

Полная расчетная мощность:

$$S_p^{II} = \sqrt{(P_p^{II})^2 + (Q_p^{II})^2}, \quad (3.12)$$

Расчётный ток:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (3.13)$$

При расчете итога по цеху расчет нагрузок производится для III уровня. При этом $K_{pa} = K_{pa} = f(n_э; K_{и.А})$. Но если средняя активная нагрузка цеха меньше 100 кВт, то коэффициент расчетной нагрузки считаем как для II уровня.

Все остальные параметры считаются по тем же формулам изложенным выше, только каждый ШР или РП считается как отдельный электроприемник.

Расчет нагрузки однофазных электроприемников начинается с приведения режима работы электроприемника к ПВ=100%, если он работает циклически, используем формулу 2.1

Далее производится расчет коэффициентов приведения к фазе электроприемников подключенных на линейное напряжение на рассматриваемом участке, используя формулы:

$$k_{mn(m)i} = \frac{1}{2} + \frac{1}{2\sqrt{3}} \cdot \operatorname{tg}\varphi_{i,mn}, \quad (3.14)$$

где $\operatorname{tg}\varphi_{i,mn}$ - коэффициент реактивной мощности электроприемников i-го типа, подключенных на линейное напряжение в зависимости от типа электроприемника и его коэффициента мощности $\cos\varphi_{i,mn}$ находится по [3];

$k_{mn(n)}$ - коэффициент приведения активной мощности электроприемников i-го типа, подключенных на линейное напряжение mn, к фазе n [3];

$$k_{mn(n)i} = \frac{1}{2} - \frac{1}{2\sqrt{3}} \cdot \operatorname{tg}\varphi_{i,mn}, \quad (3.15)$$

где $Q_{mn(m)}$ - коэффициент приведения реактивной мощности электроприемников i -го типа, подключенных на линейное напряжение mn , к фазе m [3]:

$$Q_{mn(m)i} = \frac{1}{2} \operatorname{tg}\varphi_{i,mn} - \frac{1}{2\sqrt{3}}, \quad (3.16)$$

где $Q_{mn(n)}$ - коэффициент приведения реактивной мощности электроприемников i -го типа, подключенных на линейное напряжение mn , к фазе n [3]:

$$Q_{mn(n)i} = \frac{1}{2} \operatorname{tg}\varphi_{i,mn} + \frac{1}{2\sqrt{3}}, \quad (3.17)$$

Далее определяются величины средних активных и реактивных мощностей электроприемников:

$$P_{ci,m} = K_{ii} \cdot P_{ni,mn} \cdot k_{mn(m)i}; \quad P_{ci,n} = K_{ii} \cdot P_{ni,mn} \cdot k_{mn(n)i}, \quad (3.18)$$

$$Q_{ci,m} = K_{ii} \cdot P_{ni,mn} \cdot Q_{mn(m)i}; \quad Q_{ci,n} = K_{ii} \cdot P_{ni,mn} \cdot Q_{mn(n)i}, \quad (3.19)$$

где $P_{ci,m}$ и $Q_{ci,m}$ - соответственно активная и реактивная номинальные мощности электроприемников i -го типа, подключенных на линейные напряжения mn , приведенные к фазе m ;

$P_{ci,n}$ и $Q_{ci,n}$ - соответственно активная и реактивная номинальные мощности электроприемников i -го типа, подключенных на линейные напряжения mn , приведенные к фазе n ,

$P_{ni,mn}$ - номинальная мощность электроприемников i -го типа, подключенных на линейное напряжение mn , которая находится по формуле (2.1);

$k_{mn(m)i}$ - коэффициент приведения активной мощности электроприемников i -го типа, подключенных на линейное напряжение mn , к фазе m :

					П-473.13.03.02.2020.218.00.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		20

Далее для однофазных электроприемников, подключенных как на линейные, так и на фазные напряжения, находятся средние активные и реактивные мощности, потребляемые от соответствующих фаз по формулам:

$$P_{ci,m} = K_{иi} \cdot P_{номi,m}, \quad (3.20)$$

$$Q_{ci,m} = K_{иi} \cdot Q_{номi,m}, \quad (3.21)$$

Для остальных электроприемников средние активные и реактивные мощности, потребляемые от соответствующих фаз, представлены в таблице 2.1. В строке «Итого по однофазным ЭП» приведены суммарные значения установленных и средних мощностей соответствующих фаз, потребляемых всеми однофазными электроприемниками.

Далее производится равномерное распределение электроприемников по фазам, производится суммирование полученных средних мощностей распределенных по фазам.

По величине мощности самой загруженной фазы из таблицы, берется условная трехфазная мощность создаваемая однофазными электроприемниками вносимая в таблицу расчета нагрузок цеха. Условная трехфазная мощность определяется согласно формулы:

$$P_{н.(III.усл)} = \sum_{i=1}^m (P_{ни(I)}), \quad (3.22)$$

Таблица 3.1 – Расчет нагрузок по ремонтно-механическому цеху

Исходные данные							Расчетные величины			n _э	K _{ра}	K _{пр}	Расчетная мощность			I _{р,А}
по заданию технологов				по справочным данным			K _{на} P _н	K _{на} P _н tgφ	n _{ном1} ²				P _p , кВт	Q _p ,кВАр	S _p , кВА	
Наименование ЭП	п	Номинальная (установленная) мощность, кВт*		Кэфф. исп-я, K _{на}	коэфф. мощности											
		P _{ном1}	P _{ном}		активной cosφ	реактив. tgφ										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Механическое отделение 1 ШР1																
Станок металлорежущий	3	1,00	3,00	0,14	0,50	1,73	0,42	0,73	3,00							
Станок металлорежущий	4	5,50	22,00	0,14	0,50	1,73	3,08	5,33	121,00							
Станок металлорежущий	3	14,00	42,00	0,14	0,50	1,73	5,88	10,18	588,00							
Станок металлорежущий	2	40,00	80,00	0,14	0,50	1,73	11,20	19,40	3200,00							
Станок точильно-шлифовальный	6	3,90	23,40	0,14	0,50	1,73	3,28	5,67	91,26							
Станок шлифовальный	3	20,00	60,00	0,16	0,65	1,17	9,60	11,22	1200,00							
Станок для испытания абразивных кругов	3	11,00	33,00	0,10	0,50	1,73	3,30	5,72	363,00							
Бак для приготовления эмульсии	2	1,30	2,60	0,14	0,50	1,73	0,36	0,63	3,38							
Агрегат рециркуляционный	2	1,50	3,00	0,80	0,80	0,75	2,40	1,80	4,50							
Вентилятор	3	1,60	4,80	0,65	0,80	0,75	3,12	2,34	7,68							
Кран	2	10,00	20,00	0,05	0,50	1,73	1,00	1,73	200,00							
Таль электрическая	3	4,00	12,00	0,05	0,50	1,73	0,60	1,04	48,00							
ИТОГО ШР1:	36		305,80	0,14	0,73	0,93	44,24	65,80	5829,82	16,04	1,67	1,04	73,88	68,54	100,78	145,63
Механическое отделение 2 ШР2																
Станок металлорежущий	4	1,60	6,40	0,14	0,50	1,73	0,90	1,55	10,24							
Станок металлорежущий	4	7,00	28,00	0,14	0,50	1,73	3,92	6,79	196,00							
Станок металлорежущий	1	10,00	10,00	0,16	0,65	1,17	1,60	1,87	100,00							
Станок универсальный	3	12,00	36,00	0,16	0,65	1,17	5,76	6,73	432,00							
Ножницы	3	15,00	45,00	0,16	0,65	1,17	7,20	8,42	675,00							
Станок шлифовальный	5	7,00	35,00	0,16	0,65	1,17	5,60	6,55	245,00							
Станок точильно-шлифо-вальный	4	1,60	6,40	0,14	0,50	1,73	0,90	1,55	10,24							
Машина листогибочная трехвалковая	3	15,50	46,50	0,14	0,50	1,73	6,51	11,28	720,75							
Мешалка двухвальная	3	2,80	8,40	0,14	0,50	1,73	1,18	2,04	23,52							
Кран подвесной	2	2,50	5,00	0,05	0,50	1,73	0,25	0,43	12,50							
Агрегат рециркуляционный	4	1,50	6,00	0,80	0,80	0,75	4,80	3,60	9,00							
Вентилятор	5	1,50	7,50	0,65	0,80	0,75	4,88	3,66	11,25							
Насос	4	1,50	6,00	0,80	0,85	0,62	4,80	2,97	9,00							
Калорифер	1	60,00	60,00	0,70	0,90	0,48	42,00	20,34	3600,00							
ИТОГО ШР2:	46		306,20	0,29	0,77	0,82	90,28	77,78	6054,50	15,49	1,10	1,04	99,31	81,08	128,20	185,26
Сварочное отделение ШР3																
Автомат для сварки	3	0,90	2,70	0,30	0,60	1,33	0,81	1,08	2,43							
Однофазная нагрузка	7		83,48				47,03	49,50	1256,40							

Изм.	Лист	докум.	Подпись	Дата
------	------	--------	---------	------

окончание Таблицы 3.1

Полуавтомат шланговый	4	0,50	2,00	0,30	0,50	1,73	0,60	1,04	1,00								
Стол для сварочных работ	4	0,80	3,20	0,30	0,50	1,73	0,96	1,66	2,56								
Пила отрезная	2	7,00	14,00	0,14	0,50	1,73	1,96	3,39	98,00								
Машина электросварочная	3	25,00	75,00	0,30	0,60	1,33	22,50	30,00	1875,00								
Вентилятор	4	4,50	18,00	0,65	0,80	0,75	11,70	8,78	81,00								
Кран-балка	3	3,20	9,60	0,05	0,50	1,73	0,48	0,83	30,72								
ИТОГО ШР3:	30		207,98	0,41	0,66	1,15	86,04	96,29	3347,11	12,92	1,02	1,05	87,76	100,75	133,61	193,08	
Кузнечное отделение ШР4																	
Электропечь	3	110,00	330,00	0,60	0,90	0,48	198,00	95,90	36300,00								
Молот ковочный	2	30,00	60,00	0,17	0,65	1,17	10,20	11,93	1800,00								
Станок точильно-шлифовальный	3	0,50	1,50	0,14	0,50	1,73	0,21	0,36	0,75								
Аппарат рециркуляционный	2	1,50	3,00	0,80	0,80	0,75	2,40	1,80	4,50								
Кран подвесной	1	2,20	2,20	0,05	0,50	1,73	0,11	0,19	4,84								
Вентилятор	3	0,80	2,40	0,65	0,80	0,75	1,56	1,17	1,92								
ИТОГО ШР4:	14		399,10	0,53	0,91	0,47	212,48	111,35	38112,01	4,18	1,21	1,08	257,10	120,42	283,91	410,27	
Термическое отделение ШР5																	
Камерная печь	4	81,00	324,00	0,50	0,90	0,48	162,00	78,46	26244,00								
Ванна масляная	1	4,00	4,00	0,60	1,00	0,00	2,40	0,00	16,00								
Станок балансировочный	4	2,00	8,00	0,25	0,65	1,17	2,00	2,34	16,00								
Электропечь камерная	4	45,00	180,00	0,50	0,90	0,48	90,00	43,59	8100,00								
Станок закалочный	6	10,00	60,00	0,50	0,90	0,48	30,00	14,53	600,00								
Вентилятор	1	5,00	5,00	0,65	0,80	0,75	3,25	2,44	25,00								
Кран-балка	2	7,50	15,00	0,05	0,50	1,73	0,75	1,30	112,50								
ИТОГО ШР5:	22		596,00	0,49	0,90	0,49	290,40	142,65	35113,50	10,12	1,05	1,05	304,92	150,13	339,87	491,15	
Монтажный участок ШР6																	
Станок для намотки	4	1,00	4,00	0,70	0,85	0,62	2,80	1,74	4,00								
Станок бандажировочный	4	1,50	6,00	0,70	0,82	0,70	4,20	2,93	9,00								
Ванна для лужения	2	1,60	3,20	0,50	1,00	0,00	1,60	0,00	5,12								
Агрегат рециркуляционный	3	1,50	4,50	0,80	0,80	0,75	3,60	2,70	6,75								
Кран подвесной	2	4,70	9,40	0,05	0,50	1,73	0,47	0,81	44,18								
Вентилятор	4	1,00	4,00	0,65	0,80	0,75	2,60	1,95	4,00								
ИТОГО ШР6:	19		31,10	0,49	0,82	0,69	15,27	10,13	73,05	13,24	1,01	1,05	15,42	10,59	18,71	27,04	
ИТОГО по цеху:	167,00		1846,18	0,40	0,83	0,68	738,71	504,00	88529,99	38,50	0,75	0,75	554,03	378,00	670,70	969,22	
Киа для электроприемников взят из «Справочные данные по расчетным коэффициентам электрических нагрузок (М788-1069) ВНИПИ Тяжпромэлектропроект им. Ф.Б. Якубовского»																	

Изм.	Лист	докум.	Подпись	Дата
------	------	--------	---------	------

П-473.13.03.02.2020.218.00.00 ПЗ ВКР

23 л
ист

Таблица 3.2 – Расчет однофазной нагрузки отделения пропитки

Наименование узлов СЭС и ЭП	R _{ном} ПВ=100%, кВт	n	P _{ном} ²	Установленная			Коэффициенты			Установленная			k _{иа}	cosφ	tgφ	Средняя мощность за наиболее загруженную								
				AB	BC	CA	k _φ	k ^{**}	q ^{**}	A	B	C				P _{ср} , кВт			Q _{ср} , кВАр					
																A	B	C	A	B	C			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22			
Сварочное отделение																								
Приемники подключаемые на Uл=380 В																								
1. Трансформатор сварочный ПВ=40%, однофазный, Rном=30 кВт	18,97	3	1080,00	18,97			A	0,89	0,38				0,30	0,60	1,33	5,07	0,63		2,16	0,63				
						B	0,89	0,89				0,30	0,60	1,33		5,07	0,63		5,07	0,63		5,07	0,63	
						C	0,11	0,11																
									18,97	C	0,89	0,38				0,30	0,60	1,33	0,63		5,07	5,46		2,16
										A	0,11	0,96												
ИТОГО по Uл=380 В:	56,92	3	1080,00													5,69	5,69	5,69	7,63	5,69	2,79			
Приемники подключенные на Uф=220В																								
3. Трансформатор сварочный ПВ=40%, однофазный, Rном=10,5 кВт	6,64	4	176,40							13,28		13,28	0,30	0,50	1,73	3,98		3,98	6,90		6,90			
3. Электронагреватель однофазный Rном=10 кВт	10,00	3	300,00							10,00	10,00	10,00	0,60	0,95	0,33	6,00	6,00	6,00	1,97	1,97	1,97			
ИТОГО по Uф=220 В:	26,56	4	176,40													9,98	6,00	9,98	8,87	1,97	8,87			
ИТОГО ПО ПОТРЕБИТЕЛЯМ:	83,48	7	1256,40													15,68	11,69	15,68	16,50	7,66	11,66			
Наиболее загруженная фаза А*															Scp ф.А	Scp ф.В	Scp ф.С							
															22,76	13,98	19,54							
* В таблицу 3 расчет нагрузок цеха уходит величина активной и реактивной мощности наиболее загруженной фазы приведенная к 3 фазной симметричной (Pp=3*Pmax и Qp=3*Qmax)																								
** Значение коэффициентов приведения по активной и реактивной мощности в функции коэффициента мощности нагрузки определяются по Таблице 50.4																								

Изм.	Лист	докум.	Подпись	Дата
------	------	--------	---------	------

П-473.13.03.02.2020.218.00.00 ПЗ ВКР

3.2 Расчет электрических нагрузок по предприятию

Для остальных цехов предприятия в исходных данных заданы: суммарная установленная мощность электроприемников P_n , эффективное число электроприемников $n_э$, средневзвешанные по цеху коэффициент использования K_n и коэффициент мощности $\cos\varphi$. Расчетная активная мощность силовой нагрузки по цеху находится по несколько преобразованной формуле:

$$P_{p.сил} = K_{pp} \cdot K_{и.а.} \cdot P_{ном} \quad (3.23)$$

Коэффициент расчетной нагрузки K_p для цехов, которые планируется питать с помощью РП (см. раздел 3), берется по таблице 1 [15]. Для цехов, питающихся от собственных ТП K_p берется по таблице 2 [16].

Необходимо учесть следующее: если средняя активная нагрузка цеха меньше 100 кВт то K_p ищем по той же таблице что и коэффициенты расчётной мощности отделений (ШР или РП) до 1000В.

$$Q_{p.сил} = K_{pp} \cdot K_{и.а.} \cdot P_{ном} \cdot \operatorname{tg}\varphi \quad (3.24)$$

Расчетная нагрузка осветительных электроприемников определяется по удельной осветительной нагрузке на единицу производственной или иной поверхности пола с учетом коэффициента спроса [1]:

$$P_{p.o} = K_{с.o} \cdot P_{y.o} \cdot F_{ц} \quad (3.25)$$

$$Q_{p.o} = K_{с.o} \cdot P_{y.o} \cdot F_{ц} \cdot \operatorname{tg}\varphi_o, \quad (3.26)$$

где $K_{с.o}$ - коэффициент спроса по активной мощности осветительной нагрузки. Определяется по [1].

$P_{y.o}$ - удельная осветительная нагрузка на 1 м² производственной поверхности пола цеха. Определяется согласно [1]. Для кислородной станции;

$F_{ц}$ – поверхность пола цеха, м². Определяется графическим путем по исходным данным.

$\operatorname{tg}\varphi_o$ - коэффициент реактивной мощности с учетом индивидуальной и групповой компенсации реактивной мощности источников света.

Расчетная полная мощность и расчетный ток для каждого цеха находятся по формуле:

$$S_p = \sqrt{(P_{p.сил} + P_{p.o})^2 + (Q_{p.сил} + Q_{p.o})^2}, \quad (3.27)$$

					П-473.13.03.02.2020.218.00.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		25

Расчетная активная и реактивная мощности высоковольтной нагрузки согласно [2,3,15] находятся по формулам:

$$P_{pBB} = K_p \cdot \sum_{i=1}^m K_{и.а.i} \cdot P_{номi}, \quad (3.28)$$

$$Q_{pBB} = K_p \cdot \sum_{i=1}^m K_{и.а.i} \cdot P_{номi} \cdot \operatorname{tg}\varphi_i, \quad (3.29)$$

где K_p – коэффициент расчетной нагрузки.

На рассматриваемом предприятии присутствуют высоковольтные электроприемники

- дуговые сталеплавильные печи ДСП-3– 2000 кВт
- высоковольтные электродвигатели СДН - 1250 кВт.
- высоковольтные электродвигатели СТД - 630 кВт.
- индукционные печи ИЧТ-6 – 1500 кВт.

Таблицу заканчивает строка в которой записываются суммарные данные: номинальная активная мощность, средние и расчетные активная и реактивная нагрузки, а также средние для всего предприятия значения коэффициентов.

Расчетные данные по отдельным цехам в дальнейшем используются при выборе числа и мощности цеховых понижающих трансформаторов, и затем с учетом потерь мощности в указанных трансформаторах для расчета питающих линий. Расчетные данные по предприятию в целом с учетом потерь мощности в цеховых трансформаторах используются при выборе трансформаторов главной понизительной подстанции (ГПП) и расчете схемы внешнего электроснабжения. Далее приводим таблицу 2.3

					П-473.13.03.02.2020.218.00.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		26

Таблица 3.3 – Расчет электрической нагрузки по предприятию

Наименование цехов	$P_{ном}, \text{кВт}$	$\Sigma P_{ном}, \text{кВт}$	n_b	$K_{на}$	$\cos \varphi$	$\text{tg } \varphi$	$P_{ср}, \text{кВт}$	$Q_{ср}, \text{кВАр}$	$K_{ра}$	$P_p, \text{кВт}$	$Q_p, \text{кВАр}$	$F_{ц}, \text{M}^2$	$P_{уд.осв.}, \text{кВт/M}^2$	$\cos \varphi_{осв}$	$\text{tg } \varphi_{осв}$	$K_{осв.}$	$P_{р.осв.}, \text{кВт}$	$Q_{р.осв.}, \text{кВАр}$	$P_{р+P_{р.осв.}}, \text{кВт}$	$Q_{р+Q_{р.осв.}}, \text{кВАр}$	$S_p, \text{кВА}$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
Нагрузка 0,4 кВ																					
1. Гараж и зарядная станция	200,0		15	0,35	0,65	1,17	70,0	81,8	1,01	70,7	82,7	1047,40	0,015	0,8	0,75	1,0	14,9	11,2	85,63	93,85	127,04
2. Компрессорная станция	532,0		50	0,80	0,85	0,62	425,6	263,8	0,85	361,8	224,2	1718,10	0,015	0,8	0,75	1,0	24,5	18,4	386,24	242,56	456,09
3. Заготовительный участок	145,0		15	0,45	0,70	1,02	65,3	66,6	1,00	65,3	66,6	756,50	0,015	0,8	0,75	1,0	10,8	8,1	76,03	74,65	106,55
4. Электроремонтный цех	844,0		35	0,40	0,80	0,75	337,6	253,2	0,75	253,2	189,9	1144,70	0,015	0,8	0,75	1,0	16,3	12,2	269,51	202,13	336,89
5. Прессово-сварочный цех	2765,0		84	0,65	0,76	0,86	1797,3	1536,9	0,80	1437,8	1229,6	2735,39	0,015	0,8	0,75	1,0	39,0	29,2	1476,78	1258,79	1940,47
6. Сантехнический участок	379,0		18	0,60	0,85	0,62	227,4	140,9	0,90	204,7	126,8	609,50	0,015	0,8	0,75	1,0	8,7	6,5	213,35	133,35	251,59
7. Модельный цех	626,0		34	0,40	0,75	0,88	250,4	220,8	0,75	187,8	165,6	859,05	0,015	0,8	0,75	1,0	12,2	9,2	200,04	174,81	265,66
8. Механический цех	2619,0		92	0,55	0,80	0,75	1440,5	1080,3	0,77	1109,1	831,9	2735,39	0,015	0,8	0,75	1,0	39,0	29,2	1148,13	861,09	1435,16
9. Насосная станция	339,0		59	0,80	0,85	0,62	271,2	168,1	0,80	217,0	134,5	954,96	0,015	0,8	0,75	1,0	13,6	10,2	230,57	144,67	272,19
10. Ремонтно-механический цех	1846,2		38	0,40	0,83	0,68	738,7	504,0	0,75	554,0	378,0	6641,28	0,015	0,8	0,75	1,0	94,6	71,0	648,67	448,98	788,90
11. Столярный цех	193,0		33	0,45	0,7	1,02	86,9	88,6	1,00	86,9	88,6	618,93	0,015	0,8	0,75	1,0	8,8	6,6	95,67	95,22	134,98
12. Гальванический цех	858,0		64	0,80	0,9	0,62	686,4	425,4	0,80	549,1	340,3	1573,20	0,015	0,8	0,75	1,0	22,4	16,8	571,54	357,13	673,94
13. Литейный цех	1432,0		63	0,65	0,8	0,75	930,8	698,1	0,80	744,6	558,5	2808,10	0,015	0,8	0,75	1,0	40,0	30,0	784,66	588,49	980,82
14. Административный корпус	258,0		38	0,40	0,7	1,02	103,2	105,3	0,75	77,4	79,0	1081,92	0,015	0,8	0,75	1,0	15,4	11,6	92,82	90,53	129,65
15. Столовая	265,0		34	0,85	0,9	0,48	225,3	109,1	0,85	191,5	92,7	795,80	0,015	0,8	0,75	1,0	11,3	8,5	202,80	101,23	226,67
16. Склад готовой продукции	94,0		15	0,30	0,6	1,33	28,2	37,6	1,03	29,0	38,7	1192,320	0,015	0,8	0,75	0,9	16,1	12,1	45,14	50,80	67,96
17. Освещение территории												104845,5	0,002	0,90	0,48	1,0	157,3	76,2			
ИТОГО по 0,4 кВ:	13395,2		687	0,6	0,8	0,8	7684,6	5780,6		6139,8	4627,5						545,0	367,0	6684,8	4994,4	8344,6
Нагрузка 10 кВ																					
2. Компрессорная станция (СТД)	630	1890	3	0,75	0,85	-0,62	1417,5	-878,49	1,00	1417,50	-878,49										1667,65
9. Насосная станция (СДН)	1250	2500	2	0,85	0,90	-0,48	2125	-1029,18	1,00	2125,00	-1029,18										2361,11
13. Литейный цех (ДСП-3)	2000	4000	2	0,75	0,80	0,75	3000	2250,00	1,00	3000,00	2250,00										3750,00
13. Литейный цех (ИЧТ-6)	1500	3000	2	0,70	0,95	0,33	2100	690,24	1,00	2100,00	690,24										2210,53
Итого 10кВ:	5380	11390	9	1,61	0,99	0,11948	8642,5	1032,56		8642,50	1032,56										9989,28
Итого по предприятию:	18775,18			0,87	0,92	0,42	16327,06	6813,12		14782,33	5660,04										18333,84

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

3.3 Построение картограммы электрических нагрузок

Картограмма нагрузок представляет собой размещенные на генплане окружности, центры которых совпадают с центрами нагрузок цехов, а площади кругов пропорциональны расчетным активным нагрузкам. Каждый круг делится на сектора, площади которых пропорциональны расчетным активным нагрузкам электроприемников напряжением до 1000 В, электроприемников напряжением выше 1000 В и электрического освещения. [5]. Поскольку в исходных данных ничего не сказано о размещении электроприемников в цехах, то примем центры электрических нагрузок цехов совпадающими с физическими центрами цехов. [5] Координаторы центров нагрузок соответствующих цехов приведены в таблице 3.6.

Радиусы окружностей и углы секторов для каждого цеха находятся по формулам [5,8]:

$$r_i = \sqrt{\frac{P_{pi}}{\pi \cdot m}}, \quad (3.30)$$

$$\alpha_{ni} = 360 \cdot \frac{P_{p.ni}}{P_{pi}}; \quad \alpha_{vi} = 360 \cdot \frac{P_{p.vi}}{P_{pi}}; \quad \alpha_{oi} = 360 \cdot \frac{P_{p.осvi}}{P_{pi}}, \quad (3.31)$$

где $P_{pi}, P_{p.ni}, P_{p.vi}, P_{p.oi}$ - расчетные активные нагрузки всего цеха, электроприемников напряжением до 1000 В, электроприемников напряжением выше 1000 В и электрического освещения, которые берутся для соответствующих цехов из исходных данных к КП и таблицы 5;

m - масштаб площадей картограммы нагрузок, $\frac{\text{кВт}}{\text{м}^2}$.

Масштаб m найдем из следующего условия: радиус круга для цеха с наименьшей расчетной нагрузкой $P_{p.min}$ принимаем равным $r_{min} = 5$ мм. Тогда масштаб m находится по формуле:

$$m = \frac{P_{p.min}}{\pi \cdot r_{min}^2}. \quad (3.32)$$

Расчетную мощность для цеха определяется по формуле:

$$P_{pi} = P_{p.i} + P_{p.осв.i}. \quad (3.33)$$

По формуле (3.22) проведем расчет для цеха деревянной тары:

$$P_{pi} = 89,55 + 71,09 = 160,64 \text{ кВт};$$

					П-473.13.03.02.2020.218.00.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		28

Для остальных цехов результаты расчетов приведены в таблице 3.4

По результатам расчетов, наименьшую расчетную активную нагрузку потребляет гараж. Поэтому по формуле (3.22):

$$m = \frac{57,44}{\pi \cdot 5 \text{ мм}^2} = 0,73 \frac{\text{кВт}}{\text{мм}^2}.$$

Тогда по формулам (1.19) и (1.20):

$$r_i = \sqrt{\frac{160,64}{\pi \cdot 0,73}} = 5 \text{ мм}$$
$$\alpha_{hi} = 360 \cdot \frac{89,55}{160,64} = 200,68^\circ;$$
$$\alpha_{oi} = 360 \cdot \frac{71,09}{160,64} = 159,32^\circ$$

Для остальных цехов результаты расчетов приведены в таблице 3.4

Центр электрических нагрузок предприятия является символическим центром потребления электрической энергии (активной мощности) предприятия, координаты которого находятся по выражениям [10]:

$$X_0 = \frac{\sum_{i=1}^n (P_{pi} \cdot X_i)}{\sum_{i=1}^n P_{pi}}, Y_0 = \frac{\sum_{i=1}^n (P_{pi} \cdot Y_i)}{\sum_{i=1}^n P_{pi}}; \quad (3.34)$$

где X_i, Y_i - координаты центра электрических нагрузок i -го цеха.

По положению ЦЭН предприятия выбирается место положение ГПП, но возможность размещения ГПП зависит стороны с которой приходит питание (учитываем согласно варианта) а также:

- условий почта и грунта
- розе ветров (снижение ветровой нагрузки на провода ВЛ)
- пожаропасности размещаемого оборудования в ОРУ
- минимальных расстояний по ЭМС

Вывод по разделу 2

Произведен расчет низковольтной нагрузки по подробно рассматриваемому цеху и по однофазным электроприемникам.

Выполнен расчет нагрузки по предприятию на стороне 10 кВ и 0,4 кВ.

Определен символический центр электрической нагрузки предприятия

					П-473.13.03.02.2020.218.00.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		29

4 ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ ТП

Выбор трансформаторов является важным этапом проектирования. Он существенно влияет на основные технические и экономические показатели разрабатываемой схемы электроснабжения промышленного предприятия.[8]

Цеховые ТП служат для снижения напряжения до 0,4кВ, на которое подключается большинство электроприёмников на предприятии. Они состоят из трансформаторов и комплектных РУ.

Выбор цеховых ТП сводится к решению нескольких задач:

- выбор типа трансформаторов;
- выбор единичной мощности трансформаторов;
- выбор числа трансформаторов на ТП;
- общего числа трансформаторов, обеспечивающих минимум приведенных годовых затрат с СЭС;
- определение мощности конденсаторных батарей на ТП;
- выбор местоположения ТП.

Из справочной литературы находим максимально допустимый период в перерыве электроснабжения оборудования, т.е. определяем категории надёжности электроснабжения цехов. Минимальное число трансформаторов по условиям надёжности (N_{Tmin}^H) равно 2 для первой группы, для второй группы - 2 и допускается один трансформатор при наличии резервной перемычки на напряжение 0,4кВ, для третьей группы допускается установка одного трансформатора.

Существующая связь между экономически целесообразной мощностью отдельного трансформатора $S_{ЭТ}$ цеховой ТП и плотностью σ электрической нагрузки цеха получена на основе технико-экономических расчетов и приближенно представлена в таблице 4.1

Таблица 4.1 - Связь между $S_{ЭТ}$ и σ

Плотность электрической нагрузки цеха σ , кВА/м ²	0,03...0,05	0,05...0,06	0,06...0,08	0,08...0,11	0,11...0,14	0,14...0,18	0,18...0,25	0,25...0,34	0,34...0,5	0,5... выше
Экономически целесообразная мощность 1-го тр-ра цеховой ТП, $S_{ЭТ}$, кВА	250	400	500	630	800	1000	1250	1600	2000	2500

Мощность трансформаторов цеховой ТП зависит от величины нагрузки электроприемников, их категории по надежности электроснабжения, от размеров площади, на которой они размещены и т.п. [10, 4.5]

Согласно [8] выбор типа мощности и других параметров подстанций, а также их расположение должны обуславливаться значением и характером электрических нагрузок и размещением их на генеральном плане предприятия.

Определим число трансформаторов на каждой из цеховых ТП.

Находим плотность цеховой нагрузки согласно [8]:

$$\sigma = \frac{S_p}{F_{ц}} \quad (4.1)$$

где S_p - расчетная электрическая нагрузка цеха, кВА;

$F_{ц}$ - площадь цеха, м².

Минимальное экономически выгодное число трансформаторов определяется по формуле:

$$N_{\min}^{\text{ЭК}} = \frac{P_p}{K_{\text{з.т.доп}} \cdot S_{\text{ЭТ}}} + \Delta N_{\text{Т}} \quad (4.2)$$

где P_p – расчётная активная нагрузка цеха;

$K_{\text{з.т.доп}}$ – допустимый коэффициент загрузки трансформатора в период максимума цеховой нагрузки, зависит от категории надёжности электроснабжения цеха [8]:

$K_{\text{з.т.доп}} = 0,65 \dots 0,7$ – для первой категории,

$K_{\text{з.т.доп}} = 0,8 \dots 0,85$ – для второй категории,

$K_{\text{з.т.доп}} = 0,93 \dots 0,95$ – для третьей категории,

$\Delta N_{\text{Т}}$ – добавка до ближайшего целого числа.

Минимальное число трансформаторов в цехе определяется как максимум из числа трансформаторов по условиям надёжности и по экономической целесообразности [8]:

$$N_{\text{Т.мин}} = \max(N_{\min}^{\text{ЭК}}; N_{\text{Т.мин}}^{\text{Н}}) \quad (4.3)$$

Оптимальное число трансформаторов в цехе находим по формуле:

Оптимальное число трансформаторов в цехе находим по формуле:

$$N_{\text{Т}}^{\text{ОПТ}} = N_{\text{Т.мин}} + m \quad (4.4)$$

где m - добавка до оптимального числа, $m = f(N_{\text{Т.мин}}; K_{\text{з.т.доп}}; \Delta N_{\text{Т}})$, берется из справочной литературы. При условии $N_{\min}^{\text{ЭК}} < N_{\text{Т.мин}}^{\text{Н}}$ принимается $N_{\text{Т}}^{\text{ОПТ}} = N_{\text{Т.мин}}$ и единичная мощность трансформаторов определяется по формуле:

$$S_{\text{т.ном}} \geq \frac{P_p}{K_{\text{з.т.доп}} \cdot N_{\text{т}}^{\text{опт}}} \quad (4.5)$$

В данном проекте применяются трансформаторы типа ТМГ [7], так как трансформаторы данного типа обладают рядом преимуществ над трансформаторами типа ТМ и ТМЗ [8]: – трансформаторы ТМГ изготавливаются в герметичном исполнении, в гофрированных баках с полным заполнением маслом, без маслорасширителя и без воздушной или газовой подушки; – контакт масла с окружающей средой полностью отсутствует, что значительно улучшает условия работы масла, исключает его увлажнение, окисление и шлакообразование; – трансформаторное масло перед заливкой в трансформатор ТМГ дегазируется, заливка его в бак производится при температуре $40 \pm 20^\circ\text{C}$ в специальной вакуумзаливочной камере при глубоком вакууме, что намного увеличивает электрическую прочность изоляции трансформатора; – трансформаторы ТМГ практически не требуют расходов на предпусковые работы и на их обслуживание в эксплуатации, не нуждаются в профилактических ремонтах и ревизиях в течение всего срока эксплуатации, в то время как трансформаторы ТМ и ТМЗ, кроме текущего обслуживания и систематического проведения испытаний масла, нуждаются в плановых ремонтах, трансформаторы ТМЗ, кроме того, требуют систематической подкачки азота для поддержания в них давления не менее $0,2 \text{ кгс/см}^2$, так как происходит снижение давления азота даже при полной герметизации за счет поглощения азота маслом. Чтобы уменьшить загрузку цеховых трансформаторов и уменьшить потери энергии в элементах СЭС устанавливают компенсирующие устройства (конденсаторные батареи).

Найдём мощности компенсирующих устройств на каждой ТП.

Реактивная мощности которую сможет пропустить выбранный трансформатор не перегрузившись в нормальном режиме [8]::

$$Q_{1p} = \sqrt{(N_{\text{т}}^{\text{опт}} \cdot K_{\text{з.т.доп}} \cdot S_{\text{т.ном}})^2 - P_p^2} \quad (4.6)$$

где $N_{\text{т}}^{\text{опт}}$ – число трансформаторов цеховой ТП;

$K_{\text{з.т.доп}}$ – допустимый коэффициент загрузки трансформаторов цеховой ТП в нормальном режиме;

$S_{\text{т.ном}}$ – номинальная мощность трансформаторов цеховой ТП;

P_p – расчетная активная нагрузка рассматриваемого цеха.

Величина Q_{1p} является расчетной, поэтому в общем случае реактивная нагрузка трансформаторов Q_1 не равна ей:

					П-473.13.03.02.2020.218.00.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		33

$$Q_1 = \begin{cases} Q_{1p} & \text{если } Q_{1p} < Q_p \\ Q_p & \text{если } Q_{1p} \geq Q_p \end{cases} \quad (4.7)$$

Q_1 – реальная реактивная мощность проходящая через трансформатор в период максимума нагрузки. При $Q_{1p} < Q_p$ трансформаторы ТП не могут пропустить всю реактивную нагрузку и поэтому часть её должна быть скомпенсирована с помощью конденсаторов, которые следует установить на стороне низкого напряжения данной ТП.

Мощность этих конденсаторов будет составлять [8]:

$$Q_{ку} = Q_p - Q_1 \quad (4.8)$$

Коэффициенты загрузки трансформаторов в нормальном и послеаварийном режимах соответственно:

$$K_{з.т.норм} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_1^2}}{N_T^{опт} \cdot S_{т.норм}} \quad (4.9)$$

$$K_{зтп/ав} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_1^2}}{(N_{т.вз.рез} - 1) \cdot S_{т.норм}} \quad (4.10)$$

где $N_{т.вз.рез}$ – число взаимно резервированных трансформаторов цеховых ТП.

Потери активной мощности в трансформаторе находятся по формуле:

$$\Delta P_T = n \cdot (\Delta P_{xx} + K_{з.т.норм}^2 \cdot \Delta P_{кз}) \quad (4.11)$$

где n - число ТП в цехе;

ΔP_{xx} – потери холостого хода в трансформаторе, кВт;

$K_{з.т.норм}$ – коэффициент загрузки трансформатора в нормальном режиме;

$\Delta P_{кз}$ – потери короткого замыкания, кВт.

Потери реактивной мощности в трансформаторе:

$$\Delta Q_T = \frac{n \cdot S_{т.норм}}{100} \cdot (I_{xx} + K_{з.т.норм}^2 \cdot U_{кз}) \quad (4.12)$$

где I_{xx} – ток холостого хода;

$S_{т.норм}$ - номинальная мощность трансформатора, кВА;

					П-473.13.03.02.2020.218.00.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		34

$U_{кз}$ – напряжение короткого замыкания.

Местоположение подстанций выбираем по возможности ближе к центрам электрических нагрузок с учётом расположения технологического оборудования, а также ранее определённых символических центров электрической нагрузки (таблица 1.4)

Питание всех низковольтных распределительных пунктов осуществляется от подстанций соседних цехов

При определении необходимости установки низковольтного РП руководствуемся правилом:

$$S_p \cdot l < 15000 \text{ кВА} \cdot \text{м} \quad (4.13)$$

где S_p – полная расчетная нагрузка цеха,

l – расстояние от РПН цеха до соседней ТП (определяется по длине траншеи кабельной линии).

Проверку этого условия выполняем в таблице 2.2 приведенной ниже.

Таблица 4.2 – Проверка целесообразности питания цехов от РП

Номер цеховой ТП	Номер РП-Цех№	S_p , кВА	L , м	$S_p \cdot L$, кВА·м
ТП1	РП1-1	127,04	66,00	8384,81
ТП3	РП2-3	106,55	30,00	3196,61
ТП2	РП3-6	251,59	40,00	10063,69
ТП4	РП4-7	265,66	28,00	7438,38
ТП4	РП5-11	134,98	40,00	5399,18
ТП8	РП6-14	129,65	39,00	5056,51
ТП8	РП7-16	67,96	71,00	4825,12

Из таблицы видно, что установка всех РП экономически целесообразна.

В послеаварийном режиме (при превышении коэффициента загрузки в послеаварийном режиме выше установленного ГОСТом – 1,4) на подстанциях в связи с выходом одного трансформатора из строя необходимо отключить часть потребителей, не участвующих в основном технологическом процессе.

Расчет для выбора трансформаторов в подстанциях предприятия приводим в таблице 4.3, а расчет потерь в таблице 4.4.

Вывод по разделу 4

Произведен расчет и выбраны трансформаторы марки ТМГ для питания цеховых ТП, произведен расчет потери в цеховых ТП.

Таблица 4.3 – Расчет и выбор трансформаторов цеховых подстанций завода

Номера цехов и подразделений	Катег. по надежности	$N_{т.мин}^H$	P_p , кВт	Q_p , кВАр	S_p , кВА	F	σ	$S_{эт.}$	тип тр-ра	Кз.доп.норм	$N_{т.мин}^2$	ΔN_r	$N_{т.мин}$	m	$N_{т.опт}$	$S_{т.ном}$	№ п/ст или РП	Q_{ip}	Q_I	$Q_{ку}$	Кз.т.норм	Кз.т. п/ав
ТП1																						
1. Гараж и зарядная станция	III	2	85,63	93,85	127,04	1047	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	РП1-1	-	-	-	-	-
2. Компрессорная станция	II	2	386,24	242,56	456,09	1718	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ИТОГО:	II	2	471,87	336,41	583,13	2766	0,21	1250	ТМГ	0,8	2,00	1,53	2	0	2	400	1	433,25	336,41	0,00	0,72	1,4*
ТП2																						
4. Электроремонтный цех	II	2	269,51	202,13	336,89	1145	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6. Сантехнический участок	III	1	213,35	133,35	251,59	610	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	РП3-6	-	-	-	-	-
ИТОГО:	II	2	482,86	335,48	588,48	1754	0,34	1600	ТМГ	0,8	2,00	1,62	2	0	2	400	2	420,06	335,48	0,00	0,73	1,4*
ТП3																						
3. Заготовительный участок	III	1	76,03	74,65	106,55	757	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	РП2-3	-	-	-	-	-
5. Прессово-сварочный цех	II	2	1476,78	1258,79	1940,47	2735	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ИТОГО:	II	2	1552,81	1333,44	2047,02	3492	0,59	2500	ТМГ	0,8	2,00	1,22	2	0	2	1000	3	385,72	385,72	947,72	0,80	1,4*
ТП4																						
7. Модельный цех	III	1	200,04	174,81	265,66	859	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	РП4-7	-	-	-	-	-
9. Насосная станция	II	2	230,57	144,67	272,19	955	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
11. Столярный цех	III	1	95,67	95,22	134,98	619	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	РП5-11	-	-	-	-	-
ИТОГО:	II	2	526,28	414,69	672,83	2433	0,28	1600	ТМГ	0,8	2,00	1,84	2	0	2	400	4	362,09	362,09	52,60	0,80	1,4*
ТП5																						
8. Механический цех	II	2	1148,13	861,09	1435,16	2735	0,52	2500	ТМГ	0,8	2,00	1,95	2	0	2	1000	5	1111,88	861,09	0,00	0,72	1,4*
ТП6																						
10. Ремонтно-механический цех	II	2	648,67	448,98	788,90	6641	0,12	800	ТМГ	0,8	2,00	0,99	2	0	2	630	6	771,55	448,98	0,00	0,63	1,25
ТП7																						
12. Гальванический цех	II	2	571,54	357,13	673,94	1573	0,43	2000	ТМГ	0,8	2,00	1,64	2	0	2	400	7	288,00	288,00	69,13	0,80	1,4*
ТП8																						
14. Административный корпус	II	2	92,82	90,53	129,65	1082	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	РП6-14	-	-	-	-	-
15. Столовая	III	1	202,80	101,23	226,67	796	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
16. Склад готовой продукции	III	1	45,14	50,80	67,96	1192	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	РП7-16	-	-	-	-	-
ИТОГО:	II	2	340,76	242,56	424,28	3070	0,14	800	ТМГ	0,8	2,00	1,93	2	0	2	400	8	541,94	242,56	0,00	0,52	1,05
ТП9																						
13. Литейный цех	II	2	784,66	588,49	980,82	2808	0,35	2000	ТМГ	0,8	2,00	1,87	2	0	2	630	9	630,14	588,49	0,00	0,78	1,4*

* при привышении Кз.т.п/ав в послеаварийном режиме необходимо отключить часть потребителей не участвующих в основном технологическом процессе

Таблица 4.4 – Потери мощности в цеховых ТП

Номер ТП	$S_{г\text{ном}}$	тип тр-ра	$N_{г\text{олг}}$	$K_{зг\text{норм}}$	$U_{кз}, \%$	$P_{хх}, \text{кВт}$	$P_{кз}, \text{кВт}$	$I_{хх}, \%$	$\Delta P_{тр}, \text{кВт}$	$\Delta Q_{тр}, \text{квар}$	$P_{р+\Delta P_{тр}}, \text{кВт}$	$Q_{I+\Delta Q_{тр}}, \text{кВАр}$	$S_{р}, \text{кВА}$
1	400	ТМГ	2	0,72	4,5	0,95	5,9	2,10	8,09	35,69	479,96	372,10	607,303
2	400	ТМГ	2	0,73	4,5	0,95	5,9	2,10	8,27	36,25	491,13	371,73	615,949
3	1000	ТМГ	2	0,80	5,50	2,45	12,20	1,40	20,52	98,40	1573,33	484,12	1646,13
4	400	ТМГ	2	0,80	4,5	0,95	5,9	2,10	9,43	39,77	535,71	401,86	669,684
5	1000	ТМГ	2	0,72	5,50	2,45	12,20	1,40	17,47	84,67	1165,60	945,77	1501,03
6	630	ТМГ	2	0,63	5,5	1,31	8,5	2,00	9,28	52,37	657,96	501,34	827,196
7	400	ТМГ	2	0,80	4,5	0,95	5,9	2,10	9,45	39,84	580,99	327,84	667,105
8	400	ТМГ	2	0,52	4,5	0,95	5,9	2,10	5,13	26,64	345,89	269,20	438,303
9	630	ТМГ	2	0,78	5,5	1,31	8,5	2,00	12,93	67,22	797,59	601,43	998,93
ИТОГО:									100,58	480,84			

5 ВЫБОР НАПРЯЖЕНИЯ СХЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ И ТРАНСФОРМАТОРОВ ГЛАВНОЙ ПониЗИТЕЛЬНОЙ ПОДСТАНЦИИ

5.1 Предварительный выбор трансформаторов ГПП

Предварительный выбор трансформаторов ГПП обусловлен наличием высоковольтных электроприемников с резкопеременной нагрузкой – печи ДСП.

В дальнейшем трансформаторы будут проверены на стойкость к ударным нагрузкам.

Величина напряжения питания главной понижительной подстанции предприятия определяется наличием конкретных источников питания, уровнями напряжения на них, расстоянием от ГПП до этих источников, возможностью сооружения воздушных линий для передачи электроэнергии и другими факторами. [2;3;14]

Величину рационального напряжения можно оценить по приближенной формуле Стилла [14]:

$$U_{\text{рац}} = 4,34 \cdot \sqrt{l + 0,016 \cdot P_{\text{р.п}}^V} \quad (5.1)$$

где l - длина питающей ГПП линии. Согласно исходным данным $l = 14,0$ км.

$P_{\text{р.п}}^V$ - расчетная максимальная активная нагрузка предприятия на стороне низшего напряжения ГПП, кВт [14]:

$$P_{\text{р.п}}^V = K_{\text{о.м}} \cdot [P_{\text{р.нв}} + \sum P_{\text{р.вв}} + \Delta P_{\text{т}\Sigma}] + P_{\text{р.о}}, \quad (5.2)$$

где $K_{\text{о.м}}$ - коэффициент одновременности максимумов, $K_{\text{о.м}} = f(m; K_{\text{иа}})$ Исходя из раздела 1 для шин НН ГПП $K_{\text{о.м}} = 0,95$; т.к $K_{\text{иа}} = 0,87$, количество присоединений к шинам 10 кВ 9- 25.

$P_{\text{р.нв}}$ - расчетная активная низковольтная нагрузка силовых ЭП. Из раздела 1 известно, что $P_{\text{р.п}} = 6139,83$ кВт;

$\sum P_{\text{р.вв}}$ - расчетная мощность высоковольтных приемников, определена в предыдущих разделах КП, $\sum P_{\text{р.вв}} = 8642,50$ кВт;

$\Delta P_{\text{т}\Sigma}$ - суммарная активная мощность потерь выбранных ТП предприятия, определена в предыдущих разделах КП, $\Delta P_{\text{т}\Sigma} = 100,58$ кВт;

$P_{\text{р.о}}$ - суммарная расчетная мощность освещения предприятия (территории + цеха), определена в предыдущих разделах КП, $P_{\text{р.о}} = 545,01$ кВт;

Определим величину расчетной максимальной нагрузки предприятия на стороне низшего напряжения ГПП:

					П-473.13.03.02.2020.218.00.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		38

$$P_{p.п} = 0,95 \cdot [6139,83 + 8642,50 + 100,58] + 545,01 = 14683,77 \text{ кВт}$$

По формуле (5.1):

$$U_{рац} = 4,34 \cdot \sqrt{14,0 + 0,016 \cdot 114683,77} = 68,47 \text{ кВ}$$

Полная расчетная нагрузка предприятия, необходимая для выбора силовых трансформаторов ГПП, находится приближенно по формуле [14]:

$$S_{p.п}^V = \sqrt{P_{p.п}^V{}^2 + (Q_{эс} - \Delta Q_{т.гпп\Sigma})^2}, \quad (5.3)$$

где $Q_{эс}$ - экономически целесообразная реактивная мощность на стороне высшего напряжения ГПП, потребляемая предприятием от энергосистемы
 $\Delta Q_{т.гпп\Sigma}$ – потери реактивной мощности в тр-рах ГПП.

$$Q_{эс} = P_{p.п} \cdot \text{tg}\varphi_{эс} \quad (5.4)$$

$$\Delta Q_{т.гпп\Sigma} \approx 0,07 \cdot \sqrt{P_{p.п}^V{}^2 + Q_{эс}^2}, \quad (5.5)$$

Согласно приказа [31] Министерства энергетики РФ от 23 июня 2015 г. N 380 "О Порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии" значение коэффициента реактивной мощности регламентированы для различных уровней напряжения и отражены в Таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Значение коэффициента реактивной мощности для разных уровней напряжения

Напряжение сети, кВ	1-20	35	110
tgφ	0,4	0,4	0,5

Тогда для 110 кВ:

$$Q_{э.с.} = 14683,77 \cdot 0,5 = 7341,89 \text{ кВАр}$$

Ориентировочные потери в трансформаторах ГПП:

$$\Delta Q_{т.гпп\Sigma} \approx 0,07 \cdot \sqrt{14687,61^2 + 7343,81^2} = 1149,19 \text{ кВАр}$$

Полная расчетная нагрузка предприятия:

$$S_{p.п}^V = \sqrt{14683,77^2 + (7341,89 - 1149,49)^2} = 15936,21 \text{ кВА}$$

Так как различие полных расчётных нагрузок $S_{p.п.}$ для разного уровня напряжений незначительно и практически не влияет на выбор мощности трансформатора, поэтому принимаем их условное равенство. Мощность трансформаторов на двухтрансформаторных ГПП (110 кВ) определяется по формуле:

$$S_T = \frac{S_{p.п.}}{n \cdot K_{з.д}}, \quad (5.6)$$

где n - количество трансформаторов на ГПП, $n=2$;

$K_{з.д}$ - коэффициент загрузки трансформаторов ГПП в нормальном режиме;
 $K_{з.д} = 0,7$

По (5.6):

$$S_{T(110)} = \frac{15936,21}{2 \cdot 0,7} = 11383,00 \text{ кВА}$$

При выборе трансформаторов ГПП учтем наличие электроприемников с резкопеременной нагрузкой – печи ДСП. Печь ДСП является источником колебания напряжения на шинах 10 кВ ГПП. На рассматриваемом заводе установлены печи – ДСП-3, питание которых осуществляется от электропечного трансформатора марки ЭТМПК-3200/10 с номинальной полной мощностью электропечного трансформатора $S_{ном}=2000$ кВА [13]. При выборе трансформаторов ГПП руководствуемся минимальной начальной мощностью из линейки ГОСТ – 16 МВА. Для сравнения проведем анализ трансформаторов производимых Тольяттинским заводом трансформаторов. Для дальнейшего экономического обоснования варианта (трансформатор и его параметры взяты из номенклатурного каталога завода Тольяттинский трансформатор):

- Трансформатор ТДН-16000/110 У1, УХЛ1 СТО 15352615-023-2011[40]

Тогда величина коэффициентов загрузки трансформаторов ГПП будет определена по формуле:

$$K_з = \frac{S_{p.п.(110)}}{n \cdot S_{ном.т}} \quad (6.7)$$

1 Вариант:

В нормальном режиме:

$$K_з = \frac{S_{p.п.(110)}}{n \cdot S_{ном.т}} = \frac{15936,21}{2 \cdot 16000} = 0,50$$

					П-473.13.03.02.2020.218.00.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		40

В утяжеленном режиме:

$$K_3 = \frac{S_{р.п.(110)}}{n \cdot S_{НОМ.Т}} = \frac{15936,21}{1 \cdot 16000} = 1,00$$

2 Вариант:

В нормальном режиме:

$$K_3 = \frac{S_{р.п.(110)}}{n \cdot S_{НОМ.Т}} = \frac{15936,21}{2 \cdot 25000} = 0,32$$

В утяжеленном режиме:

$$K_3 = \frac{S_{р.п.(110)}}{n \cdot S_{НОМ.Т}} = \frac{15936,21}{1 \cdot 25000} = 0,64$$

Таблица 5.2 – Выбор трансформаторов на ГПП 110/10 кВ

Напряжение, кВ	110	110
Экономически целесообразная реактивная мощность $Q_{эс}$, кВАр	7341,89	7341,89
Полная расчетная нагрузка $S_{р.п.}$, кВА	15936,21	15936,21
Мощность трансформатора ГПП S_T , кВА	25000	16000
Тип трансформатора ГПП	ТРДН-25000/110	ТДН-16000/110
Номинальная / Проектная мощность трансформатора, кВА	25000/-	16000/-
Напряжение на высокой стороне $U_{вн}$, кВ	115	115
Напряжение на низкой стороне $U_{нн}$, кВ	11	11
Потери холостого хода $\Delta P_{хх}$, кВт	19	12,0
Потери короткого замыкания $\Delta P_{кз}$, кВт	120	83
Напряжение короткого замыкания $U_{кз}$, %	10,5	10,5
Ток холостого хода $I_{хх}$, %	0,23	0,30
Коэффициент загрузки в нормальном режиме	0,32	0,50
Коэффициент загрузки в послеаварийном режиме	0,64	1,00

Далее проводим проверку на стойкость к ударной нагрузке рассматриваемых вариантов трансформаторов ГПП.

5.2 Проверка трансформатора ГПП по стойкости к ударным толчкам тока от ДСП

Так как на предприятии имеются электроприемники с резкопеременной, ударной нагрузкой, то необходимо проверить трансформатор на стойкость к ударным толчкам током, вызванных эксплуатационными короткими замыканиями при работе дуговой сталеплавильной печи (ДСП).

Предварительно необходимо проверить колебания напряжения вызываемые работой печей ДСП, и не будут ли полученные значения превышать норму установленную ГОСТ. Для этого используем формулу:

$$\delta U_{t, \text{СШ}} = \frac{100 \cdot S_{\text{ТП}} \cdot \sqrt[4]{N}}{S_{\text{КЗ}}} \cdot 100\% \quad (5.8)$$

где $S_{\text{ТП}}$ – полная печного трансформатора, кВА;

N – количество печей подключенных к шинам, шт;

$S_{\text{КЗ}}$ – мощность КЗ в месте подключения трансформатора ДСП, МВА.

Далее составим схему замещения для определения величины суммарного реактивного сопротивления до точки КЗ (сборные шины 10 кВ ГПП):

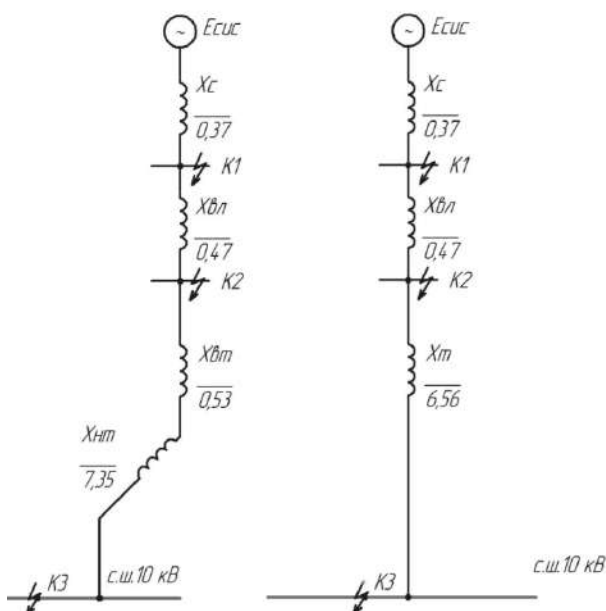


Рисунок 5.1 – Схема замещения для трансформаторов ГПП точки КЗ СШ 10 кВ

Согласно исходным данным, мощность короткого замыкания на шинах подстанции энергосистемы 110 кВ $S_{КЗ110} = 2700$ МВА. Расчет величин будет производить в относительных единицах. Для этого примем в качестве базисных $S_B = 1000$ МВА, $U_B = 115$ кВ.

Сопротивление системы в относительных единицах:

$$X_{C*} = \frac{S_B}{S_{КЗ110}}, \quad (5.9)$$

По (3.6):

$$X_{C*} = \frac{1000}{2700} = 0,37 \text{ о. е.}$$

Сопротивление воздушной линии находится по формуле:

$$X_{ВЛ*} = \frac{x_0 \cdot l \cdot S_B}{U_B^2}, \quad (5.10)$$

По (4.10):

$$X_{ВЛ*} = \frac{0,444 \cdot 14 \cdot 1000}{115^2} = 0,47 \text{ о. е.}$$

Сопротивление трансформатора на ГПП:

$$X_{ВТ} = 0,125 \cdot \frac{U_K}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{НОМ ГПП}}, \quad (5.11)$$

$$X_{НТ} = 1,75 \cdot \frac{U_K}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{НОМ ГПП}} \quad (5.12)$$

где U_K – напряжение КЗ трансформатора ГПП, %

$S_{НОМ ГПП}$ – номинальная мощность, МВА

ТРДН-25 МВА:

$$X_{ВТ} = 0,125 \cdot \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{25} = 0,53 \text{ о. е.}$$

$$X_{НТ} = 1,75 \cdot \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{25} = 7,35 \text{ о. е.}$$

ТДН-16 МВА:

$$X_T = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{16} = 6,56 \text{ о. е.}$$

Мощность КЗ на СШ 10 кВ:

$$S_{\text{КЗ}} = \frac{S_6}{X_{\text{сумм}}}, \quad (5.13)$$

Для ТРДН-25 МВА:

$$S_{\text{КЗ}} = \frac{1000 \cdot 10^6}{0,37 + 0,47 + 0,53 + 7,35} = 114,68 \text{ МВА}$$

Для ТДН-16 МВА:

$$S_{\text{КЗ}} = \frac{1000 \cdot 10^6}{0,37 + 0,47 + 6,56} = 135,14 \text{ МВА}$$

Колебания напряжения при установке трансформатора ТРДН-25:

$$\delta U_{\text{т.СШ}} = \frac{100 \cdot 2000 \cdot 10^3 \cdot 1,25}{114,68 \cdot 10^6} \cdot 100\% = 2,17 \%$$

Колебания напряжения при установке трансформатора ТДН-16:

$$\delta U_{\text{т.СШ}} = \frac{100 \cdot 2000 \cdot 10^3 \cdot 1,25}{135,14 \cdot 10^6} \cdot 100\% = 1,84 \%$$

Печь ДСП-3 запитана от печного трансформатора ЭТПМК-3200/10.

Для рассматриваемого печного трансформатора произведем расчет тока по формуле:

$$I_{\text{п.тр}} = \frac{S_{\text{п.тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (5.14)$$

$$I_{\text{п.тр}} = \frac{2000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 115,6 \text{ А.}$$

Величина эксплуатационного тока КЗ для печи ДСП малой емкости:

$$I_{\text{экс}}^{(3)} = 3,5 \cdot I_{\text{п.тр}}, \quad (5.15)$$

$$I_{\text{экс}}^{(3)} = 3,5 \cdot 115,6 = 404,6 \text{ А}$$

Необходимо проверить как обмотку низшего напряжения, к которой подключена беспокойная нагрузка, так и обмотку высшего напряжения.

					П-473.13.03.02.2020.218.00.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		44

Ток, потребляемый спокойной нагрузкой, в А, можно вычислить по формуле:

$$I_p = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_p^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (5.16)$$

где P_p – активная расчетная мощность, кВт (таблица 1.3)

Q_p – реактивная расчетная мощность, кВАр (таблица 1.3)

Ток потребляемый синхронными электродвигателями:

СД 630 кВт:

$$I_{p.СД630} = \frac{\sqrt{472,5^2 + 292,83^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 32,13 \text{ А.}$$

Для трех электродвигателей:

$$I_{p.СД630} = 3 \cdot 32,13 = 96,39 \text{ А}$$

Для одного преобразователя индукционной печи:

$$I_{p.ИП} = \frac{\sqrt{1050^2 + 345,12^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 63,89 \text{ А}$$

Для низковольтной нагрузки (по формуле 3.16) :

$$I_{p.НН} = \frac{\sqrt{6684,84^2 + 4994,45^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 482,34 \text{ А.}$$

Учтем что низковольтная нагрузка распределена равномерно между секциями тогда:

$$I_{p.НН} = \frac{482,34}{2} = 241,17 \text{ А}$$

Суммарный ток спокойной нагрузки:

$$I_{спок} = K_{ом} \cdot \sum_{i=1}^n I_p, \quad (5.17)$$

					П-473.13.03.02.2020.218.00.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		45

$$I_{\text{спок}} = 0,95 \cdot (96,39 + 63,89 + 241,17) = 381,38 \text{ А}$$

Согласно [10] масляные трансформаторы и трансформаторы с негорючим жидким диэлектриком, должны выдерживать в эксплуатации ударные толчки током. При этом отношение действующего значения тока к номинальному (кратность) не должно превышать значений, указанных в таблице 5.3.

Таблица 5.3 – Допустимая кратность к ударным толчкам тока

Число ударных толчков в сутки	Кратность, не более, в зависимости от мощности трансформатора	
	До 25 МВА	Более 25 до 100 МВА
До 3	4	2
От 3 до 10	2	1,3
Свыше 10	1,3	1,1

Найдем мощность трансформатора ГПП исходя из условий ГОСТ 11677-85 по формуле:

$$S_{\text{т.ГПП}} \geq \frac{(I_{\text{экс}}^{(3)} + I_{\text{спок}}) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}{K}, \quad (5.18)$$

где $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение на стороне НН трансформатора ГПП, кВ
 K – кратность к ударным толчкам токам (см. таблицу 3.3)

$$S_{\text{т.ГПП}} \geq \frac{(404,6 + 381,38) \cdot \sqrt{3} \cdot 10}{1,3} = 10459,58 \text{ кВА}$$

Для проверки обмотки ВН трансформатора ГПП необходимо вычислить ток, потребляемый всей спокойной нагрузкой, приведенной к стороне ВН.

Значение токов посчитанных для стороны НН необходимо привести к стороне ВН:

$$I_{\text{р}}^{110} = \frac{I_{\text{р}}^{10}}{K_{\text{т}}}, \quad (5.19)$$

где $K_{\text{т}}$ – коэффициент трансформации трансформатора ГПП.

$$K_T = \frac{110}{10} = 11$$

Ток трехфазного эксплуатационного короткого замыкания приведенный к стороне ВН:

$$I_{\text{экс}}^{(3)110} = \frac{404,6}{11} = 36,78 \text{ А}$$

Для преобразователя индукционной печи:

$$I_{\text{р.ИП}}^{110} = \frac{63,89}{11} = 5,81 \text{ А}$$

Ток трех СД 630 кВт:

$$I_{\text{р.СД}}^{110} = \frac{96,39}{11} = 8,76 \text{ А}$$

Ток низковольтной нагрузки:

$$I_{\text{р.НН}} = \frac{241,17}{11} = 21,92 \text{ А}$$

Номинальный ток трансформатора ГПП на стороне ВН:

$$I_{\text{т.ГПП}} = \frac{S_{\text{т.ГПП}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (5.20)$$

Для трансформатора ТРДН-25МВА:

$$I_{\text{т.ГПП}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 131,37 \text{ А.}$$

Для трансформатора ТДН-16МВА:

$$I_{\text{т.ГПП}} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 84,08 \text{ А.}$$

Определим кратность действующего значения пикового тока к номинальному току трансформатора и сравним с допустимой:

$$\frac{I_{\text{экс}}^{(3)110} + I_{\text{спок}}^{110}}{I_{\text{т.ГПП}}} \leq K, \quad (5.21)$$

					П-473.13.03.02.2020.218.00.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		47

$$I_{\text{спок}}^{110} = 0,95 \cdot (5,81 + 8,76 + 21,92) = 34,67 \text{ А}$$

Для трансформатора ТРДН-25МВА:

$$\frac{36,78 + 34,67}{131,37} = 0,54 < 1,3$$

Для трансформатора ТДН-16МВА:

$$\frac{36,78 + 34,67}{84,08} = 0,85 < 1,3$$

Из полученных расчетов видно, что трансформатор наименьшей мощности – 16 МВА проходит на стойкость к ударным токам.

					П-473.13.03.02.2020.218.00.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		48

6 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ СХЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Схема РУ ВН ГПП - Два блока линия-трансформатор с выключателем.
Схема РУ НН ГПП - Одна секционированная выключателем система шин (10(6)-1). В качестве трансформатора ГПП производим расчет для ТДН-16000-110/10. Определим потери энергии в трансформаторах ГПП. Параметры трансформатора приведены в таблице 3.2.

Потери активной и реактивной мощности определяются по формулам, [8].

Для ТДН-16000/110 величины потерь:

$$\Delta P_T = 2 \cdot (12 + 0,5^2 \cdot 83) = 65,19 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_T = \frac{2 \cdot 16000}{100} (0,30 + 0,50^2 \cdot 10,5) = 929,75 \text{ кВАр};$$

Потери электроэнергии в трансформаторах определяются по формуле [8]:

$$\Delta W_T = n \cdot (\Delta P_{\text{хх}} \cdot T_T + K_{3,Н}^2 \cdot \Delta P_{\text{кз}} \cdot \tau), \quad (6.1)$$

где n - число трансформаторов на ГПП;

T_T -число часов в году, $T_T = 8760 \text{ ч.}$;

τ - годовое число часов максимальных потерь, которое определяется по выражению [8]:

$$\tau = (0,124 + \frac{T_M}{10^4})^2 \cdot T_T, \quad (6.2)$$

где T_M - годовое число часов использования получасового максимума активной нагрузки. По [7] для завода тяжелого машиностроения $T_M = 4000 \text{ ч.}$

По (6.2):

$$\tau = (0,124 + \frac{4000}{10^4})^2 \cdot 8760 = 2487,84 \text{ ч};$$

По формуле (4.1):

$$\Delta W_T = 2 \cdot (12 \cdot 8760 + 0,50^2 \cdot 83 \cdot 2487,84) = 415961,28 \text{ кВт} \cdot \text{ч/год};$$

Рассчитаем ЛЭП от районной подстанции энергосистемы до ГПП предприятия.

					П-473.13.03.02.2020.218.00.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		49

Нагрузка в начале линии находится по формуле [8]:

$$S_{p.l} = \sqrt{(P_{p.l} + \Delta P_T)^2 + Q_{эс}^2}, \quad (6.3)$$

По (6.3):

$$S_{p.l} = \sqrt{(14683,77 + 65,19)^2 + 7341,89^2} = 16479,59 \text{ кВА}$$

Расчетный ток одной цепи линии 110 кВ находится по формуле [8]:

$$I_{p.l} = \frac{S_{p.l}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{ном}}, \quad (6.4)$$

где n- число цепей линии, n=2;

$U_{ном}$ - номинальное напряжение сети; $U_{ном} = 110$ кВ.

По (4.4):

$$I_{p.l} = \frac{16475,27}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 110} = 43,30 \text{ А}$$

Ток одной цепи ЛЭП в послеаварийном режиме определяется по формуле [10, ф.4.40]:

$$I_{п/ав} = 2 \cdot I_{p.l}, \quad (6.5)$$

По (6.5):

$$I_{п/ав} = 2 \cdot 43,30 = 86,60 \text{ А.}$$

Согласно сечение проводов ВЛ находим по экономической плотности тока по формуле [5,7]:

$$F_э = \frac{I_{p.l}}{j_э}, \quad (6.6)$$

где $j_э$ - экономическая плотность тока, А/мм². Согласно [14, табл.1.3.36] экономическая плотность тока для неизолированных алюминиевых проводов при $T_M = 4000$ ч. равняется $j_э = 1,1$ А/мм².

По (6.6):

$$F_э = \frac{43,30}{1,1} = 39,36 \text{ мм}^2,$$

					П-473.13.03.02.2020.218.00.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		50

Однако по условиям короны минимальное сечение провода ВЛ 110 кВ составляет 70 мм². Поэтому в качестве проводов ВЛ от районной подстанции энергосистемы до ГПП предприятия.

Принимаем провода с сечением $F = 70 \text{ мм}^2$. Параметры провода [5,7]: Длительно допустимый ток $I_{\text{доп}}=265 \text{ А}$; удельные активное и индуктивное сопротивления: $r_0=0,428 \text{ Ом/км}$; $x_0=0,444 \text{ Ом/км}$.

Провод должен быть проверен по нагреву в послеаварийном режиме [5,7]:

$$I_{\text{доп}} > I_{\text{п/ав}}, \quad (6.7)$$

По (6.7):

$$265 \text{ А} > 86,50 \text{ А}.$$

Потери активной энергии в проводах за год [, ф. 4.43]:

$$\Delta W_{\text{л}} = N \cdot (3 \cdot I_{\text{р.л}}^2 \cdot r_0 \cdot l \cdot \tau) \cdot 10^{-3}, \quad (6.8)$$

По (6.8):

$$\Delta W_{\text{л}} = 2 \cdot (3 \cdot 43,30^2 \cdot 0,428 \cdot 14 \cdot 2487,84) \cdot 10^{-3} = 167687,51 \text{ кВт} \cdot \text{ч/год}$$

Рассчитаем тока короткого замыкания в начале отходящих линий от питающей подстанции энергосистемы и на вводах ГПП. Схемы для расчета токов КЗ представлены на рисунке 4.1

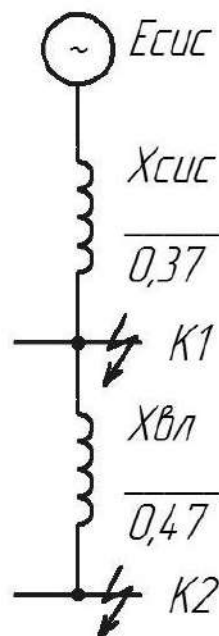


Рисунок 6.1 – Схема замещения сети 110 кВ предприятия

Для определения токов КЗ используем ранее рассчитанные величины сопротивлений в разделе 3 КП:

$$I_{K1} = I_{п0} = \frac{I_B}{X_{C*}} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_B \cdot X_{C*}}, \quad (6.11)$$

где $I_{п0}$ - действующее значение периодической составляющей тока КЗ в начальный момент времени.

По (6.11):

$$I_{K1} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 0,37} = 13,57 \text{ кА.}$$

Ток КЗ в точке 2 находится по формуле:

$$I_{K2} = I_{п0} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_B \cdot (X_{C*} + X_{L*})}, \quad (6.12)$$

По формуле (6.12):

$$I_{K2} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot (0,37 + 0,47)} = 5,98 \text{ кА.}$$

Ударный ток короткого замыкания находится по формуле [15]:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_K, \quad (6.13)$$

где, K_y - ударный коэффициент. Согласно [15] для точек КЗ 1 и 2 соответственно: $K_{y1}=1,72$, $K_{y2}=1,8$.

По формуле (6.13):

$$i_{уд1} = \sqrt{2} \cdot 1,72 \cdot 13,57 = 32,91 \text{ кА,}$$

$$i_{уд2} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 5,98 = 15,18 \text{ кА.}$$

Апериодическая составляющая тока КЗ находится по формуле [15]:

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_K \cdot e^{-\frac{t}{T_a}}, \quad (6.14)$$

где T_a - постоянная времени затухания апериодической составляющей.

По [15] для точек КЗ 1 и 2:

$$T_{a1} = 0,03 \text{ с; } T_{a2} = 0,05 \text{ с.}$$

Выбираем коммутационную аппаратуру в начале отходящих линий от подстанции энергосистемы и на вводе ГПП.

Намечаем к установке на вводе ГПП элегазовые выключатели наружной установки ВГТ-110П-40/2500УХЛ1/, к установке намечаем разъединители типа РГ 110/1000 Н УХЛ1х-[16]

Выбор и проверка выключателей производится по следующим параметрам:

а) по номинальному напряжению:

$$U_c \leq U_{\text{ном}}, \quad (6.15)$$

б) по номинальному току:

$$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{ном}}, \quad (6.16)$$

где, $I_{\text{раб.мах}}$ – рабочий ток выключателя в наиболее тяжелом режиме:

$$I_{\text{раб.мах}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{ГПП}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (6.17)$$

в) по номинальному току электродинамической стойкости

- симметричному:

$$I_{\text{п}|0|} \leq I_{\text{дин}}, \quad (6.18)$$

- асимметричному:

$$i_{y.\text{мах}} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{\text{п}|0|} \leq I_{\text{дин.мах}} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{\text{дин}}, \quad (6.19)$$

г) по номинальному току отключения

- симметричному:

$$I_{\text{п.т}} \leq I_{\text{откл}}, \quad (6.20)$$

- асимметричному:

$$\sqrt{2} \cdot I_{\text{п.т}} + i_{a.t} \leq \sqrt{2} \cdot I_{\text{откл}} \cdot \left(1 + \frac{\beta_{\text{норм}}}{100}\right), \quad (6.21)$$

где $\beta_{\text{норм}}$ – процентное содержание апериодической составляющей в токе короткого замыкания.

- по номинальному импульсу квадратичного тока (по термической стойкости)

$$B_k = I_{\text{п.т}}^2 \cdot (t_3 + t_b + T_a) \leq B_{k \text{ доп}} = I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}, \quad (6.22)$$

где $t_3 = 0,01$ с – минимальное время действия релейной защиты;

t_b – собственное время отключения выключателя по каталогу;

					П-473.13.03.02.2020.218.00.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		53

T_a – время затухания аperiodической составляющей тока КЗ.

Рабочий ток выключателя в наиболее утяжеленном режиме:

$$I_{\text{раб.маx}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{TНОМ}}^{\text{ГПП}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{1,4 \cdot 16000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 117,71 \text{ А.}$$

Время отключения выключателя:

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{з.мин}} + t_{\text{с.в}} \quad (6.23)$$

где $t_{\text{з.мин}}$ – минимальное время срабатывания защиты;

$t_{\text{с.в}}$ – собственное время срабатывания выключателя.

$$t_{\text{откл}} = 0,1 + 0,025 = 0,125 \text{ с.}$$

Значение аperiodической составляющей тока КЗ в момент времени t :

$$i_{\text{а.т}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п|0|К1}} \cdot e^{-\frac{t_{\text{откл}}}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 13,57 \cdot e^{-\frac{0,125}{0,03}} = 5,95 \text{ кА.}$$

где T_a – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока при КЗ.

Нормированное значение аperiodической составляющей тока отключения для данного выключателя:

$$i_{\text{а.норм}} = \sqrt{2} \cdot \beta_{\text{норм}} \cdot I_{\text{откл.норм}} = \sqrt{2} \cdot 0,52 \cdot 40 \text{ кА} = 29,33 \text{ кА.}$$

где $\beta_{\text{норм}}$ – нормированное содержание аperiodической составляющей в токе отключения.

Проверим выключатель на термическую стойкость:

Тепловой импульс, выделяемый током КЗ:

$$W_{\text{к}} = I_{\text{п|0|К1}}^2 \cdot (t_{\text{з}} + t_{\text{с.в.}} + T_a) = 13,57^2 \cdot (0,1 + 0,035 + 0,03) = 11,97 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

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

где $I_{\text{тер}}$ – ток термической стойкости для выбранного выключателя;

$t_{\text{тер}}$ – время протекания термической стойкости.

Сведем расчетные и справочные данные в таблицу 6.1.

					П-473.13.03.02.2020.218.00.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		54

Таблица 6.1 – Расчетные параметры и параметры выключателя ВГТ-110П-40/2500У1

Параметры аппарата	Расчетные данные для энергосистемы	Каталожные данные
Номинальное напряжение, кВ	110	110
Номинальный ток, А	117,71	2500
Номинальный ток отключения, кА	13,57	40
Номинальный ток электродинамической стойкости, кА	76,19	102
Тепловой импульс, кА ² · с	11,97	4800

Сведем расчетные и справочные данные в таблицу 6.2

Таблица 6.2 - Расчетные параметры и параметры разъединителя РГ 110/1000 УХЛ1

Параметры аппарата	Расчетные данные для энергосистемы	Каталожные данные
Номинальное напряжение, кВ	110	110
Номинальный длительный ток, А	117,71	1000
Номинальный ток электродинамической стойкости, кА	32,91	80
Тепловой импульс, кА ² · с	11,97	1875

Для защиты оборудования ГПП от перенапряжений к установке принимается ограничитель перенапряжения ОПН-П1-110 типы ОПН устанавливаемых на линии, в нейтрале трансформатора представлены на схеме электроснабжения. [17].

Для организации измерений и РЗА на стороне 110 кВ выбираем к установке трансформаторы напряжения наружной установки типа НАМИ-110 УХЛ1.

Согласно [15,17] трансформаторы тока выбираются по номинальному напряжению, номинальному току, току утяжеленного режима, электродинамической и термической стойкости к действию тока КЗ, а также проверяются по работе в заданном классе точности (по допустимой вторичной нагрузке). В качестве трансформатора тока принимается к установке ТОГФ-110 УХЛ1

Таблица 6.3 – Расчетные параметры и параметры трансформатора тока ТОГФ-110 УХЛ1

Параметры аппарата	Расчетные данные для энергосистемы	Каталожные данные
Номинальное напряжение, кВ	110	110
Номинальный длительный ток, А	117,71	150/5
Номинальный ток электродинамической стойкости, кА	32,91	160
Тепловой импульс, кА ² · с	11,97	189

Определим годовые приведенные затраты варианта схема внешнего электроснабжения с напряжением сети 110 кВ [7,18]:

$$Z = \sum_{i=1}^n E_i \cdot K_i + C_э + Y, \quad (6.24)$$

где E_i - общие ежегодные отчисления от капитальных вложений:

$$E_i = E_n + E_{oi} + E_{ai}, \quad (6.25)$$

где E_n - нормативный коэффициент эффективности; $E_n = 0,12$

E_{oi} - расходы на обслуживание;

E_{ai} - отчисления на амортизацию;

K_i - сумма капитальных затрат i -й группы одинаковых элементов.

$C_э$ - стоимость годовых потерь электроэнергии;

Y - ущерб от перерывов электроснабжения, определяющийся для вариантов, неравноценных по надежности.

Рассмотрим вариант схемы блок линия-выключатель-трансформатор и вариант схемы с перемычкой ремонтной со стороны трансформаторов напряжения.

Сумма капитальных затрат на элемент системы электроснабжения находится по формуле [7,18]:

$$K_i = K_{справ} \cdot K_{дефл} \cdot K_{НДС}, \quad (6.26)$$

где $K_{справ}$ - капитальные затраты на элемент СЭС, приведенные в стандарте СТО в базисном уровне цен на 2000 г;

$K_{дефл}$ - коэффициент дефляции, учитывающие отличие текущих цен от базисного уровня цен. Согласно [19] $K_{дефл} = 4,65$;

$K_{\text{НДС}}$ - коэффициент включающий НДС в капитальные затраты на оборудование; $K_{\text{НДС}} = 1,18$.

В [18] приведены укрупненные стоимостные показатели стоимости ячеек выключателя и трансформатора. В стоимость ячейки выключателя включается стоимость высоковольтных выключателей, разъединителей, трансформаторов тока, трансформаторов напряжения, оборудования релейной защиты ячейки выключателя, строительно-монтажных работ и т.п. В стоимость ячеек трансформатора включена стоимость трансформатора, кабельного хозяйства, материалы, строительные монтажные работы и т.п. Поэтому, используя данные [18] будем производить расчет капитальных затрат не по отдельным элементам схемы внешнего электроснабжения, а по ячейкам выключателя, трансформатора. Также будет учтена стоимость строительства двухцепной ВЛ 110 кВ, соединяющей ГПП с подстанцией энергосистемы.

Для расчета затрат на возведение подстанции 110 кВ используем стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.240.124-2012 Сборник «Укрупненные стоимостные показатели линий электропередачи и подстанций напряжением 35-1150 кВ» 324 тм-т1 для электросетевых объектов ОАО «ФСК ЕЭС». При проведении технико-экономического сравнения необходимо учесть, что приведенные укрупненные показатели стоимости соответствуют базисному уровню цен на 2000 г. Для приведения цен на уровень 2019 года используем индексы цен из Вестника Ценообразования и сметного нормирования.

Сравнение производим по устанавливаемым трансформаторам на ГПП предприятия.

- Ячейка выключателя

Количество ячеек - 4 (2 выключателя на отходящих линиях подстанции энергосистемы и 2 выключателя на вводе ГПП). Стоимость ячейки элегазового выключателя 110 кВ согласно [18]- $K_{\text{справ}}=7703000$ руб.

По формуле (4.26):

$$K = 7703000 \cdot 4 \cdot 4,65 \cdot 1,18 = 169065444,00 \text{ руб}$$

Согласно [5]: $E_a = 0,063$; $E_o = 0,03$.

По формуле (6.25):

$$E = 0,12 + 0,063 + 0,03 = 0,213$$

Таким образом, годовые затраты $E \cdot K = 0,213 \cdot 169065444,00 = 36010939,57$ руб.

- Ячейка трансформатора

Для трансформатора мощностью 16 МВА:

$$K = 2 \cdot 55461000,00 \cdot 4,65 \cdot 1,18 = 608629014,00 \text{ руб}$$

					П-473.13.03.02.2020.218.00.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		57

Годовые затраты $E \cdot K = 2 \cdot 0,213 \cdot 608629014,00 = 129637979,98$ руб.

Произведем расчет удельной стоимости потерь на ЭЭ согласно действующих тарифов. Величины тарифов приведем в таблице ниже:

Таблица 6.4 – Двухставочный тариф на ЭЭ

Уровень напряжения в точке поставки	Плата за договорную или присоединенную мощность, Руб./кВт·мес		Плата за потребленную энергию, Руб./кВт·ч	
	$\alpha_M = \alpha_{сет} + \alpha_{ген}$		$\beta = \beta_{сет} + \beta_{ген}$	
	$\alpha_{сет}$	$\alpha_{ген}$	$\beta_{сет}$	$\beta_{ген}$
110 кВ	1226,5069		1,3101	
	601,3447	625,1622	0,3417	0,9684

Величина платы за договорную (присоединенную мощность) за год:

$$\alpha_{год} = 12 \cdot \alpha_M, \quad (6.27)$$

$$\alpha_{год} = 12 \cdot 1226,5069 = 14718,0828 \text{ Руб/кВт} \cdot \text{год}$$

Величина стоимости удельных потерь:

$$C_0' = \frac{\alpha_{год}}{T_M} + \beta, \quad (6.28)$$

$$C_0' = \frac{14718,0828}{4000} + 1,3101 = 4,9896 \text{ Руб/кВт} \cdot \text{ч}$$

Стоимость потерь электроэнергии в элементе СЭС:

$$C_3 = \Delta W \cdot C_0', \quad (6.29)$$

Потери ЭЭ в трансформаторе:

$$C_{3,тр-р} = 415739,97 \cdot 4,9896 = 2074384,76 \text{ тыс. руб/год}$$

- ВЛ 110 кВ

Длина ВЛ $l=14$ км. Стоимость строительства одного километра двухцепной линии напряжением 110 кВ согласно [18]: $K_{справ} = 1282400$;

$$K_{справ} = 1282400 \cdot 1,18 \cdot 4,65 \cdot 14 = 98511403,2 \text{ тыс. руб}$$

Согласно [5]: $E_a = 0,028$; $E_o = 0,004$.

По формуле (6.25):

$$E = 0,12 + 0,028 + 0,004 = 0,152$$

Годовые затраты $E \cdot K = 0,152 \cdot 98511403,2 = 2994746,66$ руб.

Стоимость потерь электроэнергии в ВЛ:

$$C_{э,лин} = 167326,58 \cdot 4,9896 = 834896,19 \text{ тыс. руб/год}$$

Сведем результаты расчетов годовых приведенных затрат для обоих вариантов а также произведем расчет суммарных затрат на варианты таблично.

Таблица 6.5 – Техничко-экономическое обоснование варианта ГПП с трансформаторами 16 ВА

Наименование оборудования	Кол-во, шт (км)	НДС	K(2000)	Стоимость ед., руб.	K, руб.	E	K*E, руб	ΔW кВт*ч	Сэ, руб.
Ячейка выключателя элегазового 110 кВ	4,00	1,18	4,65	7703000,00	169065444,00	0,21	36010939,57	-	-
Ячейка трансформатора 110/10 кВ (16 МВА)	2,00	1,18	4,65	55461000,00	608629014,00	0,21	129637979,98	415739,97	2074384,76
Воздушная линия до 150 мм.кв. на ж/б опорах	14,00	1,18	4,65	1282400,00	98511403,20	0,15	14973733,29	167326,58	834896,19
ИТОГО:							180622652,84		2909280,95
Суммарные затраты по варианту с трансформаторами 16 МВА								183531933,79	

7 ВЫБОР ВЕЛИЧИНЫ НАПРЯЖЕНИЯ И СХЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ, РАСЧЕТ ПИТАЮЩИХ ЛИНИЙ

7.1 Выбор напряжения

Поскольку в исходных данных нет никакой информации о наличии высоковольтных электроприемников отличным от номинального напряжения 10 кВ, в качестве напряжения схемы внутреннего электроснабжения принимаем 10 кВ. [8]

7.2 Построение схемы электроснабжения 10 кВ

При построении схемы электроснабжения следует обратить внимание на наличие высоковольтных электроприемников 10 кВ

- высоковольтные электродвигатели СД

При распределении высоковольтных электродвигателей на шинах 10 кВ ГПП предприятия предполагается их использование в качестве ИРМ. При проектировании схемы электроснабжения необходимо учитывать требования НТП ЭПП-94 [12]. Распределение электроэнергии на промышленном предприятии должно выполняться по радиальным, магистральным или смешанным схемам в зависимости от территориального расположения нагрузок, величины потребляемой мощности и других характерных особенностей проектируемого предприятия.

Предпочтение, как правило, отдается магистральным схемам. Схемы электроснабжения предприятия следует выполнять одно- и двухступенчатыми. Выбор способа распределения электрической энергии зависит от величины электрических нагрузок и их местоположения, плотности застройки предприятия, конфигурации технологических, транспортных и других коммуникаций, типа грунта на предприятии.

На крупных и средних предприятиях с потоками мощности до 35 МВт рекомендуется применять магистральные и радиальные схемы, осуществляемые с помощью кабельных линий. Магистральные схемы напряжением 10 кВ для питания цеховых ТП должны применяться:

- при последовательном, линейном расположении ТП;
- для группы технологически связанных агрегатов.

Число трансформаторов напряжением до 10 кВ, присоединяемых к одной магистрали, следует принимать 2–3 при их мощности 1000– 2500 кВ·А и 3–4 – при меньших мощностях (исходя из пропускной способности кабельной линии, состоящей из одного кабеля).

Радиальные схемы следует применять при нагрузках, расположенных в различных направлениях от источника питания.

					П-473.13.03.02.2020.218.00.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		60

7.3 Конструктивное выполнение электрической сети 10 кВ

Согласно исходным данным грунт предприятия обладает низкой коррозионной активностью, отсутствуют колебания и растягивающие усилия и отсутствуют блуждающие токи. Согласно технического циркуляра [] для грунта со средней коррозионной устойчивостью, наличием блуждающих токов и отсутствием колебаний и растягивающих усилий в грунте рекомендовано применить кабели марки ААШв [14,20].

Расшифровка кабеля ААШв:

А - Алюминиевая токопроводящая жила

А - Алюминиевая оболочка

Шв - Защитный покров в виде шланга из поливинилхлоридного пластика

Кабели предназначены для передачи и распределения электрической энергии в стационарных установках в электрических сетях на напряжение до 35 кВ частотой 50 Гц. Кабели предназначены для эксплуатации в макроклиматических районах с умеренным и холодным климатом.

Кабели предназначены для эксплуатации в земле (траншеях) с низкой и средней коррозионной активностью с наличием или отсутствием блуждающих токов, с высокой коррозионной активностью с отсутствием блуждающих токов, если в процессе эксплуатации кабели не подвергаются растягивающим усилиям. Кабели предназначены для эксплуатации на открытом воздухе, в сухих помещениях, в сырых, частично затапливаемых помещениях со слабой, средней и высокой коррозионной активностью, а также каналах, кабельных полуэтажах, шахтах, коллекторах, производственных помещениях, на технологических эстакадах, на специальных кабельных эстакадах и по мостам, при отсутствии опасности механических повреждений в ходе эксплуатации. Кабели применяются для прокладки в пожароопасных помещениях и взрывоопасных зонах класса В-Иб, В-Иг, В-Ии, В-Иа. Кабели не распространяют горение при одиночной прокладке (нормы МЭК 60332-1).

7.4 Расчет питающих линий 10 кВ

Сечение кабелей на напряжение 6...10 кВ определяется по экономической плотности тока и проверяется по допустимому току кабеля в нормальном режиме работы с учетом условий его прокладки, по току перегрузки, потере напряжения в послеаварийном режиме и термической стойкости к токам короткого замыкания. Расчетный ток в кабельной линии в нормальном режиме:

$$I_{p.кл} = \frac{S_{p.кл}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (7.1)$$

					П-473.13.03.02.2020.218.00.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		61

где $S_{р.кл}$ – мощность, которая должна передаваться по кабельной линии в нормальном режиме.

Для магистральной линии мощность $S_{р.кл}$ определяем для каждого участка путем суммирования расчетных нагрузок соответствующих трансформаторов, питающихся по данному участку магистральной линии:

Сечение кабельной линии, определяемое по экономической плотности тока:

$$F_{э} = \frac{I_{р.кл}}{j_{э}} \quad (7.2)$$

где $j_{э}$ – экономическая плотность тока, зависящая от типа кабеля и продолжительности использования максимума нагрузки (согласно ПУЭ равна 1,4 при экономической плотности тока для кабелей с бумажной изоляцией и алюминиевыми жилами пропитанными нестекающими массами при числе часов использования максимума нагрузки $T_M = 4000$ ч/год.)

Допустимый ток кабеля с учетом условий его прокладки:

$$I'_{доп} = K_{п} \cdot K_{т} \cdot I_{доп} > \frac{I_{р.кл}}{n_{кл}} \quad (7.3)$$

где $K_{п}$ – поправочный коэффициент на число параллельно прокладываемых кабелей;

$K_{т}$ – поправочный коэффициент на температуру среды, в которой прокладывается кабель;

$n_{кл}$ – число параллельных кабелей в кабельной линии.

При прокладке кабельных линий учитываем, что в одной траншее должно быть не более 6 кабелей. Величина коэффициента учитывающего прокладку - $K_{п}$ в соответствии с ПУЭ 2.3.89 (п.1): При параллельной прокладке кабельных линий расстояние по горизонтали в свету между кабелями должно быть не менее:

- 100 мм между силовыми кабелями до 10 кВ, а также между ними и контрольными кабелями; Также при пересечении кабельных линий 10 и 0,4 кВ согласно 2.3.94 ПУЭ: При пересечении кабельными линиями других кабелей они должны быть разделены слоем земли толщиной не менее 0,5 м; это расстояние в стесненных условиях для кабелей до 35 кВ может быть уменьшено до 0,15 м при условии разделения кабелей на всем участке пересечения плюс по 1 м в каждую сторону плитами или трубами из бетона или другого равнопрочного материала; при этом кабели связи должны быть расположены выше силовых кабелей. Также при смешанной прокладке кабелей допустимые длительные токи должны приниматься для участка трассы с наихудшими условиями охлаждения если длина его более 10 м. (1.3.17 ПУЭ).

Допустимая перегрузка кабеля в послеаварийном режиме:

					П-473.13.03.02.2020.218.00.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		62

$$I'_{ав} = k_{ав} \cdot I'_{доп} > \frac{I_{ав}}{n_{кл}} = \frac{2 \cdot I_{р.кл}}{n_{к}} \quad (7.4)$$

где $k_{ав}$ – коэффициент перезагрузки.

Потеря напряжения в кабельной линии:

$$\Delta U = \frac{P_p \cdot r_0 \cdot l + Q_p \cdot x_0 \cdot l}{n_{кл} \cdot U_{ном}^2} \cdot 100\% \leq \Delta U_{доп} = 5\% \quad (7.5)$$

где P_p, Q_p – расчетные активная и реактивная нагрузки;

x_0, r_0 – удельные индуктивное и активное сопротивления кабеля

7.5 Техничко- экономическое сравнение вариантов электроснабжения 10 кВ

Определим технико-экономические показатели сравниваемых схем внешнего электроснабжения.

Годовые приведённые затраты, руб./год, находят по выражению:

$$Z = \sum_{i=1}^n E_i \cdot K_i + C_{э} + Ппээ + У \quad (7.6)$$

где E_i – общие ежегодное отчисления от капитальных вложений, измеряется в процентах или относительных единицах, о.е./год;

$E_H = 0,12$ – нормативный коэффициент эффективности, о.е./год;

$E_{аi}$ – коэффициент отчислений на амортизацию, о.е./год;

$E_{оi}$ – коэффициент расходов на обслуживания, значения коэффициентов, о.е./год;

K_i – сумма капитальных затрат i -й группы, руб., одинаковых элементов.

$C_{э}$ – стоимость годовых потерь электроэнергии в рассматриваемых вариантах, руб./год;

$У$ – народнохозяйственный ущерб от перерывов электроснабжения, руб./год, определяется для вариантов, неравноценных по надёжности. В данном случае предполагаем, что оба варианта равнонадёжны, ущербы $У$ принимаем равными, таким образом, из расчётов данное слагаемое исключаются.

$$E_i = E_H + E_{Ai} + E_{oi} \quad (7.7)$$

$$E_{py} = 0,12 + 0,063 + 0,04 = 0,223$$

$$E_{дл} = 0,12 + 0,03 + 0,015 = 0,165$$

С помощью технико-экономического сравнения определим наиболее выгодный вариант внутреннего электроснабжения. Нам необходимо выбрать способ питания трансформаторных подстанций на примере ТП2,6,8. Можно питать их от ГПП по магистральной схеме а) рисунок 6.1 или по радиальной схеме б).

Таблица 7.1 – Расчет питающих линий 10 и 0,4 кВ

N п/п	Конечные пункты кабельной линии		Pp+ΔQтр, кВт	Q1+ΔQтр, кВАр	Sprк,кВ А	Iрк, А	Iрк/пкл, А	Fэ, мм2	Fнорм., мм2	Тип кабеля	Количество	Способ прокладки	Нагрузка на кабель		Iдоп*, А	Кп**	Kт***, о.е.	Г доп, А	Кав	Γ ав, А	I, км	го, Ом/км	хо, Ом/км	ΔU%
	Источник	Приемник											норм	п/авар.										
Для трансформаторных подстанций (магистральные подключения)																								
1	ЗРУ (ГПП)	ТП2	1472,29	1027,02	1795,1	103,8	51,9	74,1	70	ААШв	2	в траншее	51,9	103,8	165	0,900	0,919	136,4	1,25	170,55	0,060	0,46	0,09	0,02309
2		ТП2	989,44	691,54	1207,1	69,8	34,9	49,8	50	ААШв	2	в траншее	34,9	69,8	140	0,900	0,919	115,8	1,25	144,71	0,168	0,64	0,09	0,05842
3		ТП6	340,76	242,56	418,3	24,2	12,1	17,3	25	ААШв	2	в траншее	12,1	24,2	90	0,900	0,919	74,4	1,25	93,03	0,164	0,64	0,09	0,01967
4	ЗРУ (ГПП)	ТП9	2370,91	1085,55	2607,6	150,7	75,4	107,7	120	ААШв	2	в траншее	75,4	150,7	240	0,800	0,919	176,4	1,25	220,51	0,215	0,27	0,08	0,07815
5		ТП9	1573,33	484,12	1646,1	95,2	47,6	68,0	95	ААШв	2	в траншее	47,6	95,2	205	0,900	0,919	169,5	1,25	211,90	0,145	0,34	0,08	0,04159
6	ЗРУ (ГПП)	ТП5	1746,59	1273,61	2161,6	124,9	62,5	89,2	120	ААШв	2	в траншее	62,5	124,9	240	0,800	0,919	176,4	1,25	220,51	0,288	0,27	0,09	0,08441
7		ТП5	580,99	327,84	667,1	38,6	19,3	27,5	50	ААШв	2	в траншее	19,3	38,6	140	0,900	0,919	115,8	1,25	144,71	0,138	0,64	0,09	0,02769
8	ЗРУ (ГПП)	ТП1	1015,67	773,96	1276,9	73,8	36,9	52,7	50	ААШв	2	в траншее	36,9	73,8	140	0,750	0,919	96,5	1,25	120,59	0,098	0,64	0,09	0,03526
9		ТП1	535,71	401,86	669,7	38,7	19,4	27,7	35	ААШв	2	в лотке	19,4	38,7	115	0,800	0,919	84,5	1,25	105,66	0,171	0,92	0,09	0,04523
Радиальные подключения																								
10	ЗРУ (ГПП)	ИП1	1500,0	556,8	1600,0	92,5	46,2	66,1	70	ААШв	2	в лотке	46,2	92,5	165	0,800	0,919	121,3	1,25	151,60	0,275	0,46	0,09	0,10177
11	ЗРУ (ГПП)	ИП2	1500,0	556,8	1600,0	92,5	46,2	66,1	70	ААШв	2	в лотке	46,2	92,4	165	0,800	0,919	121,3	1,25	151,60	0,295	0,46	0,09	0,10917
12	ЗРУ (ГПП)	ДСП1	2000,0	1500,0	2500,0	144,5	72,2	103,2	95	ААШв	2	в лотке	72,2	144,3	205	0,800	0,919	150,7	1,25	188,35	0,320	0,34	0,09	0,13040
13	ЗРУ (ГПП)	ДСП2	2000,0	1500,0	2500,0	144,5	72,2	103,2	95	ААШв	2	в лотке	72,2	144,3	205	0,800	0,919	150,7	1,25	188,35	0,337	0,34	0,09	0,13733
14	ЗРУ (ГПП)	СД2.1	630,0	320,0	706,6	40,8	40,8	29,2	35	ААШв	1	в лотке	40,8	81,6	115	0,850	0,919	89,8	1,25	112,27	0,075	0,92	0,09	0,04563
15	ЗРУ (ГПП)	СД2.2	630,0	320,0	706,6	40,8	40,8	29,2	35	ААШв	1	в лотке	40,8	81,6	115	0,850	0,919	89,8	1,25	112,27	0,090	0,92	0,09	0,05476
16	ЗРУ (ГПП)	СД2.3	630,0	320,0	706,6	40,8	40,8	29,2	35	ААШв	1	в лотке	40,8	81,6	115	0,850	0,919	89,8	1,25	112,27	0,105	0,92	0,09	0,06388
17	ЗРУ (ГПП)	СД9.1	1250,0	630,0	1399,8	80,9	40,4	57,8	70	ААШв	2	в траншее	40,4	80,8	165	0,800	0,919	121,3	1,25	151,60	0,203	0,46	0,09	0,06412
18	ЗРУ (ГПП)	СД9.2	1250,0	630,0	1399,8	80,9	40,4	57,8	70	ААШв	2	в траншее	40,4	80,8	165	0,800	0,919	121,3	1,25	151,60	0,218	0,46	0,09	0,06886
Для низковольтных распределительных пунктов																								
18	ТП1	РП1-1	85,6	93,9	127,0	183,6	91,8	131,1	150	АВБбШв	2	в траншее	91,8	183,6	308	0,90	0,919	254,9	1,15	293,09	0,066	0,21	0,06	0,48701
19	ТП3	РП2-3	76,0	74,7	106,6	154,0	77,0	110,0	120	АВБбШв	2	в лотке	77,0	154,0	184	0,90	0,919	152,2	1,15	174,98	0,030	0,27	0,06	0,23444
20	ТП2	РП3-6	213,3	133,4	251,6	363,6	121,2	259,7	240	АВБбШв	3	в траншее	121,2	242,4	428	0,85	0,919	334,1	1,15	384,22	0,040	0,13	0,06	0,30136
21	ТП4	РП4-7	200,0	174,8	265,7	383,9	128,0	274,2	240	АВБбШв	3	в траншее	128,0	255,9	428	0,85	0,919	334,1	1,15	384,22	0,028	0,13	0,06	0,21521
22	ТП4	РП5-11	95,7	95,2	135,0	195,1	97,5	139,3	150	АВБбШв	2	в лотке	97,5	195,1	216	0,90	0,919	178,8	1,15	205,60	0,040	0,21	0,06	0,32255
23	ТП8	РП6-14	92,8	90,5	129,7	187,4	93,7	133,8	150	АВБбШв	2	в лотке	93,7	187,4	216	0,90	0,919	178,8	1,15	205,60	0,033	0,21	0,06	0,25702
24	ТП8	РП7-16	45,1	50,8	68,0	98,2	49,1	70,1	70	АВБбШв	2	в лотке	49,1	98,2	129	0,90	0,919	106,5	1,15	122,48	0,066	0,46	0,06	0,49115

*Величина допустимого длительного тока для кабелей ААШв определяется по Таблице 1.3.16 ПУЭ при укладке в земле и по 1.3.18 ПУЭ при укладке в лотке. Величина допустимого длительного тока для кабелей АВБбШв определяется по Таблице 1.3.7 ПУЭ с учетом коэффициента 0,92 (наличие 4 жилы в кабеле)

**Величина Кп берется для количества кабелей проложенных в траншее для расстояния в свету 100 мм согласно Таблицы 1.3.26 ПУЭ

***Величина Kт рассчитана по данным Таблицы 1.3.3 ПУЭ, учитывая нормируемую температуру жил кабеля и температуру среды в котрой прокладывается кабель

При сравнении вариантов учитываются: кабельные линии на 10 кВ их стоимости и количество выключателей 10 кВ на присоединения к СШ ГПП.

Схемы возможного внутреннего электроснабжения ТП2,6,8 представлены на рисунке 6.1.

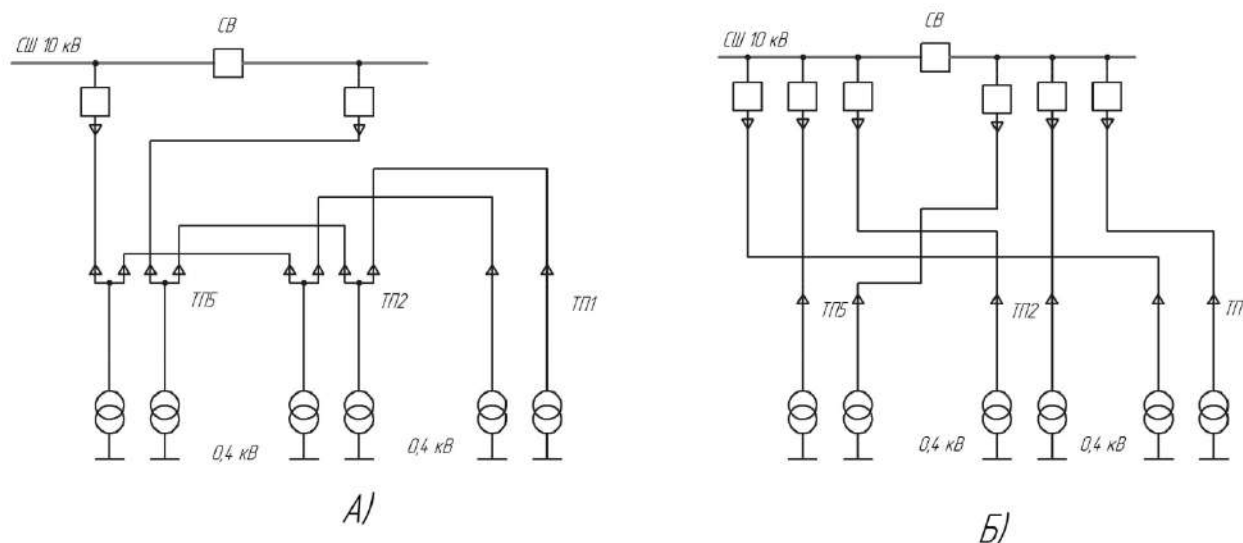


Рисунок 7.1 - Вариант электроснабжения трансформаторных подстанций ТП2,6,8

А) Магистральная схема, Б) Радиальная схема

При проектировании электроснабжения промышленных предприятий стоимость потерь электроэнергии должна быть определена по действующим тарифам на электроэнергию для той энергосистемы, от которой предусматривается питание данного предприятия

Стоимость потерь электроэнергии по двухставочному тарифу:

$$C_{0Э} = \frac{\alpha_{\Gamma}}{T_{\text{им}}} + \beta \quad (7.8)$$

$$\alpha_{\Gamma} = 12 \cdot \alpha_{\text{М}} \quad (7.9)$$

$$\alpha_{\text{М}} = \alpha_{\text{ген}} + \alpha_{\text{сет}} \quad (7.10)$$

$$\beta = \beta_{\text{ген}} + \beta_{\text{сет}} \quad (7.11)$$

где β – дополнительная ставка двухставочного тарифа за потреблённую электроэнергию, руб./(кВт·ч);

$\alpha_{\text{М}}$ – основная ставка двухставочного тарифа за заявленную максимальную мощность в одном месяце года, руб./(кВт·мес.);

α_{Γ} – основная ставка двухставочного тарифа за заявленную максимальную мощность в целом за год, руб./(кВт·год);

$\alpha_{\text{ген}}$ и $\beta_{\text{ген}}$ – составляющие двухставочного тарифа, компенсирующие затраты генерирующей компании на выработку электрической энергии;

$\alpha_{\text{сет}}$ и $\beta_{\text{сет}}$ – составляющие двухставочного тарифа, компенсирующие затраты сетевой компании на передачу электрической энергии по её электрическим сетям.

Значение основной $\alpha_{\text{м}}$ и дополнительной β ставки двухставочного тарифа отдельно для генерирующей и сетевой компаний возьмём на сайте областного тарифного органа [10] и в Постановлении Министерства тарифного регулирования и энергетики Челябинской области[11]. В данных источниках определяем значения основной и дополнительной ставок двухставочного тарифа соответственно для уровня напряжения 110 кВ:

Таблица 7.2 – Значения основной и дополнительной ставок двухставочного тарифа, а также их составляющих

Уровень напряжения	$\alpha_{\text{сет}}$, руб./кВ т·мес)	$\beta_{\text{сет}}$, руб./кВт·ч),	$\alpha_{\text{ген}}$, руб./кВ т·мес)	$\beta_{\text{ген}}$, руб./кВт·ч).	$\alpha_{\text{м}}$, руб./кВ т·мес),	β , руб./кВт·ч)	$\alpha_{\text{г}}$, руб./кВт·год)	$C_{0Э}$, руб./кВ т·ч)
10 кВ	601,34	0,379	817,35	1,069	1418,69	1,448	17024,28	5,704

Потери в КЛ 10 кВ определяются по формуле:

$$\Delta W_{\text{Л}} = N \cdot (3 \cdot (I_{\text{р.кл}})^2 \cdot r_0 \cdot l \cdot \tau) \cdot 10^{-3}, \text{ кВт}\cdot\text{ч}/\text{год} \quad (7.12)$$

Стоимость годовых потерь электрической энергии и, соответственно, и издержки на потери определяют для каждого варианта как сумму потерь электроэнергии или издержек в различных элементах электрической сети, руб./год:

$$C_{\text{Э}} = (I_{\text{Э.л}} + I_{\text{Э.т}}) \cdot C_{0Э}, \quad (7.12)$$

где $I_{\text{Э.л}} + I_{\text{Э.т}}$ – издержки, связанные с потерями электроэнергии в линиях и трансформаторах ТП, кВт·ч;

Капитальные затраты на сооружение объекта, определяются как:

$$K_{\text{т}} = K_{\text{ндс}} \cdot ((C_{\text{кл}} \cdot l) + K_{\text{ндс}} \cdot (C_{\text{яч.вык.}} \cdot N_{\text{яч.вык.}})), \quad (7.13)$$

где $K_{\text{ндс}}$ – коэффициент, учитывающий НДС, на апрель 2020 года $K_{\text{ндс}} = 1,2$.

$C_{\text{кл}}$ – стоимость возведения кабельной линии на 2020 г., тыс. руб, измеритель тыс.руб. за 1 км.

$C_{\text{яч.вык.}}$ – стоимость установки ячейки выключателя на 2020 г., тыс. руб, измеритель тыс.руб. за шт..

Таблица 8.1 – Техничко-экономические показатели сравнения схем 10 кВ

Источник	Конечные пункты кабельной линии	Примечание	Срок, кВА	Iрк, А	Iрж/плл, А	Fэ, мм2	Fнорм., мм2	Тип кабеля	Количество	Способ прокладки	Нагрузка на кабель		Iдоп*, А	Kг**	Kт***, о.е.	Г доп, А	Kав	Г ав, А	I, км	го, Ом/км	Скл, тыс.руб/1 км****	Сяч.выкл., тыс.руб (шт)	п, шт	К, руб	Kиде	KтЕ, руб	ΔWкл, кВт·ч/год	Сэ, тыс.руб.	
											норм	п/авар.																	
Вариант 1 (схема а)																													
ЗРУ (ГПП)	ТП2		1795,1	103,76	51,88	74,12	70	ААШв	2	в траншее	51,9	103,8	235	0,900	1,029	217,6	1,25	272,04	0,060	0,132	1934000	928000	2	1972040	1,2	597759,65	318,22	1815,13	
	ТП2	ТП6	1207,1	69,78	34,89	49,84	50	ААШв	2	в траншее	34,9	69,8	185	0,900	1,029	171,3	1,25	214,16	0,168	0,340	1279000	-	-	214872		172204,56	1037,84	5919,85	
	ТП6	ТП8	418,3	24,18	12,09	17,27	25	ААШв	2	в траншее	12,1	24,2	155	0,900	1,029	143,5	1,25	179,43	0,164	0,170	1009000	-	-	165476		67925,88	60,82	346,91	
ИТОГО по варианту схемы а:																											837890,09	1416,88	8081,90
845971,98																													
Вариант 2 (схема б)																													
ЗРУ (ГПП)	ТП2		588,5	34,02	17,01	24,30	25	ААШв	2	в траншее	17,0	34,0	130	0,900	1,029	120,4	1,25	150,49	0,600	0,460	1009000	928000	2	2461400	1,2	680465,04	1191,78	6797,93	
ЗРУ (ГПП)	ТП6		788,9	45,60	22,80	32,57	35	ААШв	2	в траншее	22,8	45,6	80	0,900	1,029	74,1	1,25	92,61	0,230	0,920	1009000	928000	2	2088070		864264,48	1642,01	9366,04	
ЗРУ (ГПП)	ТП8		424,3	24,52	12,26	17,52	25	ААШв	2	в траншее	12,3	24,5	155	0,900	1,029	143,5	1,25	179,43	0,392	0,340	1009000	928000	2	2251528		632517,36	299,15	1706,36	
ИТОГО по варианту схемы б:																											2177246,88	3132,95	17870,33
2195117,21																													
*Величина допустимого длительного тока для кабелей ААШв определяется по Таблице 1.3.16 ПУЭ при укладке в земле и по 1.3.18 ПУЭ при укладке в лотке																													
**Величина Kп берется для количества кабелей проложенных в траншее для расстояния в свету 100 мм согласно Таблицы 1.3.26 ПУЭ																													
***Величина Kт рассчитана по данным Таблицы 1.3.3 ПУЭ, учитывая нормируемую температуру жил кабеля и температуру среды в которой прокладывается кабель																													
****в колонке приведена стоимость согласно Приказа №10 Таблицы К1 УНЦ КЛ 10 кВ с алюминиевой жилой - измеритель 1 км																													
*****в колонке приведена стоимость согласно Приказа №10 Таблицы В8 УНЦ ячейки выключателя РП (СП,ТП,РТП) 10 кВ - измеритель 1 шт																													

8 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ И ВЫБОР ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ

8.1 Расчет токов КЗ в схеме предприятия

Коротким замыканием называется электрическое соединение двух точек электрической цепи с различными значениями потенциала, не предусмотренное конструкцией устройства и нарушающее его нормальную работу. Короткое замыкание может возникать в результате нарушения изоляции токоведущих элементов или механического соприкосновения неизолированных элементов. Также коротким замыканием называют состояние, когда сопротивление нагрузки меньше внутреннего сопротивления источника питания. Вследствие КЗ в цепях возникают опасные для элементов сети токи, способные вывести их из строя. Поэтому для обеспечения надежной работы электрической сети, электрооборудования, устройств релейной защиты производится расчет токов КЗ.[15] Расчет токов КЗ может осуществляться в относительных или именованных единицах. Однако при расчете токов короткого замыкания в высоковольтной сети наибольшее распространение получил метод расчета в относительных единицах. Порядок расчета токов КЗ следующий:

- составление схемы замещения рассматриваемой сети;
- выбор базисных условий (величин базисной мощности и напряжения ступени)
- определение сопротивлений элементов схемы;
- определение величины базисного тока КЗ.
- определение сопротивления до точки КЗ
- расчет величины трехфазного тока КЗ
- расчет величины ударного тока КЗ:
- определение мощности КЗ для рассматриваемой точки ступени.

Расчет токов КЗ производим для выбора высоковольтных низковольтных аппаратов, шин, кабелей и другого электрооборудования системы электроснабжения группы цехов основного производства механического завода. Мощность короткого замыкания в месте присоединения линии, питающей главную понизительную подстанцию значительно больше мощности потребляемой предприятием, поэтому допускается принимать периодическую составляющую тока КЗ от энергосистемы неизменной во времени: $I_{кз} = I_{п.о} = I_{п.т}$. Для расчетов токов короткого замыкания составляется исходная электрическая схема, на которой показываются источники питания точек короткого замыкания, расчетные точки КЗ и токи между ними. Для определения токов кз рассматриваем наиболее тяжелый режим, таким характерным режимом является состояние схемы электроснабжения, когда один из трансформаторов ГПП отключен для проведения профилактических мероприятий или аварийного ремонта и включены секционные выключатели 10 кВ ГПП, все электроприёмники питаются от одного трансформатора. Фрагмент

					П-473.13.03.02.2020.218.00.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.№	Подпись	Дата		68

принципиальной электрической схема СЭС предприятия изображена на рисунке 8.1.

Схема замещения для расчёта токов КЗ на рисунке 8.2 токи КЗ в точках К1 и К2 были рассчитаны нами ранее при выборе оборудования схемы внешнего электроснабжения.

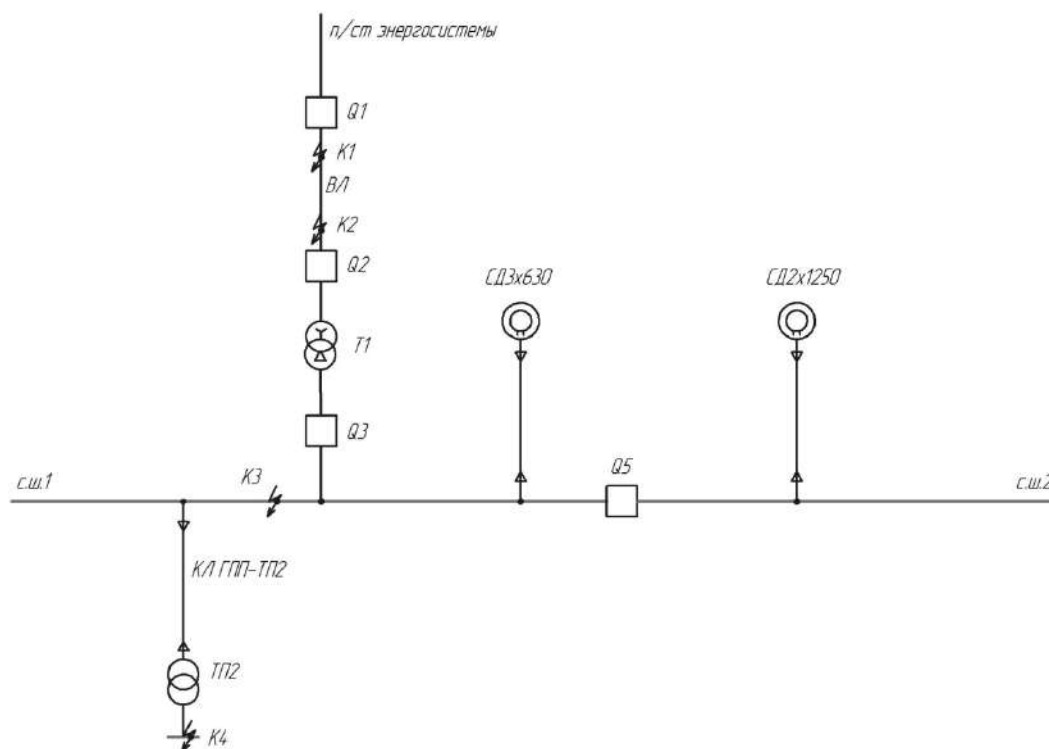


Рисунок 8.1 – Схема электроснабжения для расчета токов КЗ

Для определения токов КЗ рассматриваем наиболее тяжелый режим.

Принципиальная электрическая схема СЭС завода изображена на рисунке 8.1. Её схема замещения для расчёта токов кз на рисунке 6.2. Токи КЗ в точках К1 и К2 были рассчитаны нами ранее при выборе оборудования схемы внешнего электроснабжения без учета подпитки от высоковольтных синхронных двигателей, установленных на стороне низшего напряжения ГПП для упрощения расчетов.

В подпитке точки КЗ участвуют все синхронные двигатели, подключенные ко всем секциям шин 10 кВ. По найденному значению токов КЗ в данной точке производится выбор всего электрооборудования схемы внутреннего электроснабжения напряжением 10 кВ предприятия.

При определении тока кз в точке К4 в качестве источника рассматривается только энергосистема, а подпитка от электродвигателей напряжением 10 кВ не учитывается. По току кз производим выбор только вводных и секционных выключателей, устанавливаемых на стороне НН 0,4 кВ цеховых ТП. Выбор

электрооборудования РПН напряжением 0,4 кВ выбирается только по токам нагрузки в нормальном и утяжеленном режимах.

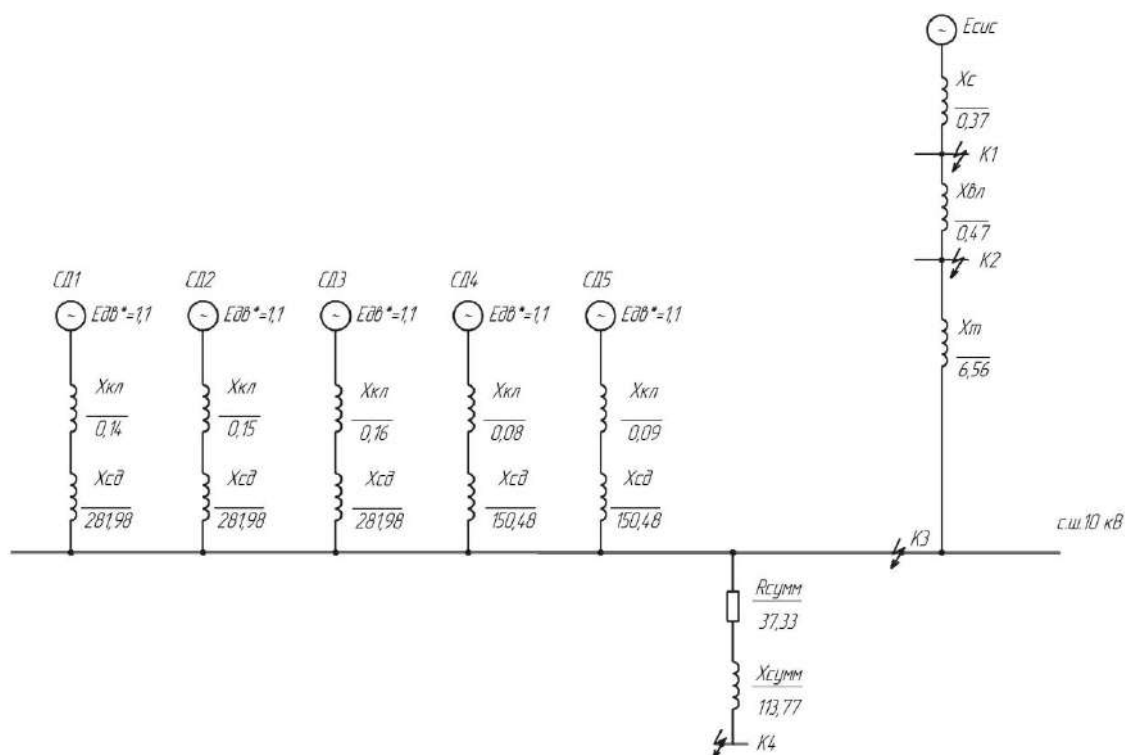


Рисунок 8.2 – Схема замещения для расчета токов КЗ

Определим токи КЗ в точках КЗ:

Сопротивление трансформатора на ГПП:

$$X_T = \frac{U_K}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{\text{ном ГПП}}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{16} = 6,56 \text{ о. е.}$$

При расчете токов КЗ в точке КЗ следует учитывать подпитку от высоковольтных электродвигателей, все электродвигатели включены на две смежные секции ГПП и различаются по величинам мощности.

При определении токов КЗ от синхронных электродвигателей учтем что каждая ветвь СД содержит несколько электродвигателей с одинаковой мощностью и разной длины кабельных линий. Для определения индуктивного сопротивления линий используем формулу приведенную ранее и расчет произведем таблично и сведем в:

$$X_{\text{клГПП-СД1*}} = \frac{1}{n} \cdot \frac{X_0 \cdot L \cdot S_6}{U_6^2} \quad (8.1)$$

где n – количество кабельных линий питающих электроприемник;

L – длина кабельной линии с генплана, км;

S_б – базисная мощность, принята из предыдущих разделов КП, МВА

Таблица 8.1 – Расчет реактивных сопротивлений КЛ питающих СД

Источник	Приемник	L _i , км	X _{0i} , Ом/км	X _i , Ом	X _i , о.е.	n каб.лин.
ЗРУ (ГПП)	СД2.1	0,172	0,090	0,015	0,14	1
ЗРУ (ГПП)	СД2.2	0,182	0,090	0,016	0,15	1
ЗРУ (ГПП)	СД2.3	0,192	0,090	0,017	0,16	1
ЗРУ (ГПП)	СД9.1	0,202	0,090	0,018	0,08	2
ЗРУ (ГПП)	СД9.2	0,227	0,090	0,020	0,09	2

Пример расчета сопротивление кабельной линий ЗРУ(ГПП) – СД2.1:

$$X_{\text{клГПП-СД2.1*}} = \frac{1}{1} \cdot \frac{0,09 \cdot 0,172 \cdot 1000}{10,5^2} = 0,14 \text{ о.е.}$$

Далее определим индуктивное сопротивление каждого СД по формуле:

$$X_{\text{сд*}} = X''_{\text{д}} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{P_{\text{ном}}} \cdot \cos \varphi_{\text{ном}} \cdot \eta_{\text{ном}} \quad (8.2)$$

где X''_д – сверхпереходное индуктивное сопротивление по продольной оси СД, о.е.;

P_{ном} – номинальная мощность СД, кВт;

cos φ_{ном} – номинальный коэффициент активной мощности;

η_{ном} – номинальный КПД двигателя.

Приведем пример расчета для СД1:

$$X_{\text{сд2.1*}} = 0,22 \cdot \frac{1000 \cdot 10^6}{630 \cdot 10^3} \cdot 0,85 \cdot 0,95 = 281,98 \text{ о.е.}$$

Для остальных СД расчеты реактивных сопротивлений проведем таблично по формуле 8.2:

Таблица 8.2 – Расчет реактивных сопротивлений СД

Двигатель	x'' _д	S _б , МВА	P _{ном}	cosφ	η	X _{сд} , о.е.
СД2.1	0,22	1000	630	0,85	0,95	281,98
СД2.2	0,22	1000	630	0,85	0,95	281,98

продолжение таблицы 8.2

Двигатель	x''_d	$S_{б}$, МВА	$P_{ном}$	$\cos\varphi$	η	$X_{сд}$, о.е.
СД2.3	0,22	1000	630	0,85	0,95	281,98
СД9.1	0,22	1000	1250	0,90	0,95	150,48
СД9.2	0,22	1000	1250	0,90	0,95	150,48

Учтем что каждый луч, содержащий СД на рисунке 6.3 содержит несколько электродвигателей имеющих одинаковые сверхпереходные сопротивления, но разные индуктивные сопротивления кабельных линий. Рассмотрим преобразование схемы внутри каждого луча на примере луча содержащего 3 синхронных электродвигателя мощностью 630 кВт:

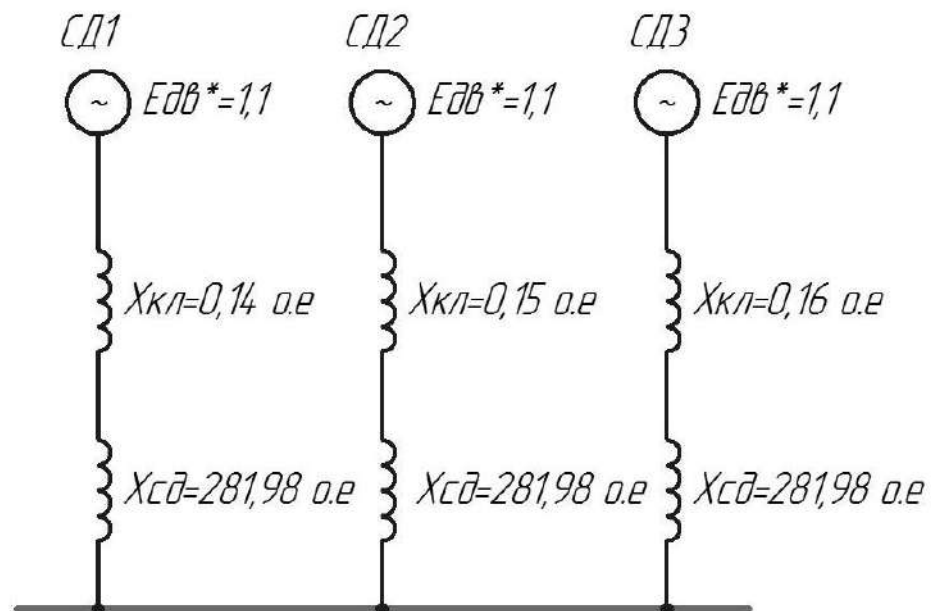


Рисунок 8.3 – Состав ветвей СД схемы замещения

Для преобразований внутри каждой ветви используем формулы для последовательного и параллельного соединения сопротивлений:

Суммарное сопротивление двигателей ветви СД:

$$X_{\Sigma_{кл-сд}} = X_{клГПП-СД2.1*} + X_{сд2.1*} = 0,14 + 281,98 = 282,125 \text{ о.е}$$

Сопротивление ветви (СД 630):

$$\frac{1}{X_{вет.}} = \frac{1}{X_{клГПП-СД2.1*}} + \frac{1}{X_{клГПП-СД2.2*}} + \frac{1}{X_{клГПП-СД2.3*}}$$

$$\frac{1}{X_{вет.}} = \frac{1}{282,125} + \frac{1}{282,133} + \frac{1}{282,141}$$

$$\frac{1}{X_{вет.}} = 0,012 \text{ о.е.}$$

$$X_{вет.} = \frac{1}{0,012} = 94,04 \text{ о.е.}$$

Далее расчеты сводим в таблицу 8.3

Таблица 8.3 - Расчет реактивных сопротивлений КЛ-СД

Источник	Приемник	X_i , о.е.	$X_{сд.}$, о.е.	$X_{\Sigma \text{сд-кл}}$, о.е.	$1/X_{\Sigma \text{сд-кл}}$, о.е.	$X_{ветви}$, о.е.
ЗРУ (ГПП)	СД2.1	0,14	281,98	282,125	0,004	94,04
ЗРУ (ГПП)	СД2.2	0,15	281,98	282,133	0,004	
ЗРУ (ГПП)	СД2.3	0,16	281,98	282,141	0,004	
ЗРУ (ГПП)	СД9.1	0,08	150,48	150,562	0,007	75,28
ЗРУ (ГПП)	СД9.2	0,09	150,48	150,573	0,007	

Также произведем расчет суммарного сопротивления от системы до точки КЗ:

$$X_{сумм} = X_c + X_{вл} + X_T = 0,37 + 0,47 + 6,56 = 7,40 \text{ о.е.}$$

Согласно методике расчёта ЭДС системы принимаю равным 1, ЭДС синхронных двигателей 1,1.

Упрощенные схемы замещения для определения тока КЗ в точке КЗ представлены на рисунке 8.4.

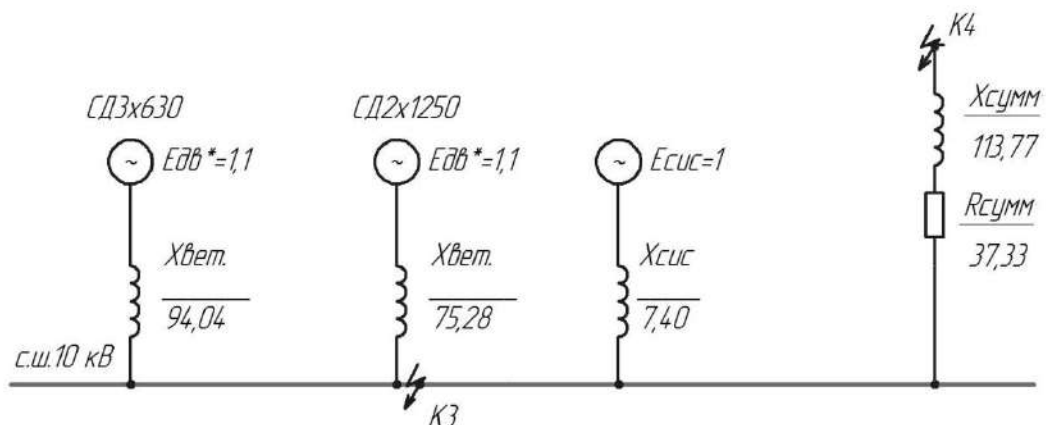


Рисунок 8.4 - Схема замещения для определения тока КЗ в точке КЗ

Точка КЗ:

Определим величину базисного тока:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6} = \frac{1000 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 10^3} = 55,05 \text{ кА}$$

Определим величину тока подпитки КЗ от энергосистемы:

$$I_{\text{КЗсис}} = \frac{E_{\text{сис}}}{X_{\text{сис}}} \cdot I_6 = \frac{1,00}{7,40} \cdot 55,05 = 7,44 \text{ кА}$$

Определим величину тока подпитки КЗ от ветвей содержащих СД:

От двигателей 630 кВт:

$$I_{\text{сд1}} = \frac{E_{\text{дв}}}{X_{\text{вет.1}}} \cdot I_6 = \frac{1,1}{94,04} \cdot 55,05 = 0,64 \text{ кА}$$

От двигателей 1250 кВт:

$$I_{\text{сд1}} = \frac{E_{\text{дв}}}{X_{\text{вет.1}}} \cdot I_6 = \frac{1,1}{75,28} \cdot 55,05 = 0,80 \text{ кА}$$

$$I_{\text{КЗ п |0|}}^{(3)} = I_{\text{КЗсис}} + \sum_{i=1}^n I_{\text{сд}} \quad (8.3)$$

Ток КЗ в точке КЗ:

$$I_{\text{КЗ п |0|}}^{(3)} = 7,44 + 0,64 + 0,80 = 8,88 \text{ кА}$$

Апериодическая составляющая тока КЗ в точке КЗ:

$$i_{\text{а КЗ}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{КЗ п |0|}}^{(3)} \cdot e^{-\frac{t}{T_a}} + \sum_{i=1}^n \sqrt{2} \cdot I_{\text{КЗ.СД}}^{(3)} \cdot e^{-\frac{t}{T_a}} \quad (8.4)$$

где $T_a = 0,05$ с для данной ступени СЭС,

$t = 0,01$ с – в данный момент наибольшее значение апериодической составляющей тока КЗ.[15]

$$i_{\text{а КЗ}} = \sqrt{2} \cdot 8,88 \cdot e^{-\frac{0,01}{0,05}} + \sqrt{2} \cdot 0,64 \cdot e^{-\frac{0,01}{0,032}} + \sqrt{2} \cdot 0,80 \cdot e^{-\frac{0,01}{0,032}} = 8,58 + 0,66 + 0,83 = 10,08 \text{ кА}$$

Ударный ток КЗ:

					П-473.13.03.02.2020.218.00.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.№	Подпись	Дата		74

$$i_{yK3} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{K3 \Pi |0|}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 8,88 = 22,55 \text{ кА}$$

Мощность короткого замыкания:

$$S_{K3}^3 = \sqrt{3} \cdot U_{cp} \cdot I_{K3 \Pi 0} = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 8,88 = 161,31 \text{ МВА}$$

Точка К4:

$$X_{сис} = 7,40 \text{ о. е.}$$

Для расчета тока КЗ на выводах НН трансформатора ТП2 :

В относительных единицах индуктивное и активное сопротивление КЛ ГПП-ТП2:

$$\begin{aligned} X_{ГПП-ТП2} &= \frac{1}{n} \cdot x_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{cp}^2}, \\ R_{ГПП-ТП2} &= \frac{1}{n} \cdot r_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{cp}^2}, \end{aligned} \quad (8.5)$$

где n – количество кабелей запутывающих ТП.

По (8.5):

$$\begin{aligned} X_{ГПП-ТП2} &= \frac{1}{2} \cdot 0,09 \cdot 0,218 \cdot \frac{1000 \cdot 10^6}{(10,5 \cdot 10^3)^2} = 0,088 \text{ о. е.} \\ R_{ГПП-ТП2} &= \frac{1}{2} \cdot 0,46 \cdot 0,218 \cdot \frac{1000 \cdot 10^6}{(10,5 \cdot 10^3)^2} = 0,45 \text{ о. е.} \end{aligned}$$

Индуктивное сопротивление сети от энергосистемы до шин 10 кВ ГПП:

Сопротивление энергосистемы, приведенное к стороне 10 кВ [15]:

Используя ранее полученные данные о трансформаторе ТП4:

$$R_T = \frac{5,9 \cdot 10^3 \cdot 1000 \cdot 10^6}{(400 \cdot 10^3)^2} = 36,88 \text{ о. е.};$$

$$Z_T = \frac{4,5 \cdot 1000 \cdot 10^6}{100 \cdot 400 \cdot 10^3} = 112,50 \text{ о. е.};$$

$$X_T = \sqrt{112,50^2 - 36,88^2} = 106,28 \text{ о. е.};$$

Суммарное активное сопротивление сети от энергосистемы до шин НН ТП4:

					П-473.13.03.02.2020.218.00.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.№	Подпись	Дата		75

$$R_{\Sigma} = R_{ГПП-ТП2} + R_T = 0,45 + 36,88 = 37,33 \text{ о.е.}$$

$$X_{\Sigma} = X_{сис} + X_{ГПП-ТП2} + X_T = 7,40 + 0,088 + 106,28 = 113,77 \text{ о.е.}$$

$$Z_{\Sigma} = \sqrt{37,33^2 + 113,77^2} = 119,74 \text{ о.е.};$$

Мощность КЗ в точке К4:

$$S_{кз4} = \frac{S_6}{Z_{\Sigma}} \quad (8.5)$$

По формуле (8.5):

$$S_{кз4} = \frac{1000 \cdot 10^6}{119,74} = 8,35 \text{ МВА}$$

Величина тока КЗ:

$$I_{кз \text{ п } |0|}^{(4)} = \frac{S_{кз4}}{\sqrt{3} \cdot U_{ср}} \quad (8.6)$$

$$I_{кз \text{ п } |0|}^{(4)} = \frac{8,35 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 400} = 12,06 \text{ кА}$$

Тогда величина ударного тока:

$$i_{y \text{ КЗ}} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{кз \text{ п } |0|}^{(4)} = \sqrt{2} \cdot 1,6 \cdot 12,06 = 27,21 \text{ кА}$$

Рассчитанные токи КЗ сводим в таблицу 9.4

Таблица 8.4 – Полученные расчетные токи и мощности КЗ

Расчетная точка	Среднее напряжение расчетной точки	Расчетные величины		
		Ип, кА	Iy, кА	Skз, МВА
К1	115	13,57	32,91	2700
К2	115	5,98	15,18	1189,92
К3	10,5	8,88	22,55	161,39
К4	0,4	12,06	27,21	8,35

8.2 Выбор электрооборудования и электрических аппаратов 10 кВ

Выбор основного электрооборудования схемы внешнего электроснабжения был произведен в разделе 4. В этом разделе будет произведен выбор электрооборудования напряжением 10 и 0,4 кВ.

Произведем выбор токопровода, соединяющего трансформаторы ГПП с ячейками РУ НН ГПП. Согласно [22,23] токопровод 6,10 кВ выбирается по

номинальному напряжению, току утяжеленного режима, экономической плотности тока, потере напряжения, а также электродинамической и термической стойкости к токам КЗ. К установке намечается комплектный токопровод типа ТЗК-10-1600-81 УХЛ1 [24]

Проверим данный токопровод:

- По номинальному напряжению (10 кВ)

- По номинальному току

Ток, протекающий по токопроводу в утяжеленном режиме, можно найти, используя формулу:

$$I_{\text{раб.утяж}} = \frac{1,4 \cdot 16000 \text{ кВА}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1294,79 \text{ А.}$$

По условию

$$1294,79 \text{ А} \leq 1600 \text{ А};$$

- По асимметричному току электродинамической стойкости:

Согласно [15] выбор электрооборудования схемы внутреннего электроснабжения 10 кВ производится по току КЗ в точке КЗ. Согласно Таблицы 8.4, ударный ток в точке К₃: $i_{\text{уд.КЗ}} = 22,55 \text{ кА}$

По условию:

$$22,55 \text{ кА} \leq 81 \text{ кА.}$$

- По термической стойкости к току КЗ.

Согласно разделу 7 время действия защиты, установленной на вводном выключателе РУ НН ГПП $t_z = 1,5 \text{ с}$. Собственное время отключения вводного выключателя РУ НН ГПП (см. ниже) $t_c = 0,1 \text{ с}$. Постоянная времени затухания апериодической составляющей согласно [15] $T_a = 0,05 \text{ с}$.

Начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ в точке К₃: $I_{\text{п0}} = 8,88 \text{ кА}$

По условию

$$8,88^2 \cdot (1,5 + 0,1 + 0,05) = 90,10 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Комплектный токопровод по экономической плотности тока проверять не требуется. Учитывая относительно малое расстояние от трансформаторов ГПП до ячеек РУ НН ГПП по потере напряжения данный токопровод можно также не проверять.

К установке в качестве вводного выключателя РУ НН ГПП намечается выключатель ВВУ-СЭЩ-Э-10-31,5/1600 [25]. Согласно [15] проверка выключателей производится по номинальному напряжению, номинальному

					П-473.13.03.02.2020.218.00.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.№	Подпись	Дата		77

току, току утяжеленного режима, по стойкости к электродинамическому и термическому действию тока КЗ, по отключающей способности. При его проверке по номинальному току используется формула:

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{S_{\text{Т.Н}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{Н}}} \quad (8.7)$$

Таблица 8.5 – Выбор выключателей 10 кВ ГПП 110/10 вводных ВВУ-СЭЩ

Условия выбора	Расчетные параметры цепи	Каталожные данные аппарата
$U_c \leq U_{\text{Н}}$	10 кВ	10 кВ
$I_{\text{раб.утяж}} \leq I_{\text{Н}}$	1294,79 А	1600 А
$I_{\text{п0}} \leq I_{\text{отк}}$	8,88 кА	20 кА
$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин.макс}}$	22,55 кА	51 кА
$W_k = I_{\text{п0}}^2 \cdot (t_z + t_c + T_a) \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = W_{\text{к.доп}}$	133,80 кА ² · с	4800 кА ² · с

Согласно [15,22,23] трансформаторы тока выбираются по номинальному напряжению, номинальному току, току утяжеленного режима, электродинамической и термической стойкости к действию тока КЗ, а также проверяются по работе в заданном классе точности (по допустимой вторичной нагрузке).

В качестве трансформатора тока принимается к установке ТОЛ-СЭЩ-10-11-0,5/10Р-5/10/15-1500/5 с коэффициентом трансформации 1500/5 [26] Выбор трансформатора тока, установленного в ячейке вводного выключателя РУ НН ГПП, произведен в таблице 9.6:

Таблица 8.6 – Условие выбора трансформаторов тока ТОЛ-СЭЩ-10

Условия выбора	Расчетные параметры цепи	Каталожные данные аппарата
$U_c \leq U_{\text{Н}}$	10 кВ	10 кВ
$I_{\text{раб.утяж}} \leq I_{\text{Н}}$	1011,55 А	1500
$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин.макс}}$	22,55 кА	100 кА
$W_k = I_{\text{п0}}^2 \cdot (t_z + t_c + T_a) \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = W_{\text{к.доп}}$	133,80 кА ² · с	4800 кА ² · с

Расчет для всех присоединений в КРУ-СЭЩ-70 ГПП аналогичен приведенному выше, поэтому сведем полученные расчетные данные в таблицу 6.8

Согласно [22,23] на подстанциях 110 кВ на стороне НН трансформатора устанавливаются амперметр, счетчики активной и реактивной энергии. В КРУ установлен амперметр/вольтметр модели ЩМ120

Так же в ячейках КРУ-СЭЩ устанавливается счетчик (активной и реактивной энергии) СЭТ-4ТМ.

Проверка по допустимой вторичной нагрузке приводится в таблице 8.7:

Таблица 8.7 – Нагрузка обмоток трансформаторов тока ТОЛ-СЭЩ ГПП 10 кВ

№ п/п	Прибор	Тип	S прибора [В·А]		
			ФАЗА А	ФАЗА В	ФАЗА С
Вводной выключатель 10 кВ (класс точности обмотки 0,5)					
1	Амперметр	ЦА9054	0,5	0	0
2	Счетчик РИК	СЭТ-4ТМ	0,05	0,05	0,05
3	Ваттметр	СР3020	0,07	0,07	0,07
ИТОГО:			0,62	0,12	0,12
Секционный выключатель 10 кВ (класс точности обмотки 0,5)					
1	Амперметр	ЦА9054	0,5	0	0
ИТОГО:			0,5	0	0
Выключатели на отходящих линиях 10 кВ (класс точности обмотки 0,5)					
1	Амперметр	ЦА9054	0,5	0	0
2	Счетчик РИК	СЭТ-4ТМ	0,05	0,05	0,05
ИТОГО:			0,55	0,05	0,05

Исходя из условного обозначения трансформатора тока ТОЛ-СЭЩ-10-11-0,5/10Р-10/15-1500/5 У2 [26] знаем, что максимально допустимая нагрузка $S_{2ном}$ обмотки 0,5 - 10 ВА. Нормированная нагрузка для определенного класса точности обмотки ТТ находится по известной формуле:

$$Z_{2доп} = \frac{S_{2ном}}{(I_{2ном})^2}, \quad (8.8)$$

где $I_{2ном}$ - номинальное значение тока вторичной обмотки ТТ. $I_{2ном} = 5 \text{ А}$ [23].

По формуле (8.8):

$$Z_{2доп} = \frac{10 \text{ ВА}}{(5 \text{ А})^2} = 0,4 \text{ Ом};$$

Согласно [23] допустимое сопротивление соединительных проводов находится по формуле:

$$Z_{\text{пр}} = Z_{2\text{доп}} - Z_{\text{приб}} - Z_{\text{к}}, \quad (8.9)$$

где $Z_{\text{к}}$ – переходное сопротивление контактов, равное 0,05 –при подключении 2-3 приборов к обмотке трансформатора тока, Ом. [23]

$Z_{\text{приб}}$ – сопротивление подключенных к данной обмотке ТТ приборов, которое находится по формуле:

$$Z_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{(I_{2\text{ном}})^2}, \quad (8.10)$$

где $S_{\text{приб}}$ - мощность, потребляемая подключенным к данной обмотке ТТ прибором;

По формуле (8.10) определим сопротивление приборов для всех типов выключателей:

- Вводной выключатель 10 кВ:

$$Z_{\text{приб}} = \frac{0,62}{5^2} = 0,0248 \text{ Ом};$$

- Секционный выключатель 10 кВ

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

- Выключатели на отходящих линиях 10 кВ:

$$Z_{\text{приб}} = \frac{0,55}{5^2} = 0,022 \text{ Ом};$$

Рассчитаем величины сопротивлений проводов для выключателей по формуле (8.9):

- Вводной выключатель 10 кВ:

$$Z_{\text{пр}} = 0,4 - 0,0248 - 0,05 = 0,325 \text{ Ом};$$

- Секционный выключатель 10 кВ

$$Z_{\text{пр}} = 0,4 - 0,02 - 0,05 = 0,330 \text{ Ом};$$

					П-473.13.03.02.2020.218.00.00 ПЗ ВКР	Лист
						80
Изм.	Лист	№ докум.№	Подпись	Дата		

- Выключатели на отходящих линиях 10 кВ:

$$Z_{\text{пр}} = 0,4 - 0,022 - 0,05 = 0,328 \text{ Ом}$$

Допустимое сечение соединительных проводов может быть найдено по формуле [23]:

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пр}}}, \quad (8.11)$$

где ρ – удельное сопротивление материала провода. Поскольку в качестве соединительных выбираем медные провода, то $\rho = 0,0175 \text{ Ом} \cdot \text{м}$;

$l_{\text{расч}}$ - расчётная длина соединительных проводов, учитывающая схемы включения приборов и обмоток трансформаторов тока. Для нашей схемы [23]: $l_{\text{расч}} = 1 \cdot l$, где, l - длина соединительных проводов от обмотки трансформатора тока до приборов. Для подключений 10 кВ $l=45 \text{ м}$ [23]. Таким образом $l_{\text{расч}} = 1 \cdot 45 = 45 \text{ м}$.

По формуле (9.9):

- Вводной выключатель 10 кВ:

$$q = \frac{0,0175 \cdot 45}{0,325} = 2,45 \text{ мм}^2;$$

- Секционный выключатель 10 кВ:

$$q = \frac{0,0175 \cdot 45}{0,330} = 2,39 \text{ мм}^2;$$

- Выключатели на отходящих линиях 10 кВ:

$$q = \frac{0,0175 \cdot 45}{0,328} = 2,4 \text{ мм}^2;$$

По условию механической прочности для обеих обмоток ТТ выбираем соединительные провода с сечением 4 мм^2 . [23].

В начале всех кабельных линий устанавливаются трансформаторы тока нулевой последовательности ТЗЛМ-1 [23]

Произведем выбор трансформаторов напряжения, подключенных к секциям шин ГПП и РП.

В качестве трансформаторов напряжения, установленных на шинах 10 кВ, примем трансформаторы напряжения НАЛИ-СЭЩ-10 [29]. Согласно [22,23] трансформаторы напряжения выбираются по номинальному напряжению и

					П-473.13.03.02.2020.218.00.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		82

проверяются по классу точности (по допустимой вторичной нагрузке). Как уже было сказано, на стороне НН трансформаторов ГПП установлен счетчик активной, реактивной энергии СЭТ-4ТМ. На линиях 10 кВ, отходящих к потребителям устанавливаются, помимо амперметра, счетчики активной и реактивной энергии. На стороне НН трансформаторов собственных нужд устанавливаются счетчики активной энергии. Кроме того, на секциях шин 10 кВ необходимо установить вольтметр для измерения междуфазного напряжения и вольтметр с переключением для измерения трех фазных напряжений. Как и раньше, в качестве счетчиков энергии (активной или одновременно активной и реактивной энергии) будем использовать счетчики СЭТ-4ТМ.

Схема подключения вышеназванных приборов к вторичным обмоткам трансформатора напряжения секций шин ГПП представлена на рисунке 8.6

Произведем проверку трансформатора напряжения, установленных на шинах ГПП, по допустимой вторичной нагрузке в таблице

При работе основной вторичной обмотки данного ТН в классе точности 0,5 максимально допустимая трехфазная нагрузка составляет 200 ВА. Исходя из этого считаем, что выбранный трансформатор напряжения работает в заданном классе точности.

В качестве соединительных проводов выбираем медные провода сечением 2,5 мм². На секциях шин РП также устанавливаем трансформаторы напряжения типа НАМИ-10-95УХЛ2.

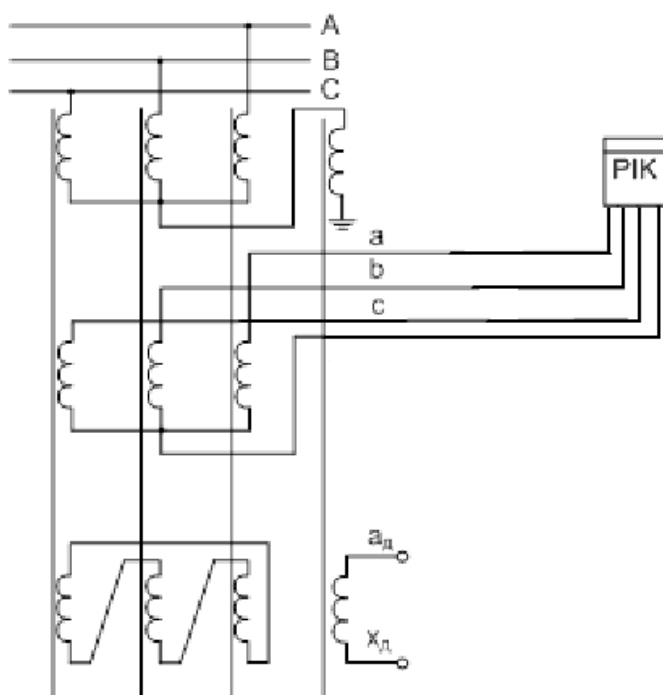


Рисунок 8.5 – Схема подключения приборов к трансформатору напряжения

Таблица 8.9 - Нагрузка обмоток трансформатора напряжения СШ1 ГПП 10 кВ

Прибор	Типы приборов	Потребляемая мощность одной катушки, ВА	Число катушек	cosφ	sin φ	Число приборов	Суммарная мощность приборов	
							P, Вт	QВАр
Счетчик	СЭТ-4ТМ	2	3	0,5	0,866	10	30	51,96
Ваттметр	СР3020	0,1	3	0,38	0,925	1	0,114	0,028
Итого							30,114	51,988

Определим полную нагрузку вторичной обмотки трансформатора напряжения в классе точности 0,5 согласно формулы:

$$S_{\Sigma} = \sqrt{P_{\text{приб}}^2 + Q_{\text{приб}}^2} \quad (9.10)$$

По данным таблицы 9.9 и формуле (9.10):

$$S_{\Sigma} = \sqrt{30,114^2 + 51,988^2} = 60,07 \text{ ВА}$$

Полученное значение удовлетворяет установленному для класса точности 0,5 обмотки ТН.

Произведем выбор трансформаторов собственных нужд ГПП.

Потребители собственных нужд подстанций делятся на ответственных и неответственных. Ответственными механизмами являются система охлаждения силовых трансформаторов, сети аварийного освещения, система пожаротушения, система подогрева приводов разъединителей и подогрева шкафов КРУ, система оперативного управления, связи и телемеханики.

Кроме того, потребителями собственных нужд подстанции являются освещение, отопление, вентиляция ЗРУ, освещение ОРУ также относится к потребителям собственных нужд.

На двухтрансформаторных подстанциях 35 - 750 кВ устанавливается не менее двух трансформаторов собственных нужд.

Мощность трансформаторов собственных нужд должна выбираться в соответствии с нагрузками собственных нужд в разных режимах работы подстанции с учетом коэффициентов одновременности и загрузки, а также с учетом перегрузочной способности трансформаторов в послеаварийном режиме. Однако при учебном проектировании допустимо принимать мощность

трансформатора собственных нужд, равной 0,1% от мощности силового трансформатора:

$$S_{ТСН} = \frac{0,1}{100} \cdot S_{тр}^{ГПП} \quad (9.11)$$

где $S_{ТСН}$ - мощность трансформатора собственных нужд подстанции, кВА;
 $S_{тр}^{ГПП}$ - полная мощность трансформатора ГПП выбранного ранее, кВА.

$$S_{ТСН} = 0,001 \cdot 16000 = 16 \text{ кВА}$$

Трансформатор серии ТЛС-СЭЩ выпускается на мощности 25, 40 и 63 кВА.

По условию (9.10) согласно ГОСТированной линейки мощности выбираем трансформатор собственных нужд ТЛС-СЭЩ-25-10/0,4, Трансформатор собственных нужд смонтирован в ячейке КРУ.

Выбор вакуумных выключателей на вводе в ТП осуществляем по расчетным величинам тока КЗ в точке 3. Учтем что выключатели входят в состав КСО-СЭЩ каждой КТП.[30] Выбор вакуумных выключателей в ячейках КСО обусловлен величинами периодической составляющей тока КЗ и величиной ударного тока. Выбор выключателей сведем в таблицу 9.12

Сечение термической стойкости для всех присоединений к ГПП найдём по формуле:

$$F_{т.с} = \frac{\sqrt{B_K}}{C} \quad (9.12)$$

где C – коэффициент, зависящий от вида металла жил кабеля (для кабелей с алюминиевыми жилами и маслопропитанной изоляцией 10 кВ - 95 А/мм²·с).

Рассчитаем интеграл Джоуля из условия:

- минимального времени срабатывания релейной защиты на присоединении ТП, потребители – 0,3 с (микропроцессорная защита);
- собственного времени отключения выключателя -0,055 с;
- времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ – 0,05 с.

Для присоединений 10 кВ

$$B_K = 8,88^2 \cdot (0,3 + 0,055 + 0,05) = 31,97 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$F_{т.с} = \frac{\sqrt{31,97 \cdot 10^6}}{95} = 59,52 \text{ мм}^2$$

Для СД:

$$B_K = 8,88^2 \cdot (0,055 + 0,032) = 8,29 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

					П-473.13.03.02.2020.218.00.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		85

$$F_{т.с} = \frac{\sqrt{8,29 \cdot 10^6}}{95} = 30,31 \text{ мм}^2$$

Для кабелей 0,4 кВ:

$$W_K = 12,06^2 \cdot (0,1 + 0,095 + 0,004) = 28,94 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$F_{т.с} = \frac{\sqrt{28,18 \cdot 10^6}}{95} = 56,63 \text{ мм}^2$$

Если площадь сечения кабеля, выбранная по условиям нормального и утяжеленного режимов работы, оказывается меньше площади термически устойчивого сечения, то сечение такого кабеля увеличиваем до ближайшего меньшего стандартного сечения по отношению к $F_{т.с}$. Изменение сечений требуется для присоединений 10 кВ. Далее приводим таблицу с выбором выключателей на КТП и выбранными сечениями под термическую устойчивость к токам КЗ.

					П-473.13.03.02.2020.218.00.00 ПЗ ВКР	Лист
						86
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 8.10 – Сечения КЛ 10 кВ измененные под термически устойчивое сечение к токам КЗ

N п/п	Конечные пункты кабельной линии		Pp+ΔPтр, кВт	Q1+ΔQтр, кВАр	Spк,кВ А	Iрк, А	Iрк/пкл, А	Fэ, мм2	Fнорм., мм2	Тип кабеля	Количество	Способ прокладки	Нагрузка на кабель		Iдоп*, А	Кп**	Кт***, о.е.	Г доп, А	Кав	Г ав, А	L, км	го, Ом/км	хо, Ом/км	ΔU%
	Источник	Приемник											норм	п/авар.										
1	2	3	4	5	6	7	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Для трансформаторных подстанций (магистральные подключения)																								
1	ЗРУ (ГПП)	ТП2	1472,29	1027,02	1795,1	103,8	51,9	74,1	70	ААШв	2	в траншее	51,9	103,8	165	0,900	0,919	136,4	1,25	170,55	0,060	0,46	0,09	0,02309
2		ТП2	989,44	691,54	1207,1	69,8	34,9	49,8	70	ААШв	2	в траншее	34,9	69,8	140	0,900	0,919	115,8	1,25	144,71	0,168	0,46	0,09	0,04346
3		ТП6	340,76	242,56	418,3	24,2	12,1	17,3	70	ААШв	2	в траншее	12,1	24,2	90	0,900	0,919	74,4	1,25	93,03	0,164	0,46	0,09	0,01464
4	ЗРУ (ГПП)	ТП9	2370,91	1085,55	2607,6	150,7	75,4	107,7	120	ААШв	2	в траншее	75,4	150,7	240	0,800	0,919	176,4	1,25	220,51	0,215	0,27	0,08	0,07815
5		ТП9	1573,33	484,12	1646,1	95,2	47,6	68,0	95	ААШв	2	в траншее	47,6	95,2	205	0,900	0,919	169,5	1,25	211,90	0,145	0,34	0,08	0,04159
6	ЗРУ (ГПП)	ТП5	1746,59	1273,61	2161,6	124,9	62,5	89,2	120	ААШв	2	в траншее	62,5	124,9	240	0,800	0,919	176,4	1,25	220,51	0,288	0,27	0,09	0,08441
7		ТП5	580,99	327,84	667,1	38,6	19,3	27,5	70	ААШв	2	в траншее	19,3	38,6	140	0,900	0,919	115,8	1,25	144,71	0,138	0,46	0,09	0,02048
8	ЗРУ (ГПП)	ТП1	1015,67	773,96	1276,9	73,8	36,9	52,7	70	ААШв	2	в траншее	36,9	73,8	140	0,750	0,919	96,5	1,25	120,59	0,098	0,46	0,09	0,02631
9		ТП1	535,71	401,86	669,7	38,7	19,4	27,7	70	ААШв	2	в лотке	19,4	38,7	115	0,800	0,919	84,5	1,25	105,66	0,171	0,46	0,09	0,02416

Таблица 8.10 – Выбор вакуумных выключателей в КСО-СЭЩ на подстанциях

Наименование подстанции		Uном, кВ	Нагрузка на кабель		Iп0, кА	tз, сек	tс, сек	Tа, сек	Iу, кА	Вк, кА^2*с	Паспортные данные выключателя			Тип выключателя
№ТП	Sном, кВА		норм	п/авар.							Iоткл, кА	Iдин, кА	Iпо^2*3сек, кА^2*с	
1	400	10	16,18	32,37	8,88	0,3	0,1	0,14	22,55	42,63	20	51	1200	ВВУ-СЭЩ-П-10-20/630
2	400	10	16,18	32,37	8,88	0,3	0,1	0,14	22,55	42,63	20	51	1200	ВВУ-СЭЩ-П-10-20/630
3	1000	10	40,46	80,92	8,88	0,3	0,1	0,14	22,55	42,63	20	51	1200	ВВУ-СЭЩ-П-10-20/630
4	400	10	16,18	32,37	8,88	0,3	0,1	0,14	22,55	42,63	20	51	1200	ВВУ-СЭЩ-П-10-20/630
5	1000	10	40,46	80,92	8,88	0,3	0,1	0,14	22,55	42,63	20	51	1200	ВВУ-СЭЩ-П-10-20/630
6	630	10	25,49	50,98	8,88	0,3	0,1	0,14	22,55	42,63	20	51	1200	ВВУ-СЭЩ-П-10-20/630
7	630	10	25,49	50,98	8,88	0,3	0,1	0,14	22,55	42,63	20	51	1200	ВВУ-СЭЩ-П-10-20/630
8	630	10	25,49	50,98	8,88	0,3	0,1	0,14	22,55	42,63	20	51	1200	ВВУ-СЭЩ-П-10-20/630

9 КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

9.1 Составление исходной схемы расчета

Так как на рассматриваемом предприятии в качестве трансформаторов ГПП выбраны трансформаторы с расщепленной обмоткой, то при расчете объединяем две секции сборных шин 10 кВ одного трансформатора, учитывая при этом половину приходящей реактивной мощности с энергосистемы и половину потерь в трансформаторе ГПП.

Расчет устройств компенсации реактивной мощности будем производить на методе, основанном на методе Лагранжа [6]. В соответствии с ним вначале составляется схема электроснабжения, на которой показаны возможные источники и потребители реактивной мощности. Данная схема представлена на рисунке 9.1. Поскольку разработанная выше схема электроснабжения является симметричной относительно секционных выключателей, на ней показаны источники и потребители реактивной мощности, подключенные к одной СШ ГПП.

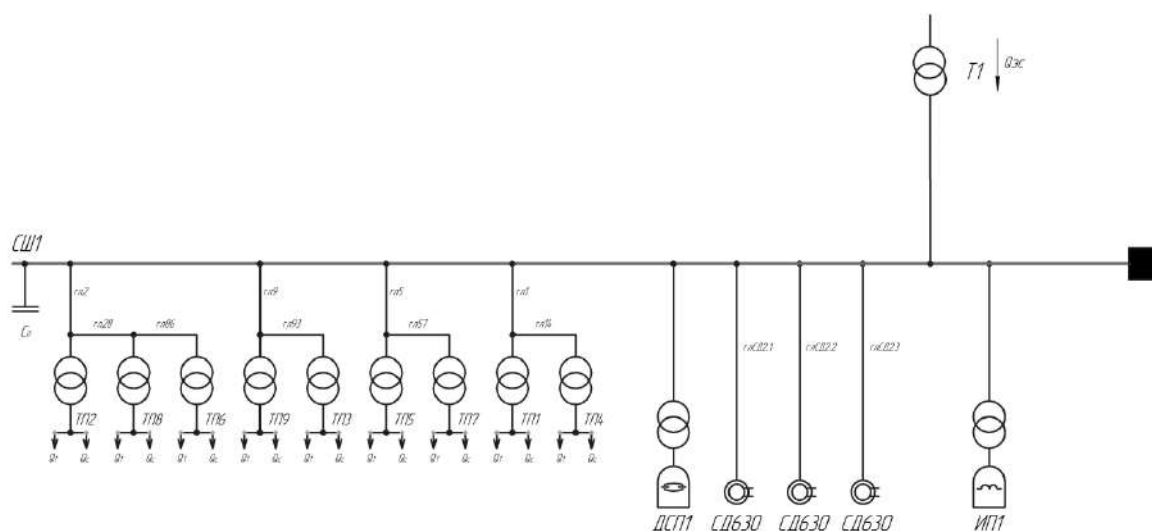


Рисунок 9.1 – Электрическая схема предприятия для расчета компенсации

К секции сборных шин РУ 10 кВ подключены синхронные двигатели и кабельные линии, питающие трансформаторы цеховых ТП. В таблице 9.1 и 9.2 приведены исходные данные для схемы электроснабжения. Здесь обозначено: $S_{\text{тнoм}i}$ – номинальная мощность трансформатора i -ой ТП; Q_{1i} и $\Delta Q_{\text{т}i}$ – реактивная нагрузка на трансформатор i -й ТП и потери реактивной мощности в нем; $R_{\text{т}ri}$ – активное сопротивление трансформатора i -й ТП, приведенное к напряжению 10 кВ; $R_{\text{л}i}$ – активное сопротивление i -й кабельной линии.

9.2 Определение расчетных параметров

Далее приведем таблично (данные из предыдущих разделов КП) расчет сопротивлений линий и трансформаторов

Параметры схемы рассчитываются по формулам, а также [6]:

$$R_{л} = \frac{r_0 \cdot l}{n_{кЛ}}; \quad (9.1)$$

$$R_{тр} = \frac{\Delta P_{кз} \cdot U_{НОМ}^2}{S_{НОМ.Т}^2}; \quad (9.2)$$

$$Q_{эс1} = \frac{P_{р.л} \cdot \operatorname{tg}\varphi_{эс}}{2} \quad (9.3)$$

Таблица 9.1 – Расчет сопротивлений линий

Конечные пункты кабельной линии		l, км	го, Ом/км	R, Ом	Количество	Rл, Ом
Источник	Приемник					
Магистральные						
ЗРУ (ГПП)	ТП2	0,060	0,460	0,028	2	0,014
ТП2	ТП6	0,168	0,460	0,077	2	0,039
ТП6	ТП8	0,164	0,460	0,075	2	0,038
ЗРУ (ГПП)	ТП9	0,215	0,270	0,058	2	0,029
ТП9	ТП3	0,145	0,340	0,049	2	0,025
ЗРУ (ГПП)	ТП5	0,288	0,270	0,078	2	0,039
ТП5	ТП7	0,138	0,460	0,063	2	0,032
ЗРУ (ГПП)	ТП1	0,098	0,460	0,045	2	0,023
ТП1	ТП4	0,171	0,460	0,079	2	0,039

Таблица 9.2 – Расчет сопротивлений трансформаторов в цеховых ТП

Номер ТП	$N_{T\text{ опт}}$	$S_{T\text{ ном}}$	$P_{\text{рез, кВт}}$	Q_1	$\Delta Q_{Ti, \text{кВАр}}$	$R_{Tр, \text{Ом}}$
1	2	400	5,90	168,21	17,83	3,69
2	2	400	5,90	167,74	18,12	3,69
3	2	1000	12,20	192,86	49,20	1,22
4	2	400	5,90	181,04	19,92	3,69
5	2	1000	12,20	430,55	42,38	1,22
6	2	630	8,50	224,49	26,18	2,14
7	2	400	5,90	144,00	19,92	3,69
8	2	400	5,90	121,28	13,32	3,69
9	2	630	8,50	294,25	33,66	2,14
ИТОГО:				1924,42	240,54	
Величины Q_1 и ΔQ_{Ti} делятся на $N_{T\text{ опт}}$						

Схема замещения для магистральной линии три ТП, будет иметь вид:

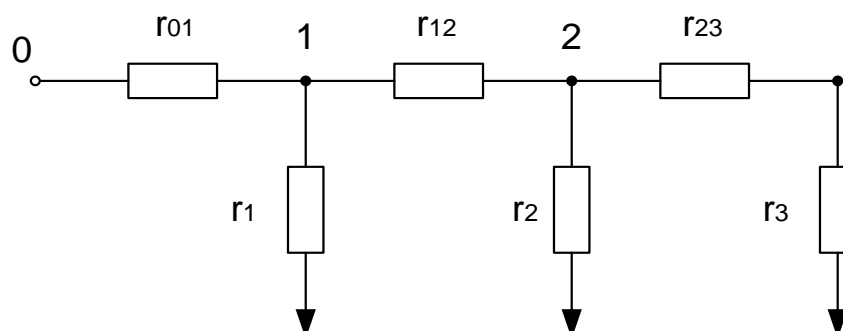


Рисунок 9.2 – Схема замещения магистральной линии с тремя ответвлениями.

В структуре завода ТП2-ТП6-ТП8 питаются по схеме на рисунке 9.2. Для ТП, питающихся по магистральной линии (рисунок 9.2) расчет эквивалентных сопротивлений проводится аналогично:

$$\begin{aligned}
 r_{01} &= R_{\text{ЛГПП-ТП2}} = 0,014 \text{ Ом}; \\
 r_{12} &= R_{\text{Л26}} = 0,039 \text{ Ом}; \\
 r_{23} &= R_{\text{Л68}} = 0,038 \text{ Ом}; \\
 r_1 &= R_{\text{ТП2}} = 3,69 \text{ Ом}; \\
 r_2 &= R_{\text{ТП6}} = 2,14 \text{ Ом};
 \end{aligned}$$

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

$$r_3 = R_{\text{ТП8}} = 3,69 \text{ Ом.}$$

Эквивалентная проводимость точек 1 и 2 схемы (рисунок 9.2) определяется по формуле:

$$\frac{1}{R_{\text{уз.1}}} = \frac{1}{r_1} + \frac{1}{r_{12} + r_2}, \quad (9.4)$$

$$\frac{1}{R_{\text{уз.2}}} = \frac{1}{r_2} + \frac{1}{r_{23} + r_3}. \quad (9.5)$$

$$\frac{1}{R_{\text{уз.1}}} = \frac{1}{3,69} + \frac{1}{0,039 + 2,14} = 0,730 \rightarrow R_{\text{уз.1}} = \frac{1}{0,730} = 1,370 \text{ Ом.}$$

$$\frac{1}{R_{\text{уз.2}}} = \frac{1}{2,14} + \frac{1}{0,038 + 3,69} = 0,735 \rightarrow R_{\text{уз.2}} = \frac{1}{0,735} = 1,359 \text{ Ом.}$$

С учетом полученного, эквивалентные сопротивления присоединений определяются по формулам:

$$R_{\text{Э1}} = \left(1 + \frac{r_{01}}{R_{\text{уз.1}}}\right) \cdot r_1, \quad (9.6)$$

$$R_{\text{Э2}} = \left(1 + \frac{r_{01}}{R_{\text{уз.1}}}\right) \cdot \left(1 + \frac{r_{12}}{R_{\text{уз.2}}}\right) \cdot r_2, \quad (9.7)$$

$$R_{\text{Э3}} = \left(1 + \frac{r_{01}}{R_{\text{уз.1}}}\right) \cdot \left(1 + \frac{r_{12}}{R_{\text{уз.2}}}\right) \cdot (r_{23} + r_3), \quad (9.8)$$

$$R_{\text{Э1}} = \left(1 + \frac{0,014}{1,370}\right) \cdot 3,69 = 3,725 \text{ Ом.}$$

$$R_{\text{Э2}} = \left(1 + \frac{0,014}{1,370}\right) \cdot \left(1 + \frac{0,039}{1,359}\right) \cdot 2,14 = 2,225 \text{ Ом}$$

$$R_{\text{Э3}} = \left(1 + \frac{0,014}{1,370}\right) \cdot \left(1 + \frac{0,039}{1,359}\right) \cdot (0,038 + 3,69) = 3,870 \text{ Ом}$$

Схема замещения для магистральной линии (2 узла) будет иметь вид:
 Определение эквивалентных активных сопротивлений:

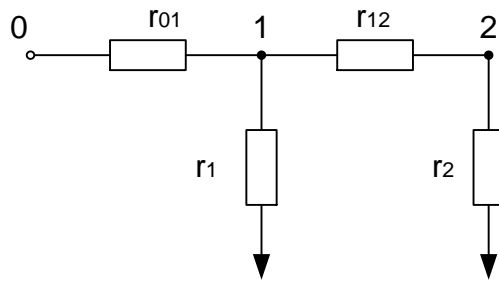


Рисунок 9.3 – Схема замещения магистральной линии с двумя ответвлениями

В структуре завода питаются по схеме на рисунке 7.2. следующие трансформаторные подстанции:

- ТП9-ТП3
- ТП1-ТП4
- ТП5-ТП7

Для ТП9-ТП3, питающихся по магистральной линии введем обозначения:

$$\begin{aligned} r_{01} &= R_{\text{ЛГПП-ТП9}} = 0,029 \text{ Ом}; \\ r_{12} &= R_{\text{Л93}} = 0,025 \text{ Ом}; \\ r_1 &= R_{\text{ТП9}} = 2,14 \text{ Ом}; \\ r_2 &= R_{\text{ТП3}} = 1,22 \text{ Ом}. \end{aligned}$$

Эквивалентная проводимость точки 1 схемы определяется по формуле:

$$\frac{1}{R_{\text{уз.1}}} = \frac{1}{r_1} + \frac{1}{r_{12} + r_2} \quad (9.9)$$

$$\frac{1}{R_{\text{уз.1}}} = \frac{1}{2,14} + \frac{1}{0,025 + 1,22} = 1,270 \rightarrow R_{\text{уз.1}} = \frac{1}{1,270} = 0,787 \text{ Ом}$$

С учетом полученного, эквивалентные сопротивления присоединений ТП определяются по формулам

$$R_{\text{Э1}} = \left(1 + \frac{r_{01}}{R_{\text{уз.1}}} \right) \cdot r_1, \quad (9.10)$$

$$R_{\text{Э2}} = \left(1 + \frac{r_{01}}{R_{\text{уз.1}}} \right) \cdot (r_{12} + r_2), \quad (9.11)$$

$$R_{\text{Э1}} = \left(1 + \frac{0,029}{0,787} \right) \cdot 2,14 = 2,221 \text{ Ом}$$

$$R_{\text{Э2}} = \left(1 + \frac{0,029}{0,787} \right) \cdot (0,025 + 1,22) = 1,291 \text{ Ом}$$

-ТП5-ТП7:

$$\begin{aligned}r_{01} &= R_{ЛГПП-ТП5} = 0,039 \text{ Ом}; \\r_{12} &= R_{Л57} = 0,032 \text{ Ом}; \\r_1 &= R_{ТП5} = 1,22 \text{ Ом}; \\r_2 &= R_{ТП7} = 3,68 \text{ Ом};\end{aligned}$$

$$\frac{1}{R_{уз.1}} = \frac{1}{1,22} + \frac{1}{0,032 + 3,68} = 1,089 \rightarrow R_{уз.1} = \frac{1}{1,089} = 0,919 \text{ Ом}$$

$$R_{Э1} = \left(1 + \frac{0,039}{0,919}\right) \cdot 1,22 = 1,272 \text{ Ом},$$

$$R_{Э2} = \left(1 + \frac{0,039}{0,919}\right) \cdot (0,032 + 3,68) = 3,877 \text{ Ом}.$$

-ТП1-ТП4:

$$\begin{aligned}r_{01} &= R_{ЛГПП-ТП1} = 0,023 \text{ Ом}; \\r_{12} &= R_{Л14} = 0,039 \text{ Ом}; \\r_1 &= R_{ТП1} = 3,68 \text{ Ом}; \\r_2 &= R_{ТП4} = 3,68 \text{ Ом};\end{aligned}$$

$$\frac{1}{R_{уз.1}} = \frac{1}{3,68} + \frac{1}{0,039 + 3,68} = 0,540 \rightarrow R_{уз.1} = \frac{1}{0,540} = 1,854 \text{ Ом}$$

$$R_{Э1} = \left(1 + \frac{0,039}{1,854}\right) \cdot 3,68 = 3,732 \text{ Ом},$$

$$R_{Э2} = \left(1 + \frac{0,039}{1,854}\right) \cdot (0,039 + 3,68) = 3,772 \text{ Ом}.$$

Допустимая реактивная мощность синхронных двигателей можно найти по формуле:

$$Q_{СД.м} = \alpha_m \cdot N \cdot \sqrt{(P_{СД.н})^2 + (Q_{СД.н})^2}, \quad (9.12)$$

где α_m - коэффициент допустимой перегрузки СД по реактивной мощности. Примем, что коэффициент загрузки по активной мощности $\beta_m = 0,9$. Тогда по [6] при относительном напряжении на двигателях $U_* = 1$: $\alpha_m = 0,34$;

N - количество двигателей;

$P_{СД.н}$ - номинальная активная мощность СД. Определяется согласно справочных данных;

$Q_{СД.н}$ - номинальная реактивная мощность СД. Определяется согласно справочных данных.

По формуле (9.12):

					П-473.13.03.02.2020.218.00.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		93

Для СД 630 кВт:

$$Q_{\text{СД.м}} = 0,34 \cdot 3 \cdot \sqrt{630^2 + 320^2} = 720,74 \text{ кВАр.}$$

Полученные результат вычисление по группе СД сведем в таблицу 9.3:

Таблица 9.3 – Расчет располагаемой реактивной мощности СД

Двигатель	ам	N	Рсд.ном	Qсд.ном	Qсд.м	Qсд.м
					Ni=3	Ni=1
630	0,34	3	630	320	720,74	240,248

Экономически целесообразная реактивная мощность, передаваемая энергосистемой предприятию в расчете на один трансформатор по формуле:

На 2 трансформатора ГПП:

$$Q_{\text{эс1}} = 14683,77 \cdot 0,5 = 7341,89 \text{ кВАр}$$

На 1 трансформатор ГПП:

$$Q_{\text{эс1}} = \frac{7341,89}{2} = 3670,94 \text{ кВАр}$$

Потери реактивной мощности в одном трансформаторе ГПП по формуле (4.9):

На 2 трансформатора ГПП:

$$\Delta Q_{\text{T}} = \frac{2 \cdot 16000}{100} (0,30 + 0,50^2 \cdot 10,5) = 927,96 \text{ кВАр}$$

На 1 трансформатор ГПП:

$$\Delta Q_{\text{T}} = \frac{927,26}{2} = 463,63 \text{ кВАр}$$

Определим удельную стоимость потерь активной мощности. Удельная стоимость потерь активной мощности равна:

$$C_0 = C'_0 \cdot \tau; \quad (9.13)$$

где C'_0 - удельная стоимость потерь одного кВт·ч электроэнергии. Из подраздела 4.1 $C'_0 = 4,9896 \frac{\text{руб}}{\text{кВт}\cdot\text{ч}}$.

По (9.13):

$$C_0 = 4,9896 \frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}} \cdot 2786,52 \text{ ч/год} = 12,001 \frac{\text{тыс. руб}}{\text{кВт} \cdot \text{год}} ;$$

Определим затраты на генерацию реактивной мощности отдельными источниками:

- для низковольтных БК (0,4 кВ):

Согласно [6]:

$$Z_{1Г} = E \cdot K_y \cdot \left(\frac{U_{БК*}}{U_*} \right)^2 + C_0 \cdot \Delta P_{БК}, \quad (9.14)$$

$$Z_{2Г} = 0$$

где E- нормативный коэффициент отчислений. Из согласно [6] для силового оборудования напряжением до 20 кВ: E = 0,223;

K_y – удельная стоимость батарей конденсаторов. Используя формулу (5.26) и данные [6], получим для низковольтных БК, а также повышающий коэффициент к 2019 году:

$$K_y = 12000 \cdot 83,03 \cdot 1,65 = 1643,994 \frac{\text{тыс. руб}}{\text{Мвар}} ;$$

Для высоковольтных БК:

$$K_y = 6000 \cdot 83,03 \cdot 1,65 = 821,997 \frac{\text{тыс. руб}}{\text{Мвар}} ;$$

$U_{БК*}$ отношение номинального напряжения конденсаторов к номинальному напряжению сети. Для низковольтных БК $U_{БК*} = 1$; для высоковольтных $U_{БК*} = 1,05$. [6]

$\Delta P_{БК}$ удельные потери в конденсаторах. Для низковольтных БК $\Delta P_{БК} = 4,5 \frac{\text{кВт}}{\text{Мвар}}$; для высоковольтных – $\Delta P_{БК} = 2,5 \frac{\text{кВт}}{\text{Мвар}}$;

По формуле (9.14) для низковольтных БК:

$$Z_{1Г.КН} = 0,223 \cdot 1643,994 \cdot \left(\frac{1}{1} \right)^2 + 11,991 \cdot 4,5 = 420,57 \frac{\text{тыс. руб}}{\text{Мвар}} ;$$

- для высоковольтных БК (10 кВ) по формуле (7.9):

$$Z_{1Г.КВ} = 0,223 \cdot 821,997 \cdot \left(\frac{1,05}{1} \right)^2 + 11,991 \cdot 2,5 = 213,28 \frac{\text{тыс. руб}}{\text{Мвар}} ;$$

для СД:

					П-473.13.03.02.2020.218.00.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		95

Согласно [6] при отсутствии прочих потребителей реактивной мощности:

$$Z_{1Г} = C_0 \cdot \frac{D_1}{Q_{сд.н}}, \quad (9.15)$$

$$Z_{2Г} = C_0 \cdot \frac{D_2}{N \cdot (Q_{сд.н})^2}, \quad (9.16)$$

где D_1 и D_2 - постоянные величины, зависящие от технических параметров двигателя. Согласно [31] для двигателей:

Таблица 9.4 – Постоянные величины синхронных электродвигателей

$P_{двиг}$, кВт	D_1 , кВт	D_2 , кВт
630	2,07	3,44
1250	9,71	8,07

По формулам (9.15) и (9.16):

Для СД 630 кВт:

$$Z_{1Г.сд} = 12,001 \cdot \frac{2,07}{0,320} = 77,63 \frac{\text{тыс. руб}}{\text{МВАр}};$$

$$Z_{2Г.сд} = 12,001 \cdot \frac{3,44}{3 \cdot 0,320^2} = 134,39 \frac{\text{тыс. руб}}{(\text{МВАр})^2};$$

Для остальных СД расчет затрат годовых на генерацию сведем в таблицу 9.5:

Таблица 9.5 – Расчет годовых затрат на генерацию СД

$P_{сд}$, кВт	C_0 , тыс. руб./кВт	D_1 , кВт	D_2 , кВт	N_i , шт.	$Q_{сд.н}$, МВАр	$Z_{1Г.сд}$, тыс. руб./МВАр	$Z_{2Г.сд}$, тыс. руб./МВАр
630	12,001	2,07	3,44	3	0,32	77,63	134,39

Определим реактивную мощность источников, подключенных к ГПП. Оптимальные реактивные мощности низковольтных БК, подключенных к ТП, определим в предположении, что к шинам ГПП подключена высоковольтная БК. [6]. Тогда определим оптимальную мощность дополнительной группы БК для ТП2 по формуле [6]:

$$Q_{ci} = Q_{1,i} + \Delta Q_{Ti} + \frac{Z_{1Г.КВ} - Z_{1Г.КН}}{2 \cdot a \cdot C_0 \cdot R_{эi}} \quad (9.17)$$

где Z_{10} – удельные затраты на генерацию реактивной мощности высоковольтной БК, подключенной к секции шин ГПП: $Z_{10} = 143,52 \frac{\text{тыс.руб}}{\text{Мвар}}$;

$R_{эi}$ эквивалентное активное сопротивление ответвления с i -й ТП, подключенного к СШ ГПП.

$$a = \frac{1000}{(U_H^2)} = \frac{1000}{(10^2)} = 10 \text{ кВ}^{-2};$$

Упростим формулу (10.16):

$$z = \frac{Z_{1Г.КВ} - Z_{1Г.КН}}{2 \cdot a \cdot C_0} = \frac{219085 - 413014}{2 \cdot 10 \cdot 12001} = -0,864 \text{ МВАр} \cdot \text{Ом}$$

$$Q_{ci} = Q_{1,i} + \Delta Q_{Ti} + \frac{z}{R_{эi}}$$

Проведем расчет для всех ТП:

Для ТП1:

$$Q_{c1} = 0,168 + 0,018 + \frac{-0,864}{3,732} = -0,045 \text{ МВАр}$$

Для ТП2:

$$Q_{c2} = 0,168 + 0,018 + \frac{-0,864}{3,725} = -0,046 \text{ МВАр}$$

Для ТП3:

$$Q_{c3} = 0,193 + 0,049 + \frac{-0,864}{1,291} = -0,427 \text{ МВАр}$$

Для ТП4:

$$Q_{c4} = 0,181 + 0,020 + \frac{-0,864}{3,772} = -0,028 \text{ МВАр}$$

Для ТП5:

$$Q_{c5} = 0,431 + 0,042 + \frac{-0,864}{1,272} = -0,206 \text{ МВАр}$$

Для ТП6:

$$Q_{c6} = 0,224 + 0,026 + \frac{-0,864}{2,225} = -0,138 \text{ МВАр}$$

Для ТП7:

$$Q_{c7} = 0,144 + 0,020 + \frac{-0,864}{3,877} = -0,059 \text{ МВАр}$$

Для ТП8:

$$Q_{с8} = 0,121 + 0,013 + \frac{-0,864}{3,870} = -0,089 \text{ МВАр}$$

Для ТП9:

$$Q_{с9} = 0,294 + 0,034 + \frac{-0,864}{2,221} = -0,061 \text{ МВАр}$$

Результаты расчетов оптимальной реактивной мощности и выбора стандартных низковольтных БК остальных ТП приведены в таблице 7.5. Стандартные БК выбираются по каталогу:

Таблица 9.6 - Расчет мощностей НБК

№ТП	Rэ, Ом	Q1, МВАр	ΔQт, МВАр	Qсi, МВАр		Qкуi, МВАр	Qki+Qсi, МВАр	Тип принятой стандартной БК	Qст, кВАр
				расчетное	принятое				
1	3,732	0,168	0,018	-0,045	0	0,000	0,000	-	-
2	3,725	0,168	0,018	-0,046	0	0,000	0,000	-	-
3	1,291	0,193	0,049	-0,427	0	0,474	0,474	1хУКРМ-0,4-450	450
4	3,772	0,181	0,020	-0,028	0	0,026	0,026	1хУКРМ-0,4-30	30
5	1,272	0,431	0,042	-0,206	0	0,000	0,000	-	-
6	2,225	0,224	0,026	-0,138	0	0,000	0,000	-	-
7	3,877	0,144	0,020	-0,059	0	0,035	0,035	1хУКРМ-0,4-30	30
8	3,870	0,121	0,013	-0,089	0	0,000	0,000	-	-
9	2,221	0,294	0,034	-0,061	0	0,000	0,000	-	-
ИТОГО:					0	0,53	0,5347		510

При распределении СД на сборных шинах 10 кВ ГПП учтем, что на одной секции подключено 3 СД:

- СД2.1, СД2.2, СД2.3

На другой:

- СД9.1, СД9.2

Определим оптимальную реактивную мощность, генерируемую источниками реактивной мощности, подключенными к секции шин ГПП. Тогда оптимальную реактивную мощность, генерируемую СД, можно найти по формуле [6]:

$$Q_{сД} = \frac{3_{1Г.КВ} - 3_{1Г.СД}}{2 \cdot a \cdot C_0 \cdot R_{э.СД}}, \quad (9.17)$$

где $R_{э.СД} = \frac{R_{лСД}}{N} + \frac{3_{2Г.СД}}{a \cdot C_0}$ – эквивалентное сопротивление СД.

Для СД2.1:

$$R_{э.СД} = \frac{0,069}{3} + \frac{134,39}{10 \text{ кВ}^{-2} \cdot 12,001} = 1,143 \text{ Ом.}$$

По формуле (9.17) для СД 2.1:

$$Q_{\text{СД}} = \frac{213,28 - 77,63}{2 \cdot 10 \cdot 12,001 \cdot 1,143} = 0,495 \text{ МВАр} = 495 \text{ кВАр}.$$

Как видим, оптимальная реактивная мощность, генерируемая синхронными двигателями 630 кВт больше располагаемой, при расчетах будет использована располагаемая, а у двигателей 1250 кВт оптимальная мощность меньше чем располагаемая, поэтому принимаем располагаемую. Расчет для остальных двигателей проводим аналогично и заносим в таблицу 10.6.

Таблица 10.6 - Расчет реактивных мощностей СД установленных на СШ ГПП

Рсд	СД №	RлСД, Ом	С0, тыс. руб./кВт	N	31ГКВ	31г.сд, тыс. руб./МВАр	32г.сд, тыс. руб./МВАр	a	Rэ.сд, Ом	Qсд, МВАр	Qсд.м
630	СД2.1	0,069	12,00	3	213,31	77,63	134,39	10	1,143	0,495	0,240
	СД2.2	0,083							1,147	0,493	0,240
	СД2.3	0,097							1,152	0,491	0,240
Итого									1,478	0,721	

Экономически целесообразная реактивная мощность от энергосистемы, рассматриваемая как наименьшая из двух:

$$Q'_{\text{эс}} = 3670,95 \text{ кВАр};$$

$$Q''_{\text{эс}} = Q_{\text{р.п}} - \frac{0,7}{k_{\text{н.р}}} \cdot Q_{\text{сд.м}}; \quad (9.18)$$

где $k_{\text{н.р}}$ - коэффициент несовпадения максимумов нагрузок СД, принимаем 0,85.

Величина реактивной мощности предприятия с учетом максимума приходящаяся на 1 трансформатор ГПП:

$$Q_{\text{р.п}} = K_{\text{о.м}} \cdot \left[\sum_{i=1}^n Q_{1i} + \sum_{i=1}^m Q_{\text{ВВи}} + \sum_{i=1}^o Q_{\text{ти}} \right] + Q_{\text{р.о}} \quad (9.19)$$

где $K_{\text{о.м}}$ - коэффициент одновременности максимумов реактивной мощности.

$\sum_{i=1}^n Q_{1i}$ - реальная реактивная мощность проходящая через один трансформатор каждой ТП присоединенный к СШ1 10 кВ ГПП, кВАр;

$\sum_{i=1}^m Q_{\text{ВВи}}$ - суммарная реактивная мощность высоковольтных электроприемников подключенных к СШ1 10 кВ ГПП, кВАр;

$\sum_{i=1}^o Q_{\text{ти}}$ - потери реактивной мощности одного трансформатора каждой ТП, кВАр;

$Q_{p.o}$ – реактивная мощность освещения, рассчитана в разделе 2 ВКР, берется как половина от расчетной (183,48 кВАр).

$$Q_{p.п} = 0,95 \cdot [1924,42 + (0,75 \cdot 1 \cdot 2000 \cdot 0,75 + 0,7 \cdot 1500 \cdot 0,33) + 240,54] + 183,49 = 3638,13 \text{ кВАр}$$

$$Q_{эс}'' = 3638,13 - \frac{0,7}{0,85} \cdot (3 \cdot 240) = 3638,13 - 592,94 = 3045,18 \text{ кВАр}$$

Мощность энергосистемы приходящая на один трансформатор ГПП:

$$Q_{эс}'' = 3045,18 \text{ кВАр};$$

Определим оптимальную мощность высоковольтных БК, установленных на секциях шин ГПП по формуле [6]:

Для СШ1 10 кВ

$$Q_{0(1)} = \sum_{i=1}^k (Q_{1.i} + \Delta Q_{Ti}) + \frac{Q_{\Delta T, ГПП}}{2} + \sum_{i=1}^l Q_{кyи} + \sum_{i=1}^m Q_{ВВ} - \sum_{i=1}^n Q_{Ci} - \sum_{i=1}^o Q_{CD} - \frac{Q_{эс1}}{2}, \quad (9.20)$$

Суммарная реактивная мощность ТП подключенных на СШ1 10 кВ:

$$\sum_{i=1}^n (Q_{1.i} + \Delta Q_{Ti}) = (1924,42 + 240,54) = 2164,96 \text{ кВАр}$$

$$\sum_{i=1}^k Q_{кyи} = 534,72 \text{ кВАр}$$

$$\sum_{i=1}^l Q_{Ci} = 510 \text{ кВАр}$$

$$\sum_{i=1}^m Q_{ВВ} = 1471,5 \text{ кВАр}$$

По формуле (9.20):

$$Q_{0(1)} = 2164,96 + 463,63 + 534,72 + 1471,5 - 510 - 3 \cdot 240 - 3045,18 = 4634,81 - 4275,18 = 359,63 \text{ кВАр}$$

Устанавливаем на СШ 10кВ БСК 1хУКРМ-10,5-300 [32]

$$Q_{0(1)} = 300 \text{ кВАр}$$

Потребляемая реактивная мощность:

					П-473.13.03.02.2020.218.00.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		100

$$Q_{p.п0(1)} = 4634,81 \text{ кВАр}$$

Генерируемая реактивная мощность:

$$Q_{Г0(1)} = 510 + 720 + 300 = 1530 \text{ кВАр}$$

По известным величинам реактивной мощности, передаваемой из энергосистемы предприятию и его расчетной активной мощности, определяется задаваемое предприятию энергосистемой значение коэффициента реактивной мощности:

$$\operatorname{tg}\varphi_{з.э} = \frac{Q_{эс}}{P_{p.п.}} \quad (9.21)$$

$$\operatorname{tg}\varphi_{з.э} = \frac{7341,89}{14683,77} = 0,50$$

Величина расчетного коэффициента реактивной мощности на СШ 10 кВ:

$$\operatorname{tg}\varphi_p = \frac{Q_p - Q_{Г}}{P_{p.п.}/2} \quad (9.22)$$

$$\operatorname{tg}\varphi_p = \frac{4634,81 - 1530}{14683,77/2} = \frac{3104,81}{7341,89} = 0,42$$

Выводы по разделу девять

В данном разделе решены вопросы компенсации реактивной мощности на шинах главной понизительной подстанции. Выбраны низковольтные и высоковольтные компенсирующие устройства

					П-473.13.03.02.2020.218.00.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		101

10 РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Качество электроэнергии проявляется через качество работы электроприемников. Поэтому, если он работает неудовлетворительно, а в каждом конкретном случае анализ качества потребляемой электроэнергии дает положительные результаты, то виновато качество изготовления или эксплуатации. Если показатели качества электроэнергии не соответствуют нормативным требованиям, то предъявляются претензии к поставщику – энергетическому предприятию. В целом показатели качества электроэнергии определяют степень искажения напряжения электрической сети в результате кондуктивных помех (распределяющихся по элементам электрической сети), вносимых как энергоснабжающей организацией, так и потребителями.

Снижение качества электроэнергии обуславливает:

- увеличение потерь во всех элементах электрической сети;
- перегрев вращающихся машин, ускоренное старение изоляции, сокращение срока службы (в некоторых случаях выход из строя) электрооборудования;
- рост потребления электроэнергии и требуемой мощности электрооборудования;
- нарушение работы и ложные срабатывания устройств релейной защиты и автоматики;
- сбои в работе электронных систем управления, вычислительной техники и специфического оборудования;
- вероятность возникновения однофазных коротких замыканий из-за ускоренного старения изоляции машин и кабелей с последующим переходом однофазных замыканий в многофазные;
- появление опасных уровней наведенных напряжений на проводах и тросах отключенных или строящихся высоковольтных линий электропередач, находящихся вблизи действующих;
- помехи в теле- и радиоаппаратуре, ошибочную работу рентгеновского оборудования;
- неправильную работу счетчиков электрической энергии.

На рассматриваемом предприятии установлены потребители с резкопеременным графиком нагрузки, которые оказывают влияние на показатели качества электроэнергии – дуговые сталеплавильные печи.

Печи работают непрерывно. Длительные отключения печи происходят только при ее ремонтах. Число кратковременных отключений в процессе одной плавки достигает нескольких десятков.

Нагрузка ДСП непрерывно-циклическая. Цикличность работы характеризуется чередованием плавки с остановками печи для слива металла, заправки печи и завалки шихты. [В.И. Сафонов

					П-473.13.03.02.2020.218.00.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		102

Согласно ПУЭ п. 7.5.44 допускается подключать печные трансформаторы к сетям общего назначения без выполнения специальных расчетов качества электроэнергии при выполнении условия:

$$\frac{\sqrt{\sum_{i=1}^n S_{Ti}^2}}{S_k} \leq 0,01 \cdot D \quad (10.1)$$

где S_{Ti} – номинальная мощность печного понижающего трансформатора, ВА;
 S_k – мощность КЗ в месте присоединения установки дуговых печей к электрическим сетям общего назначения, ВА;
 D – коэффициент, учитывающий вид установки, для ДСП $D = 1$.
Подставив значения в формулу (10.1) получим:

$$\frac{\sqrt{\left(\frac{2000}{0,8} \cdot 10^3\right)^2}}{2700 \cdot 10^6} \leq 0,01 \cdot 1;$$
$$0,000926 \leq 0,01.$$

Условие выполняется, следовательно, проблем с электроснабжающей организацией проблем не возникнет.

Подставим на место S_k мощность короткого замыкания в месте подключения:

$$\frac{\sqrt{\left(\frac{2000}{0,8} \cdot 10^3\right)^2}}{161,39 \cdot 10^6} \leq 0,01 \cdot 1;$$
$$0,01549 \geq 0,01.$$

Условие не выполняется. Проведем требуемые расчеты по качеству электроэнергии.

Показатели качества электроэнергии точек СШ1 и СШ2 нормируются по ГОСТ Р 51317.2.4-2000, а точки СШ110 - по ГОСТ 32144-2013.

10.1 Расчет колебаний напряжения

Составим схему замещения и рассчитаем ее параметры. На рисунке 10.1 представлена схема замещения.

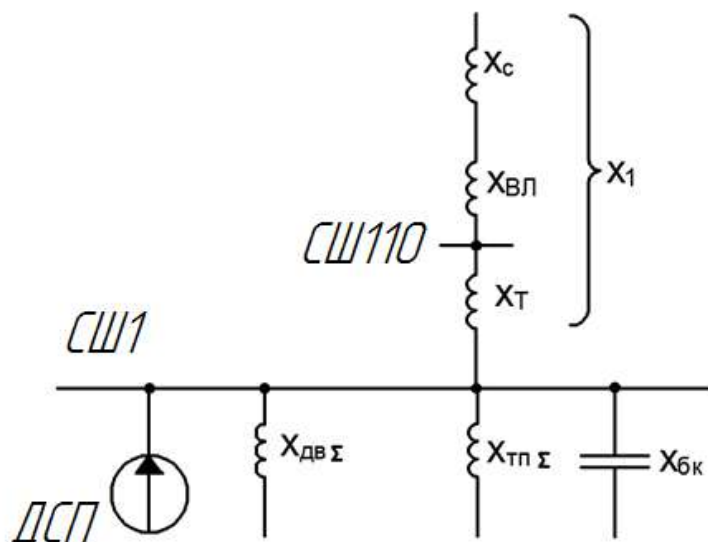


Рисунок 10.1 – Схема замещения

Сопротивление системы определяется по формуле:

$$x_c = \frac{U_{ст}^2}{S_c}, \quad (10.2)$$

где $U_{ст}$ – напряжение ступени, В;

S_c – мощность короткого замыкания системы, ВА.

Подставив значения в формулу (10.2) получим:

$$x_c = \frac{(10 \cdot 10^3)^2}{2700 \cdot 10^6} = 0,037 \text{ Ом.}$$

Сопротивление воздушных линий определяется по формуле:

$$x_{ВЛ} = x_{0ВЛ} \cdot L_{ВЛ} \cdot \left(\frac{U_{НН}}{U_{ВН}} \right)^2, \quad (10.3)$$

где $x_{0ВЛ}$ – удельное реактивное сопротивление воздушной линии, Ом/км;

$L_{ВЛ}$ – длина воздушной линии, км;

$U_{НН}$ –напряжение на низкой стороне трансформатора, кВ;

$U_{ВН}$ –напряжение на высокой стороне трансформатора, кВ;

Подставив значения в формулу (10.3) получим:

$$x_{ВЛ} = 0,444 \cdot 14 \cdot \left(\frac{10}{110} \right)^2 = 0,0514 \text{ Ом.}$$

Сопротивление трансформатора ГПП определяется по формуле:

$$x_T = \frac{U_{к\%}}{100} \cdot \frac{U_{ст}^2}{S_{Т.Н}} \quad (10.4)$$

где $U_{к\%}$ – напряжение короткого замыкания, %;
 $S_{Т.Н}$ – номинальная мощность трансформатора, ВА.
 $U_{ст}$ – напряжение ступени, В.

Подставив значения в формулу (10.4) получим:

$$x_T = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{(10 \cdot 10^3)^2}{16 \cdot 10^6} = 0,656 \text{ Ом.}$$

Суммарное индуктивное сопротивление двигателей определяется по формуле:

$$x_{дв\Sigma} = \frac{U_{ст}^2}{Q_{дв\Sigma}}, \quad (10.5)$$

где $Q_{дв\Sigma}$ – суммарная реактивная мощность двигателей, подключенных к данной секции шин.

Подставив значения в формулу (10.5) получим:

$$x_{дв\Sigma} = \frac{(10 \cdot 10^3)^2}{\frac{(878,49+1029,18) \cdot 10^3}{2}} = 104,83 \text{ Ом.}$$

Суммарное индуктивное сопротивление ТП определяется по формуле:

$$x_{тп\Sigma} = \frac{U_{ст}^2}{Q_{тп\Sigma}}, \quad (10.6)$$

где $Q_{тп\Sigma}$ – суммарная реактивная мощность ТП, подключенных к данной секции шин.

Подставив значения в формулу (10.6) получим:

$$x_{тп\Sigma} = \frac{(10 \cdot 10^3)^2}{\frac{4627,5 \cdot 10^3}{2}} = 43,21 \text{ Ом.}$$

					П-473.13.03.02.2020.218.00.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		105

Емкостное сопротивление БК определяется по формуле:

$$x_{\text{БК}} = -\frac{U_{\text{ст}}^2}{Q_{\text{БК}}}, \quad (10.7)$$

где $Q_{\text{БК}}$ – реактивная мощность БК, подключенных к данной секции шин.

Подставив значения в формулу (X.7) получим:

$$x_{\text{БК}} = -\frac{(10 \cdot 10^3)^2}{300 \cdot 10^3} = -333,33 \text{ Ом.}$$

Колебание напряжения для одиночной установки с резкопеременной нагрузкой на СШ1 определяется по формуле:

$$\delta U_{\text{т.СШ1}} = \frac{1,25 \cdot S_{\text{дсп}}}{S_{\text{к}}} \cdot 100\% = \frac{1,25 \cdot P_{\text{дсп}}}{S_{\text{к}} \cdot \cos \varphi} \cdot 100\% \quad (10.8)$$

где $S_{\text{дсп}}$ – полная мощность трансформатора ДСП, кВА;

$P_{\text{дсп}}$ – активная мощность трансформатора ДСП, Вт;

$S_{\text{к}}$ – мощность КЗ в месте подключения трансформатора ДСП, ВА.

Подставив значения в формулу (10.8) получим:

$$\delta U_{\text{т.СШ1}} = \frac{1,25 \cdot 2000 \cdot 10^3}{161,39 \cdot 10^6 \cdot 0,8} \cdot 100\% = 1,94 \%$$

Согласно ГОСТ Р 51317.2.4-2000 в точке СШ1 допускаются колебания напряжения до 1% Показатели не соответствуют нормам.

Мероприятия по улучшению качества рассмотрены в пункте 10.5

Сложим последовательные сопротивления:

$$x_1 = x_{\text{с}} + x_{\text{вл}} + x_{\text{т}}. \quad (10.9)$$

Подставив значения в формулу (10.9) получим:

$$x_1 = 0,037 + 0,0514 + 0,656 = 0,657 \text{ Ом}$$

Колебание напряжения в точке СШ3 определяется по формуле:

$$\delta U_{\text{т.СШ3}} = \frac{(x_1 - x_{\text{т}}) \cdot \delta U_{\text{т.СШ1}}}{x_1}. \quad (10.10)$$

					П-473.13.03.02.2020.218.00.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		106

Подставив значения в формулу (10.10) получим:

$$\delta U_{t.СШ110} = \frac{(0,657 - 0,656) \cdot 1,94}{0,657} = 0,295\%$$

Перейдем от колебания напряжения к длительной дозе фликера по формуле:

$$P_{lt} = \frac{\delta U_{t.СШ110}}{\delta U_{доп}}, \quad (10.11)$$

где $\delta U_{доп}$ – допустимое значение колебания напряжения. Согласно ГОСТ 13109-97 для ДСП $\delta U_{доп} = 1\%$.

Подставив значения в формулу (10.11) получим:

$$P_{st} = \frac{0,295}{1} = 0,295.$$

Согласно ГОСТ 32144-2013 допустимое значение длительной дозы фликера равняется $P_{lt} = 1$. Показатели соответствуют нормам.

10.2 Несинусоидальность напряжения

Показателями качества электроэнергии являются: коэффициент n-ой гармонической составляющей и суммарный коэффициент гармонической составляющей напряжения. Рассчитаем их.

На рисунке 10.4 представлена схема замещения.

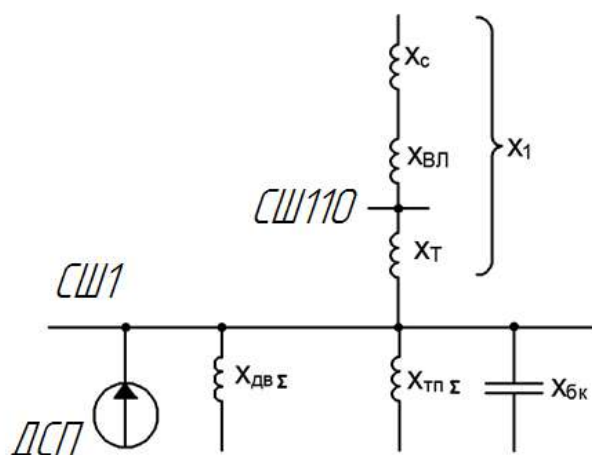


Рисунок 10.4 – Схема замещения

Проведя преобразование аналогично предыдущему пункту получим схему (рисунок 10.5):

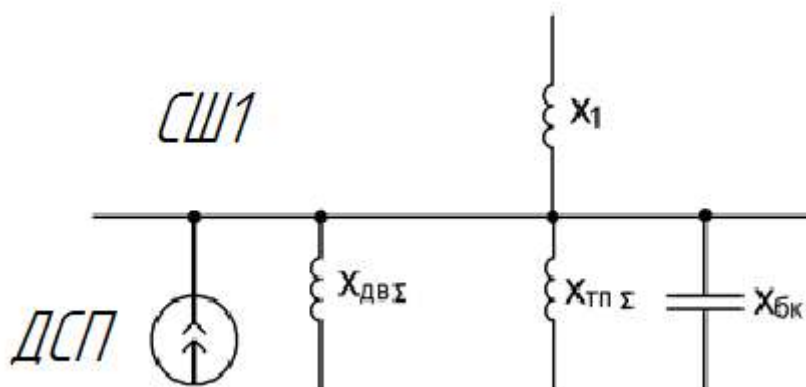


Рисунок 10.5 – Преобразованная схема

Дальнейшее преобразование проведем по формуле:

$$x_{э.СШ1} = \frac{1}{\frac{1}{x_{двΣ}} + \frac{1}{x_{тпΣ}} + \frac{1}{x_{БК}} + \frac{1}{x_1}} \quad (10.12)$$

Получаем преобразованную схему (рисунок 10.6).

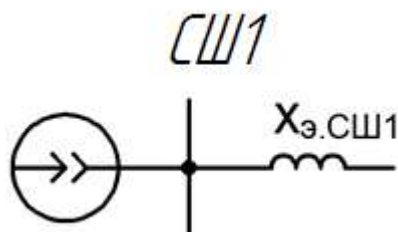


Рисунок 10.6 – Преобразованная схема

Результаты расчетов преобразований схемы сведем в таблицу 10.1.

При подключении одной печи к секции СШ1 ток ее гармоники определяется по формуле:

$$I_{(n).ДСП} = \frac{1,25 \cdot I_{п.т.н}}{n^2}, \quad (10.13)$$

где $I_{п.т.н}$ – номинальный ток печного трансформатора, А
 n – номер гармоники.

Далее определим напряжение гармоники на СШ1 по формуле:

$$U_{(n).СШ1} = I_{(n).ДСП} \cdot X_{э.СШ1}. \quad (X.14)$$

Напряжение в точке СШ110 определяется по формуле:

$$U_{(n).СШ110} = \frac{(X_1 - X_T) \cdot U_{(n).СШ1}}{X_1}. \quad (10.15)$$

Коэффициент гармонической составляющей определяется по формуле:

$$K_{U_{(n)}} = \frac{U_{(n)}}{U_{СШ1.ф}} \cdot 100\% \quad (10.16)$$

Суммарный коэффициент гармонической составляющей определяется по формуле:

$$K_{U_{(n)}} = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{25} U_{(n)}^2}}{U_{СШ1.фазн}} \cdot 100\% \quad (10.17)$$

Результаты расчетов сопротивлений элементов и показателей качества электроэнергии представлены в таблицах 10.1-10.3

Таблица 10.1 – Сопротивление элементов на ν - гармониках

ν	X_c	$X_{вл}$	X_T	$X_{дв\Sigma}$	$X_{тп\Sigma}$	$X_{бк}$
1	2	3	4	6	7	8
2	0,074	0,01028	1,312	209,66	86,42	-166,665
3	0,111	0,01542	1,968	314,49	129,63	-111,110
4	0,148	0,02056	2,624	419,32	172,84	-83,333
5	0,185	0,0257	3,28	524,15	216,05	-66,666
6	0,222	0,03084	3,936	628,98	259,26	-55,555
7	0,259	0,03598	4,592	733,81	302,47	-47,619
8	0,296	0,04112	5,248	838,64	345,68	-41,666
9	0,333	0,04626	5,904	943,47	388,89	-37,037
10	0,37	0,0514	6,56	1048,3	432,1	-33,333
11	0,407	0,05654	7,216	1153,13	475,31	-30,303
12	0,444	0,06168	7,872	1257,96	518,52	-27,778
13	0,481	0,06682	8,528	1362,79	561,73	-25,641
14	0,518	0,07196	9,184	1467,62	604,94	-23,809
15	0,555	0,0771	9,84	1572,45	648,15	-22,222
16	0,592	0,08224	10,496	1677,28	691,36	-20,833
17	0,629	0,08738	11,152	1782,11	734,57	-19,608
18	0,666	0,09252	11,808	1886,94	777,78	-18,518

продолжение таблицы 10.1

ν	X_c	$X_{вл}$	X_T	$X_{дв\Sigma}$	$X_{тп\Sigma}$	$X_{бк}$
1	2	3	4	6	7	8
19	0,703	0,09766	12,464	1991,77	820,99	-17,544
20	0,74	0,1028	13,12	2096,6	864,2	-16,667
21	0,777	0,10794	13,776	2201,43	907,41	-15,873
22	0,814	0,11308	14,432	2306,26	950,62	-15,151
23	0,851	0,11822	15,088	2411,09	993,83	-14,493
24	0,888	0,12336	15,744	2515,92	1037,04	-13,889
25	0,925	0,1285	16,4	2620,75	1080,25	-13,333

Таблица 10.2 – Сопротивление элементов на ν - гармониках в схеме замещения

ν	X_1	$1/X_{дв\Sigma}$	$1/X_{тп\Sigma}$	$1/X_{бк}$	$1/X_1$
1	2	3	4	5	6
2	1,39628	0,00477	0,011571	-0,006	0,71618873
3	2,09442	0,00318	0,007714	-0,009	0,477459153
4	2,79256	0,002385	0,005786	-0,012	0,358094365
5	3,4907	0,001908	0,004629	-0,015	0,286475492
6	4,18884	0,00159	0,003857	-0,018	0,238729577
7	4,88698	0,001363	0,003306	-0,021	0,204625351
8	5,58512	0,001192	0,002893	-0,024	0,179047183
9	6,28326	0,00106	0,002571	-0,027	0,159153051
10	6,9814	0,000954	0,002314	-0,03	0,143237746
11	7,67954	0,000867	0,002104	-0,033	0,130216133
12	8,37768	0,000795	0,001929	-0,036	0,119364788
13	9,07582	0,000734	0,00178	-0,039	0,110182882
14	9,77396	0,000681	0,001653	-0,042	0,102312676
15	10,4721	0,000636	0,001543	-0,045	0,095491831
16	11,17024	0,000596	0,001446	-0,048	0,089523591
17	11,86838	0,000561	0,001361	-0,051	0,084257498
18	12,56652	0,00053	0,001286	-0,054	0,079576526
19	13,26466	0,000502	0,001218	-0,057	0,075388287
20	13,9628	0,000477	0,001157	-0,06	0,071618873
21	14,66094	0,000454	0,001102	-0,063	0,06820845
22	15,35908	0,000434	0,001052	-0,066	0,065108066
23	16,05722	0,000415	0,001006	-0,069	0,062277281
24	16,75536	0,000397	0,000964	-0,072	0,059682394
25	17,4535	0,000382	0,000926	-0,075	0,057295098

Таблица 10.3 – Расчет напряжений и коэффициентов гармонических составляющих

v	I(v)ДСП	Xэ.с.ш.1	U(v)с.ш.1	kУс.ш.1, %	kУнорм, %	U(v).110t	kУс.ш.110t, %	kУнорм, %
1	2	3	4	5	6	10	11	12
2	16,05652	1,37641	22,10029	0,38279	3,0	1,33398	0,02311	0,5
3	16,05652	2,08614	33,49623	0,58017	6,0	2,02185	0,03502	1,5
4	5,78035	2,82275	16,31646	0,28261	1,5	0,98487	0,01706	0,3
5	5,78035	3,59697	20,79174	0,36012	8,0	1,25500	0,02174	1,5
6	2,94916	4,42133	13,03919	0,22585	1,0	0,78705	0,01363	0,2
7	2,94916	5,31084	15,66251	0,27128	7,0	0,94540	0,01637	1,0
8	1,78406	6,28408	11,21117	0,19418	1,0	0,67671	0,01172	0,2
9	1,78406	7,36463	13,13893	0,22757	2,5	0,79307	0,01374	0,4
10	1,19429	8,58327	10,25089	0,17755	1,0	0,61875	0,01072	0,2
11	1,19429	9,98135	11,92059	0,20647	5,0	0,71953	0,01246	1,0
12	0,85508	11,61603	9,93265	0,17204	1,0	0,59954	0,01038	0,2
13	0,85508	13,56917	11,60273	0,20097	4,5	0,70035	0,01213	0,7
14	0,64226	15,96254	10,25211	0,17757	1,0	0,61882	0,01072	0,2
15	0,64226	18,98607	12,19401	0,21121	2,0	0,73604	0,01275	0,2
16	0,50003	22,95382	11,47760	0,19880	1,0	0,69279	0,01200	0,2
17	0,50003	28,42568	14,21369	0,24619	4,0	0,85794	0,01486	0,5
18	0,40030	36,50747	14,61398	0,25312	1,0	0,88211	0,01528	0,2
19	0,40030	49,73188	19,90772	0,34481	4,0	1,20164	0,02081	0,4
20	0,32768	75,45817	24,72644	0,42827	1,0	1,49250	0,02585	0,2
21	0,32768	147,83915	48,44453	0,83908	1,75	2,92413	0,05065	0,2
22	0,27317	1686,47185	460,69906	7,97954	1,0	27,80797	0,48165	0,2
23	0,27317	-188,59204	-51,51831	-0,89232	3,5	-3,10967	-0,05386	0,4
24	0,23121	-91,26941	-21,10275	-0,36551	1,0	-1,27377	-0,02206	0,2
25	0,23121	-60,98167	-14,09981	-0,24422	3,5	-0,85107	-0,01474	0,4
Суммарные коэффициенты:				8,17323	10,0		0,49334	2,0

Как видно из таблицы 10.3 суммарный коэффициент в точке СШ1 не соответствует стандарту.

Как видно из таблицы 10.3 показатели по 22-ой гармонике в точке СШ1 Мероприятия по улучшению качества рассмотрены в пункте 10.5

10.3 Несимметрия напряжения

Причиной несимметрией токов и напряжений являются ДСП. Несимметрию разделяют на статическую и динамическую.

Статическая несимметрия обусловлена разностью сопротивления токопровода и контактных соединений.

Динамическая несимметрия вызывается неодинаковостью условий зажигания дуг под различными электродами, рассогласованием моментов эксплуатационных КЗ и т.д.

Коэффициент несимметрии по напряжению обратной последовательности определяется:

$$k_{2U} = \frac{U_2}{U_{\text{НОМ}}} \cdot 100\%, \quad (10.18)$$

где U_2 – напряжение обратной последовательности, В.

Напряжение обратной последовательности определяется по формуле:

$$U_2 = I_2 \cdot x_{\text{КЗ}}, \quad (10.19)$$

где I_2 – ток обратной последовательности, А;

$x_{\text{КЗ}}$ – сопротивление короткого замыкания в точке подключения ДСП.

Значение $x_{\text{КЗ}}$ было определено ранее в расчетах токов короткого замыкания (п. Н) $x_{\text{КЗ}}' = x_1 = 0,657$. Переведем это значение из относительных единиц в именованные:

$$x_{\text{КЗ}} = x_{\text{КЗ}}' \cdot \frac{U_6^2}{S_6} \quad (10.20)$$

Подставив значения в формулу (10.20) получим:

$$x_{\text{КЗ}} = 0,657 \cdot \frac{(10,5 \cdot 10^3)^2}{1000 \cdot 10^6} = 0,072 \text{ Ом.}$$

Ток обратной последовательности определяется по формуле:

$$I_2 = \frac{P_{\Pi}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot \cos \varphi'}, \quad (10.21)$$

где P_{Π} – пульсирующая мощность, Вт.

Пульсирующая мощность определяется по формуле:

$$P_{\Pi} = P_{\Pi}' + P_{\Pi}'', \quad (10.22)$$

где P_{Π}' – мощности «мёртвой» фазы, Вт;

P_{Π}'' – мощности «дикий» фазы, Вт.

Мощность «мёртвой» и «дикий» фазы определяются по формулам соответственно:

$$P_{\Pi}' = P_{\text{НОМ}} \cdot \left(\frac{1}{3} - \frac{\xi_{\text{КС}}}{6} \right); \quad (10.23)$$

					П-473.13.03.02.2020.218.00.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		112

$$P_{\Pi}'' = P_{\text{НОМ}} \cdot \left(\frac{1}{3} + \frac{\xi_{\text{КС}}}{6} \right), \quad (10.24)$$

где $\xi_{\text{КС}}$ – коэффициент неравномерности нагрузки короткой сети, $\xi_{\text{КС}} = 0,3$.

Подставив значения в формулы (10.23) и (10.24) получим:

$$P_{\Pi}' = 2000 \cdot \left(\frac{1}{3} - \frac{0,3}{6} \right) = 567 \text{ кВт};$$

$$P_{\Pi}'' = 2000 \cdot \left(\frac{1}{3} + \frac{0,3}{6} \right) = 767 \text{ кВт}.$$

Подставим значения в формулу (10.21) получим:

$$I_2 = \frac{(567 + 767) \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 10^3 \cdot 0,8} = 96,3 \text{ А}.$$

Подставим значения в формулу (10.19) получим:

$$U_2 = 96,3 \cdot 0,072 = 6,93 \text{ В}$$

Подставим значения в формулу (10.18) получим:

$$k_{2U} = \frac{6,93}{10 \cdot 10^3} \cdot 100\% = 0,0693\%.$$

Согласно ГОСТ Р 51317.2.4-2000 допустимое значение параметра равно 2%. Показатели соответствуют нормам.

10.4 Провалы напряжения

Провалы напряжения в рассматриваемой сети могут быть вызваны пуском высоковольтных синхронных двигателей.

Оценим провал напряжения при пуске синхронных двигателей.

Расчетная пусковая мощность определяется:

$$S_{\Pi} = \frac{P_{\text{НОМ}} \cdot K_{\Pi}}{\cos \varphi \cdot \eta}, \quad (10.26)$$

где $P_{\text{НОМ}}$ – номинальная мощность СД, Вт;

K_{Π} – кратность пускового тока;

					П-473.13.03.02.2020.218.00.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		113

η – КПД СД.

Подставив значения в формулу (10.26) получим:
Шины содержат три двигателя на 630 кВт

$$S_{\Pi} = \frac{630 \cdot 10^3 \cdot 5}{0,85 \cdot 0,95} = 3,90 \text{ МВА.}$$

Кроме СД, участвующих в пуске, к шинам подключена другая нагрузка, эту нагрузку будем учитывать условным понятием «пусковой нагрузки»

$$S_{\Pi.н.} = \sqrt{P_{\Pi}^2 + Q_{\Pi}^2}, \quad (10.27)$$

где P_{Π} – активная нагрузка других электроприемников, кВт;
 Q_{Π} – реактивная нагрузка других электроприемников, кВАр.

Подставив значения в формулу (10.27) получим:

$$S_{\Pi.н.} = \sqrt{5169,91^2 + 3003,97^2} = 5979,28 \text{ кВА.}$$

Суммарная эквивалентная пусковая нагрузка узла определяется по формуле:

$$S_{\Pi.э.} = \sqrt{(P_{\Pi})^2 + (S_{\Pi} + Q_{\Pi})^2}. \quad (10.28)$$

Подставив значения в формулу (10.28) получим:

$$S_{\Pi.э.} = \sqrt{(5169,91)^2 + (3900 \cdot 3 + 3003,97)^2} = 22941 \text{ кВА}$$

Тогда эквивалентное сопротивление узла определяется:

$$X_{д.э} = \frac{S_{\sigma} \cdot U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\Pi.э.} \cdot U_{\sigma}^2}. \quad (10.29)$$

Подставив значения в формулу (10.29) получим:

$$X_{д.э} = \frac{1000 \cdot 10^6 \cdot (10 \cdot 10^3)^2}{22,941 \cdot 10^6 \cdot (10 \cdot 10^3)^2} = 43,59.$$

Остаточное напряжение на сборных шинах ГПП, к которым подключены СД определяется по формуле:

					П-473.13.03.02.2020.218.00.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		114

$$U_d = U_c \cdot \frac{x_{д.э}}{x_c + x_{д.э}}, \quad (10.30)$$

где x_c – суммарное сопротивление питающей сети до СШ, к которым подключен СД.

Значение x_c было определено ранее в расчетах схемы замещения

Подставив значения в формулу (10.30) получим:

$$U_d = 10 \cdot \frac{43,59}{0,657 + 43,59} = 9,85 \text{ кВ.}$$

Провал напряжения определяется по формуле:

$$\Delta U_{\%} = \frac{U_c - U_d}{U_c} \cdot 100\%. \quad (10.31)$$

Подставив значения в формулу (10.31) получим:

$$\Delta U_{\%} = \frac{10 - 9,85}{10} \cdot 100\% = 1,5\%.$$

Согласно ГОСТ Р 51317.2.4-2000 допустимое значение параметра находится в диапазоне 10-100% в зависимости от различных факторов. Показатели соответствуют нормам.

10.5 Мероприятия по улучшению качества электроэнергии

10.5.1 Колебания напряжения

Подключим к сборным шинам быстродействующий статический компенсатор реактивной мощности СТАТКОМ. Рассчитаем его параметры.

Реактивная мощность реактора определяется по формуле:

$$Q_p = S_{п.т} \cdot \sqrt{N} - \frac{dU_{т.доп} \cdot S_{кз}}{100}, \quad (10.32)$$

где $S_{п.т}$ – полная мощность печного трансформатора, кВА;

N – число ДСП, подключенных к СШ1, $N = 1$;

$dU_{т.доп}$ – допустимое значение колебания напряжения, $dU_{т.доп} = 1\%$;

$S_{кз}$ – мощность КЗ в точке подключения, ВА.

					П-473.13.03.02.2020.218.00.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		115

Подставив значения в формулу (10.32) получим:

$$Q_p = \frac{2000 \cdot 10^3}{0,8} \cdot \sqrt{1} - \frac{1 \cdot 161,39 \cdot 10^6}{100} = 886,1 \text{ кВАр}$$

10.5.2 Несинусоидальность напряжения

Подключим к сборным шинам и рассчитаем параметры пассивных фильтров.

Выбор начинается с батареи конденсаторов.

Коэффициент повышения напряжения основной частоты на батарее за счет последовательно включенного реактора определяется:

$$\alpha = \frac{v^2}{v^2 - 1} \quad (10.33)$$

где v – номер гармоники.

Напряжение основной частоты на батарее фильтра: определяется по формуле:

$$U_{1c} = \frac{\alpha \cdot U_{ш}}{\sqrt{3}}, \quad (10.34)$$

где $U_{ш}$ – Наибольшее рабочее линейное напряжение на шинах секции, кВ.

Выбирается номинальное напряжение батареи фильтра из условия:

$$U_{1c} \leq U_{\text{ном.бк}} \leq U_{\text{макс.бк}} = 1,3 \cdot U_{1c}. \quad (10.35)$$

Проверяется коэффициент загрузки батареи по напряжению основной частоты из условия:

$$0,77 \leq C_{U1} = \frac{U_{1c}}{U_{\text{ном.бк}}} < 1. \quad (10.36)$$

Проверяется коэффициент загрузки батареи по полному току из условия:

$$C_i = \frac{1}{C_{U1}} < C_{\text{идоп}} = 1,3. \quad (10.37)$$

					П-473.13.03.02.2020.218.00.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		116

Проверяется коэффициент загрузки батареи по току гармоники из условия:

$$C_{iv} = \sqrt{C_i^2 - C_{U1}^2} \leq C_{iv\text{доп}} = \sqrt{C_{i\text{доп}}^2 - C_{U1}^2} \quad (10.38)$$

Выбирается мощность батареи фильтра $Q_{\text{ном.ф}}$ наибольшая из двух:

– мощность батареи по условию эффективности поглощения тока гармоники:

$$Q_{\text{бк}} = K_p \cdot S_{k.\text{max}}; \quad (10.39)$$

где K_p – коэффициент, который $K_p \geq 0,45 \cdot 10^{-2}$ для $v = 5$, $K_p \geq 0,25 \cdot 10^{-2}$ для $v = 7$; $K_p \geq 0,1 \cdot 10^{-2}$ для $v = 11,13$

– мощность батареи по условию исключения недопустимой перегрузки:

$$Q_{\text{бк}} = \frac{3 \cdot U_{\text{ном.бк}} \cdot K_{iv} \cdot I_v}{C_{iv}}, \quad (10.40)$$

где K_{iv} – коэффициент, учитывающий неточную настройку фильтра в резонанс, примем $K_{iv} = 1,3$;

I_v – ток гармоники, А.

Номинальный ток батареи фильтра равен:

$$I_{\text{ном.ф}} = \frac{Q_{\text{ном.ф}}}{3 \cdot U_{\text{ном.бк}}}. \quad (10.41)$$

Компенсирующая способность фильтра определяется:

$$Q_{1\text{ф}} = Q_{\text{ном.ф}} \cdot C_{U1}^2. \quad (10.42)$$

Суммарная компенсирующая мощность всех фильтров дайной секции определяется по формуле:

$$Q_{1\text{ф}\Sigma} = \sum_1^n Q_{1\text{ф}i}. \quad (10.43)$$

Характеристическое сопротивление фильтра определяется:

					П-473.13.03.02.2020.218.00.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		117

$$\rho = \frac{3 \cdot U_{\text{ном.бк}}^2}{Q_{\text{ном.ф}} \cdot \nu} \cdot 10^3. \quad (10.44)$$

Максимальное напряжение резонансной частоты на элементах фильтра определяется:

$$U_{\text{vc.max}} = U_{\text{vc.p}} = I_{\text{ном.ф}} \cdot C_{\text{ивдоп}} \cdot \rho \cdot 10^{-3}. \quad (10.45)$$

Максимальное полное напряжение на батарее фильтра определяется по формуле:

$$U_{\text{с.max}} = \sqrt{U_{1\text{с}}^2 + U_{\text{vc.max}}^2}. \quad (10.46)$$

Фактический коэффициент загрузки батареи по току гармоники определяется:

$$C_{\text{ивф}} = \frac{I_{\nu} \cdot K_{\text{ив}}}{I_{\text{ном.ф}}}. \quad (10.47)$$

Выбор батареи конденсатор завершается проверкой номинального напряжения по условию:

$$U_{\text{с.max}} \leq U_{\text{ном.бк}}. \quad (10.48)$$

Далее проведем выбор параметров реактора фильтра.

Реактивное сопротивление реактора на основной частоте определяется:

$$X_{1\text{р}} = \frac{\rho}{\nu}. \quad (10.49)$$

Номинальный ток реактора фильтра $I_{\text{ном.р}}$ выбирается из условия:

$$I_{\text{ном.р}} \geq I_{\text{доп.р}} = C_{\text{идоп}} \cdot I_{\text{ном.ф}}. \quad (10.50)$$

Напряжение основной частоты на реакторе фильтра определяется по выражению:

$$U_{1\text{р}} = \frac{1}{\nu^2 - 1} \cdot \frac{U_{\text{ш}}}{\sqrt{3}}. \quad (10.51)$$

					П-473.13.03.02.2020.218.00.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		118

Максимальное полное напряжение на реакторе фильтра определяется:

$$U_{p.max} = \sqrt{U_{1p}^2 + U_{vc.max}^2}. \quad (10.52)$$

Завершается выбором номинального напряжения реактора фильтра $U_{ном.р}$ по условию:

$$U_{ном.р} \geq U_{p.max}. \quad (10.53)$$

Определим эффективность фильтра.

Примем добротность фильтра $q_{vном}$ из условия:

$$q_{vном} = q_v \geq \frac{C_{iv\phi} \cdot m \cdot 100}{\sqrt{(U_{vдоп} \cdot v)^2 - (C_{iv\phi} \cdot m \cdot a^2 \cdot 100)^2}}, \quad (10.54)$$

где a – коэффициент, равный 0,015;
 $U_{vдоп}$ – допустимое значение гармоники, %;
 m – коэффициент, определяемый по формуле:

$$m = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{ном.бк}}{U_{ш}}. \quad (10.55)$$

Остаточное линейное напряжение гармоники после установки фильтра определяется:

$$U_{vост} = \frac{C_{iv\phi} \cdot m \cdot 100}{v} \cdot \sqrt{\frac{1}{q_{vном}^2} + a^2} \quad (10.56)$$

Коэффициент эффективности фильтра определяется по формуле:

$$K_{эв} = \frac{U_{vост}}{U_v} \leq 1. \quad (10.57)$$

где U_v – расчетное значение гармоники, %.

Фильтры ставятся по очередно начиная со второй гармоники.

Так как фильтр обладает компенсирующей способностью $Q_{1\phi\Sigma}$, то целесообразно использовать это свойство и делать перерасчет требуемой мощности БСК:

$$Q_0 = Q_0' - Q_{1\phi\Sigma}, \quad (10.58)$$

где Q_0' – требуемая мощность БСК по расчетам компенсации реактивной мощности, $Q_0' = 359,63$ кВАр.

Если $Q_0 \leq 0$, то установка БСК не требуется. Фильтры будут выполнять компенсацию реактивной мощности.

$$Q_0 = 359,63 - 800 = -440,37 \text{ кВАр}$$

Далее проводим снова расчет показателей качества электроэнергии после установки каждого фильтра.

В схему замещения фильтр вводится как показано на рисунке 10.7. Преобразования схемы проводим аналогично п. 10.1 и 10.2.

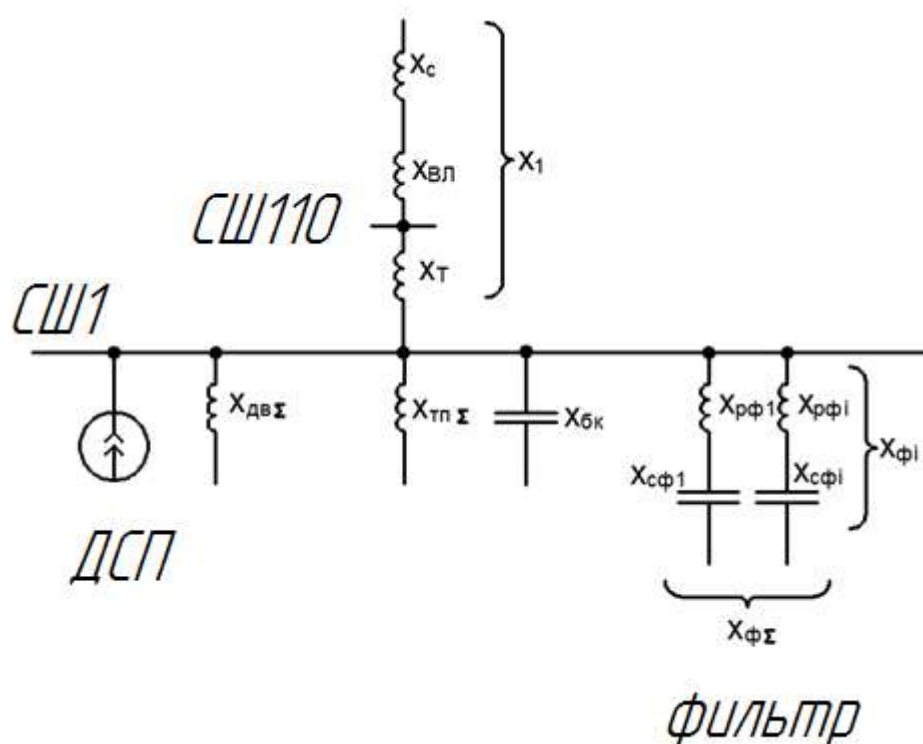


Рисунок 10.7 – Схема замещения с фильтрами

Сопротивление реактора фильтра $x_{рфi}$ определяется:

$$x_{рфi} = X_{1рi} \cdot \left(\frac{U_{ст}}{U_{ном.бкi}} \right)^2 \quad (10.59)$$

Сопротивление конденсатора фильтра $x_{сфi}$ определяется:

					П-473.13.03.02.2020.218.00.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		120

$$X_{с\phi i} = -\frac{3 \cdot U_{ст}^2}{Q_{ном.\phi i}}, \quad (10.60)$$

где $Q_{ном.\phi i}$ – мощность конденсаторов, полученная в ходе расчетов фильтров.

Сопротивление одного фильтра определяется по формуле:

$$X_{\phi i} = X_{р\phi i} + X_{с\phi i}. \quad (10.61)$$

Сопротивление группы фильтров определяется по формуле:

$$X_{\phi\Sigma} = \frac{1}{\sum \frac{1}{X_{\phi i}}}. \quad (10.62)$$

Эквивалентное сопротивление определяется по формуле:

$$X_{э.сш1} = \frac{1}{\frac{1}{X_{дв\Sigma}} + \frac{1}{X_{тп\Sigma}} + \frac{1}{X_1} + \frac{1}{X_{\phi\Sigma}}}. \quad (10.63)$$

Результаты расчета параметров фильтра будем сводить в таблицу 10.4

Результаты расчетов преобразования схемы после установки фильтра представлены в таблице 10.5. Результаты расчетов показателей качества электроэнергии после установки первого фильтра представлены в таблице 10.6 и 10.7.

Таблица 10.4 – Расчет сопротивлений схемы замещения на ν -гармониках с подключенным фильтром

ν	X_c	$X_{вл}$	X_T	$X_{дв\Sigma}$	$X_{тп\Sigma}$	$X_{\phi\Sigma}$
1	2	3	4	6	7	9
2	0,074	0,01028	1,312	209,66	86,42	0,000
3	0,111	0,01542	1,968	314,49	129,63	102,095
4	0,148	0,02056	2,624	419,32	172,84	183,771
5	0,185	0,0257	3,28	524,15	216,05	257,280
6	0,222	0,03084	3,936	628,98	259,26	326,705
7	0,259	0,03598	4,592	733,81	302,47	393,796
8	0,296	0,04112	5,248	838,64	345,68	459,428
9	0,333	0,04626	5,904	943,47	388,89	524,089
10	0,37	0,0514	6,56	1048,3	432,1	588,068
11	0,407	0,05654	7,216	1153,13	475,31	651,553
12	0,444	0,06168	7,872	1257,96	518,52	714,666

продолжение таблицы 10.4

ν	X_c	$X_{вл}$	X_T	$X_{дв\Sigma}$	$X_{тп\Sigma}$	$X_{ф\Sigma}$
1	2	3	4	6	7	9
13	0,481	0,06682	8,528	1362,79	561,73	777,494
14	0,518	0,07196	9,184	1467,62	604,94	840,098
15	0,555	0,0771	9,84	1572,45	648,15	902,521
16	0,592	0,08224	10,496	1677,28	691,36	964,800
17	0,629	0,08738	11,152	1782,11	734,57	1026,957
18	0,666	0,09252	11,808	1886,94	777,78	1089,015
19	0,703	0,09766	12,464	1991,77	820,99	1150,989
20	0,74	0,1028	13,12	2096,6	864,2	1212,891
21	0,777	0,10794	13,776	2201,43	907,41	1274,731
22	0,814	0,11308	14,432	2306,26	950,62	1336,519
23	0,851	0,11822	15,088	2411,09	993,83	1398,260
24	0,888	0,12336	15,744	2515,92	1037,04	1459,961
25	0,925	0,1285	16,4	2620,75	1080,25	1521,627

Таблица 10.5 – Сопротивление элементов на ν - гармониках в схеме замещения

ν	X_1	$1/X_{дв\Sigma}$	$1/X_{тп\Sigma}$	$1/X_{ф\Sigma}$	$1/X_1$
1	2	3	4	5	6
2	1,39628	0,00477	0,011571	-	0,716189
3	2,09442	0,00318	0,007714	0,009795	0,477459
4	2,79256	0,002385	0,005786	0,005442	0,358094
5	3,4907	0,001908	0,004629	0,003887	0,286475
6	4,18884	0,00159	0,003857	0,003061	0,23873
7	4,88698	0,001363	0,003306	0,002539	0,204625
8	5,58512	0,001192	0,002893	0,002177	0,179047
9	6,28326	0,00106	0,002571	0,001908	0,159153
10	6,9814	0,000954	0,002314	0,0017	0,143238
11	7,67954	0,000867	0,002104	0,001535	0,130216
12	8,37768	0,000795	0,001929	0,001399	0,119365
13	9,07582	0,000734	0,00178	0,001286	0,110183
14	9,77396	0,000681	0,001653	0,00119	0,102313
15	10,4721	0,000636	0,001543	0,001108	0,095492
16	11,17024	0,000596	0,001446	0,001036	0,089524
17	11,86838	0,000561	0,001361	0,000974	0,084257
18	12,56652	0,00053	0,001286	0,000918	0,079577
19	13,26466	0,000502	0,001218	0,000869	0,075388
20	13,9628	0,000477	0,001157	0,000824	0,071619
21	14,66094	0,000454	0,001102	0,000784	0,068208
22	15,35908	0,000434	0,001052	0,000748	0,065108
23	16,05722	0,000415	0,001006	0,000715	0,062277

продолжение таблицы 10.3

ν	X1	1/X _{двΣ}	1/X _{тпΣ}	1/X _{фΣ}	1/X1
1	2	3	4	5	6
24	16,75536	0,000397	0,000964	0,000685	0,059682
25	17,4535	0,000382	0,000926	0,000657	0,057295

Таблица 10.6 – Расчет напряжений и коэффициентов гармонических составляющих с учетом фильтров

ν	I(ν)ДСП	Xэ.с.ш.1	U(ν)с.ш.1	kUс.ш.1, %	kUнорм, %	U(ν).110t	kUс.ш.110t, %	kUнорм, %
1	2	3	4	5	6	10	11	12
2	16,05652	0,00000	0,00000	0,00000	3,0	0,00000	0,00000	0,5
3	16,05652	2,02961	32,58841	0,56445	6,0	1,96705	0,03407	1,5
4	5,78035	2,71235	15,67835	0,27156	1,5	0,94635	0,01639	0,3
5	5,78035	3,39283	19,61172	0,33968	8,0	1,18377	0,02050	1,5
6	2,94916	4,07271	12,01105	0,20804	1,0	0,72499	0,01256	0,2
7	2,94916	4,75234	14,01538	0,24275	7,0	0,84597	0,01465	1,0
8	1,78406	5,43184	9,69071	0,16785	1,0	0,58493	0,01013	0,2
9	1,78406	6,11126	10,90284	0,18884	2,5	0,65810	0,01140	0,4
10	1,19429	6,79063	8,10996	0,14047	1,0	0,48952	0,00848	0,2
11	1,19429	7,46997	8,92128	0,15452	5,0	0,53849	0,00933	1,0
12	0,85508	8,14928	6,96830	0,12069	1,0	0,42061	0,00729	0,2
13	0,85508	8,82858	7,54915	0,13076	4,5	0,45567	0,00789	0,7
14	0,64226	9,50786	6,10652	0,10577	1,0	0,36859	0,00638	0,2
15	0,64226	10,18713	6,54279	0,11332	2,0	0,39493	0,00684	0,2
16	0,50003	10,86639	5,43352	0,09411	1,0	0,32797	0,00568	0,2
17	0,50003	11,54564	5,77317	0,09999	4,0	0,34847	0,00604	0,5
18	0,40030	12,22489	4,89364	0,08476	1,0	0,29538	0,00512	0,2
19	0,40030	12,90414	5,16554	0,08947	4,0	0,31179	0,00540	0,4
20	0,32768	13,58337	4,45106	0,07709	1,0	0,26867	0,00465	0,2
21	0,32768	14,26261	4,67363	0,08095	1,75	0,28210	0,00489	0,2
22	0,27317	14,94184	4,08171	0,07070	1,0	0,24637	0,00427	0,2
23	0,27317	15,62107	4,26726	0,07391	3,5	0,25757	0,00446	0,4
24	0,23121	16,30030	3,76886	0,06528	1,0	0,22749	0,00394	0,2
25	0,23121	16,97952	3,92590	0,06800	3,5	0,23697	0,00410	0,4
Суммарные коэффициенты:				0,91486	10,0		0,05522	2,0

Таблица 10.7 – Параметры устанавливаемого фильтра на 2 гармонику

ν	2
α	1,33
U _с	7707,13
U _{мах.бк}	10019,27
U _{ном.бк}	10000,00
C _{U1}	0,77
C _i	1,30
C _{iv}	1,04
S _{кз}	161,39
K _p	0,00560
Q _{бк}	0,90

Продолжение таблицы 10.7

Qбк.ном	1,35
Ином.ф.	44,99
Q1ф	0,80
Q1фΣ	0,80
ρ	111,12
Uvc.max.	5,22
Uc.max.	9,31
C1ф	1,04
X1p	55,56
Ином.р.	58,38
U1p.	7707,13
Up.max	9,31
a	0,015
Uv.доп	6,00
m	1,73
qvном.	15,05
Uv.ост	6,15
Kэv	1,03

11 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА МАГИСТРАЛЬНОЙ ЛИНИИ И ТП НА СТОРОНЕ ВН

11.1 Организация защиты

На рисунке 11.1 приведена принципиальная электрическая схема распределительной сети напряжением 10 кВ, которая питается от подстанции напряжением 220/10 кВ, на которой установлены силовые трансформаторы мощностью по 32 МВА. В таблице 12.1 приведены значения токов КЗ, возникающих в СЭС на различных её ступенях.

Таблица 11.1

Токи КЗ	Место точек расчета короткого замыкания			
	В	Г	Д	Ж
Максимальный ток трехфазного КЗ $I_{К.МАКС}^{(3)}$, кА	10,55	10,08	9,52	18,52
Минимальный ток двухфазного КЗ $I_{К.МИН}^{(2)}$, кА	5,24	4,98	4,81	15,17
Ток однофазного КЗ на землю $I_{К.МИН}^{(1)}$, кА	—	—	—	7,54

Примечание. Рассматриваемые устройства защиты (на схеме они не показаны) получают информацию о токовых нагрузках защищаемых участков СЭС от трансформаторов тока ТА1–ТА9 и своими выходами через электромагниты отключения УАТ связаны с выключателями Q1–Q7. Все токи нагрузки и КЗ, уставки тока и времени в расчётах будем привязывать к номерам выключателей Q1–Q7.

Рабочий максимальный ток кабельных линий КЛ7 и КЛ9 определен из условия, что по ним питаются две ТП, на каждой из которых установлены по два трансформатора с масляной изоляцией типа ТМ мощностью по 1000 кВА с коэффициентом загрузки в послеаварийном режиме $K_{з.П} = 1,6$ равен $I_{РАБ.МАКС.Q6} = 2 \cdot I_{РАБ.МАКС.Т1} = 2 \cdot 92,38 = 184,8$ А. При коэффициенте самозапуска $K_{СЗП} = 1,8$ на этом уровне СЭС будем иметь $I_{ПИК.Q6} = 332,6$ А.

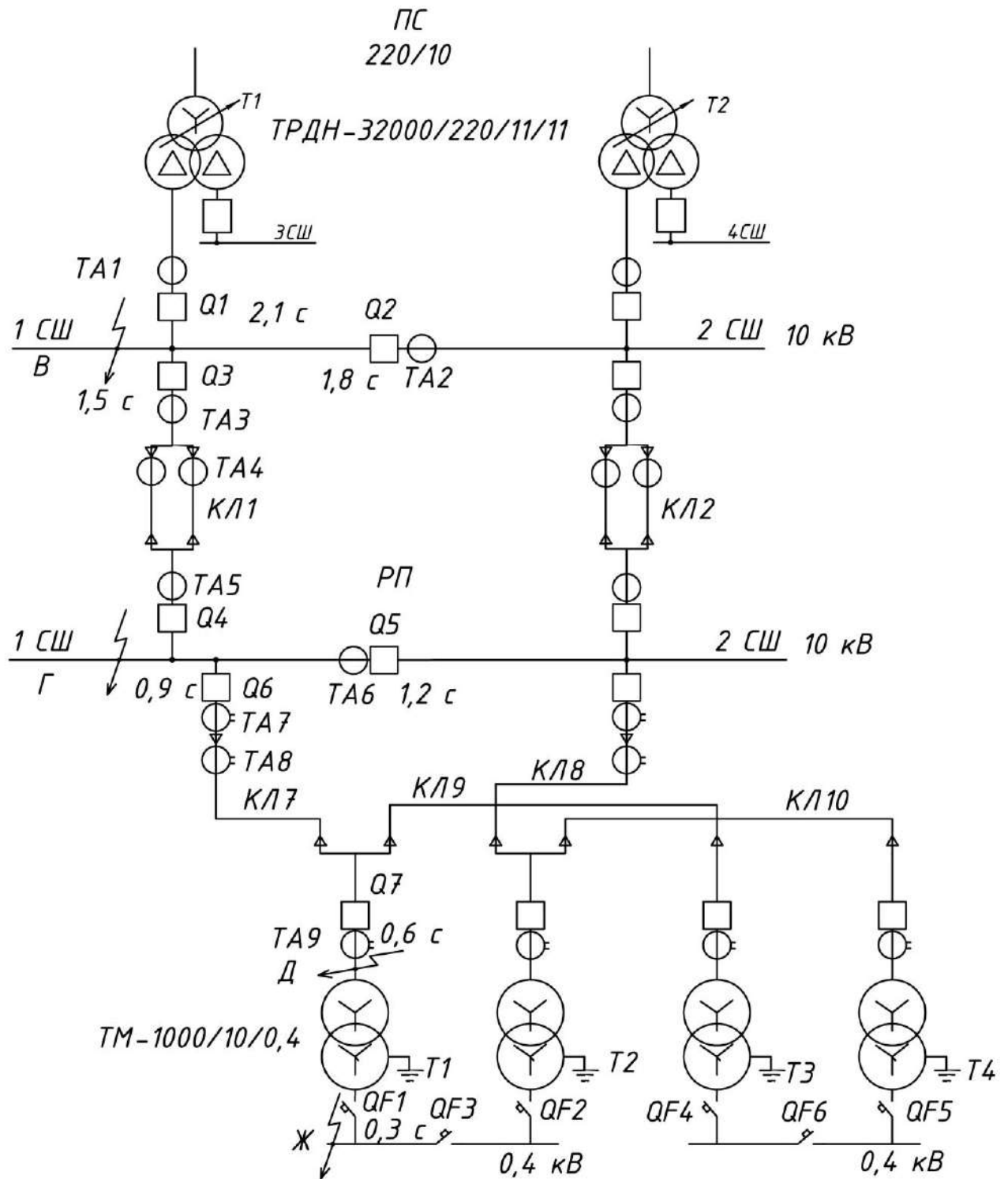


Рисунок 11.1 – Принципиальная схема электрической сети напряжением 10 кВ

					П-473.13.03.02.2020.218.00.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		126

На рисунке 11.1 показана диаграмма селективности выдержек времени срабатывания селективных защит для рассматриваемой СЭС. Селективные токовые отсечки имеют выдержки времени у расцепителя вводного выключателя QF1 на стороне НН трансформатора Т1 $t_{sd.QF1} = 0,3$ с, у защиты на стороне ВН этого же трансформатора – $t_{sd.Q7} = 0,6$ с. На более высоких ступенях системы электроснабжения селективные защиты имеют зависимые от тока выдержки времени, а их уставки времени t_{sd} определяются при десятикратных значениях тока $10 \cdot I_{sd}$. Их значения последовательно меняются от $t_{sd.Q6} = 0,9$ с на выключателе Q6 до $t_{sd.Q1} = 2,1$ с на выключателе Q1. На вводе в РП защиту рассматривать не будем, поэтому уставка по времени на выключателе Q4 не показана.

1. Защита трансформатора Т1, установленного в ТП1, рассмотрена в пункте 12.2. Расчеты защит трансформатора Т1 со стороны низшего (автоматический выключатель QF1) и высшего (выключатель Q7) напряжений сведены в таблицу 12.3, а карта селективности показана на рисунке 12.3.

2. Защита, установленная на выключателе Q6, к которому подключена магистральная линия (кабели КЛ7–КЛ10), питающая две трансформаторные подстанции ТП1 и ТП2. Защиту выполним с помощью микропроцессорного блока типа Seram S20, выпускаемого компанией Schneider Electric (рисунок 12.5).

11.2 Расчет защиты ТП на стороне ВН

Проведём расчет устройства защиты Seram, устанавливаемого на стороне высшего напряжения трансформатора ТМГ-1000 кВА двухтрансформаторной подстанции (рисунок 12.2).

Согласно исходным данным имеем:

- Токи КЗ в точке Ж на стороне НН: $I_{К.МАКС}^{(3)Ж} = 18,52$ кА; $I_{К.МИН}^{(2)Ж} = 15,17$ кА;
 $I_{К.МИН}^{(1)Ж} = 7,54$ кА.
- Токи КЗ в точке Д на стороне ВН: $I_{К.МАКС}^{(3)Д} = 9,52$ кА; $I_{К.МИН}^{(2)Д} = 4,81$ кА.

Рабочий максимальный ток нагрузки на стороне ВН трансформатора равен:

$$I_{РАБ.МАКС}^{ВН} = K_{3.П} \cdot I_{Т.Н}^{ВН} = K_{3.П} \cdot \frac{S_{Т.Н}}{\sqrt{3} \cdot U_{ВН}} = 1,6 \cdot \frac{1000 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 10^3} = 1,6 \cdot 57,7 = 92,38 \text{ А}$$

На рисунке 12.2 показана организация релейной защиты трансформаторной подстанции со стороны ВН. Здесь приведена принципиальная электрическая схема силового трансформатора Т7 напряжением 10/0,4 кВ. Со стороны ВН установлены выключатель Q1, три фазных трансформатора тока ТА и устройство защиты Seram – блок Т20. Входы блока Т20 соединены с трансформаторами тока ТА для получения

					П-473.13.03.02.2020.218.00.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		127

информации о токах, протекающих по стороне высшего напряжения силового трансформатора Т7. Выходы блока Т20 связаны с электромагнитом отключения выключателя Q1. Со стороны НН установлены вводные автоматические выключатели QF1 типа Masterpact NW25H1.

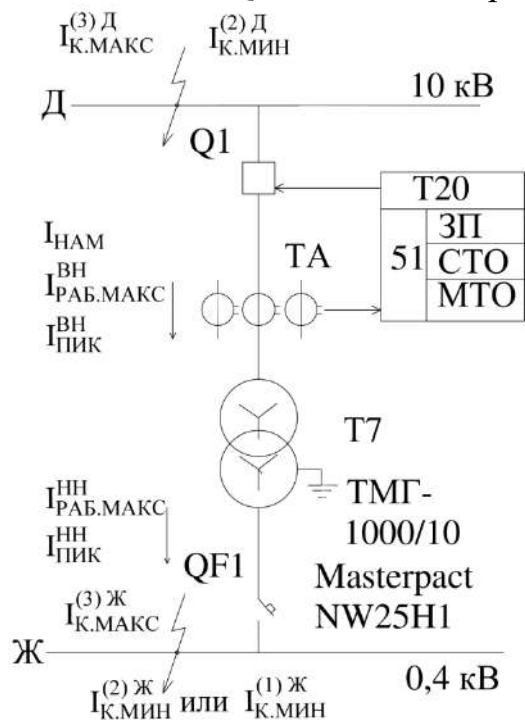


Рисунок 11.2 – Организация защиты трансформатора напряжением 10/0,4 кВ

На схеме показаны нагрузочные токи со стороны НН ($I_{РАБ.МАКС}^{НН}$, $I_{ПИК}^{НН}$) и ВН ($I_{РАБ.МАКС}^{ВН}$, $I_{ПИК}^{ВН}$), ток намагничивания $I_{НАМ}$, максимальные и минимальные токи КЗ на стороне НН ($I_{К.МАКС}^{(3)Ж}$, $I_{К.МИН}^{(2)Ж}$, $I_{К.МИН}^{(1)Ж}$) и на стороне ВН ($I_{К.МАКС}^{(3)Д}$, $I_{К.МИН}^{(2)Д}$).

Максимальная токовая защита блока Т20 (функция 51, код ANSI), реализующая защиту от перегрузки, селективную токовую отсечку и мгновенную токовую отсечку, должна быть согласована с защитными время-токовыми характеристиками микропроцессорного расцепителя Micrologic 5.0 А автоматического выключателя QF1, которые приведены в таблице 12.3 и показаны на карте селективности, построенной для напряжения 10 кВ (рисунок 12.3).

Для каждого тока выключателя QF1 указаны два значения – в знаменателе – рассчитанные для сети 380 В, а в числителе – приведенные к напряжению 10 кВ.

Приведение токов со стороны НН к стороне ВН осуществлено по формуле:

$$I^{ВН} = I^{НН} \cdot \left(\frac{U^{НН}}{U^{ВН}} \right) = \frac{I^{НН}}{K_U}, \quad (11.1)$$

где K_U – коэффициент трансформации силового трансформатора. Для трансформатора напряжением 10/0,4 кВ коэффициент равен $K_U = 25$.

Защита от перегрузки

Для реализации этой защиты используем типовые ВТХ с зависимой от тока выдержкой времени [9, раздел 15], чтобы они максимально приближались к аналогичным ВТХ выключателя QF1.

Ток срабатывания защиты от перегрузки на стороне ВН трансформатора выбирается наибольшим из следующих трёх условий:

1. Ток срабатывания защиты от перегрузки должен быть отстроен от максимального рабочего тока трансформатора на стороне ВН:

$$I_{r.Q1} > \frac{K_{H.O}}{K_B} \cdot I_{РАБ.МАКС}^{ВН} = \frac{1,05}{0,935} \cdot 92,38 = 103,74 \text{ А},$$

где $K_{H.O} = 1,05$ – коэффициент надежности отключения; $K_B = 0,935$ – коэффициент возврата.

2. Поскольку токи $I_{РАБ.МАКС}^{ВН}$ и $I_{РАБ.МАКС}^{НН} / K_U$ равны друг другу, то уставка тока I_S^D защиты от перегрузки на стороне ВН трансформатора должна быть отстроена от защиты от перегрузки выключателя QF1:

$$I_{r.Q1} > K_{H.СОГЛ} \cdot I_{C.П.ПРЕД} = K_{H.СОГЛ} \cdot \frac{I_{r.QF1}}{K_U} = 1,3 \cdot \frac{2375}{25} = 123,5 \text{ А},$$

где $K_{H.СОГЛ} = 1,3$ – коэффициент надежности согласования с нижестоящей защитой.

3. Сделаем дополнительную проверку на согласование с нижестоящей защитой, поскольку известно максимальное значение тока срабатывания (с учетом разброса характеристик) защиты от перегрузки выключателя QF1:

$$I_d = 1,2 \cdot \frac{I_{r.QF1}}{K_U} = 1,2 \cdot \frac{2375}{25} = 114 \text{ А}.$$

Ток срабатывания $I_{r.Q1}$ должен превышать с запасом значение тока I_d на величину погрешности защиты, устанавливаемой на стороне ВН. Погрешность работы устройств защиты Seram составляет не более 1–3 %.

Возьмём 10 %-й запас, т.е.

$$I_{r.Q1} \geq 1,1 \cdot I_d = 1,1 \cdot 114 = 125,4 \text{ А}.$$

Из трёх значений, определённых по пунктам 1, 2, 3 выбираем в качестве уставки тока защиты от перегрузки наибольшее значение $I_S = I_{r.Q1} = 125,4 \text{ А}$.

При использовании трёхфазной схемы соединения трансформаторов тока и измерительных органов блока Т20 в полную звезду и при схеме соединения обмоток Y/Y_H-0 силового трансформатора Т7 коэффициент чувствительности для однофазного КЗ на стороне НН трансформатора Т7 можно записать:

$$K_{Ч.ЗП}^{(1)} = \frac{2 \cdot I_{К.МИН}^{(1)Ж}}{3 \cdot K_U \cdot I_{C.З}} = \frac{2 \cdot 7540}{3 \cdot 25 \cdot 125,4} = 1,6 \geq K_{Ч.ЗП.ДОП} = 3.$$

Следовательно, защита от перегрузки имеет недостаточную чувствительность к минимальному току однофазного КЗ на сборных шинах 0,4 кВ ТП.

					П-473.13.03.02.2020.218.00.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		129

Ближайшее приближение ВТХ защиты от перегрузки выключателя Q1 к ВТХ защиты выключателя QF1 возможно в двух точках А и А' (рисунок 12.3). Сначала рассмотрим прохождение ВТХ выключателя Q1 вблизи точки А.

ВТХ защиты от перегрузки выключателя Q1 должна пройти через точку Б, отстоящую от точки А на ступень селективности $\Delta t = 0,3$ с. Координаты точки А равны $I^A = 313,6$ А / 7,84 кА (максимальное значение тока срабатывания селективной токовой отсечки выключателя QF1) и $t^A = 10$ с. Следовательно, координаты точки Б будут:

$$t^B = t^A + \Delta t = 10 + 0,3 = 10,3 \text{ с}; \quad I^B = I^A = 313,6 \text{ А}$$

или кратность тока (отношение к току срабатывания защиты $I_S = I_{r,Q1}$) в точке Б будет равна

$$I_*^B = \frac{I^B}{I_S \cdot K_U} = \frac{7840}{125,4 \cdot 25} = \frac{313,6}{125,4} = 2,5.$$

Терминалы Sepam имеют несколько типов кривых отключения, определяемых с помощью уравнений и установленных в соответствии со стандартами различных организаций, например, кривые МЭК [9, раздел 15, рисунок 15.19]:

SIT – обратно зависящая выдержка (standard inverse time);

VIT – очень обратно зависящая выдержка (very inverse time);

EIT – чрезвычайно обратно зависящая выдержка (extremely inverse time).

Сначала выбираем рекомендуемый тип кривой SIT – самую пологую характеристику, для которой коэффициенты аппроксимации равны $\alpha = 0,02$ и $K = 0,14$ [9, раздел 15, таблица 15.8].

Рассчитываем коэффициент T_{MS}^B для кривой, проходящей через точку Б:

$$T_{MS}^B = \frac{t(I_*^B) \cdot [(I_*^B)^\alpha - 1]}{K} = \frac{10,3 \cdot [(2,5)^{0,02} - 1]}{0,14} = 1,36.$$

Теперь, используя выражение

$$t_{C.3}^B(I_*^B) = \frac{K \cdot T_{MS}^B}{(I_*^B)^\alpha - 1}, \quad (5.2)$$

рассчитаем несколько точек кривой $t_{C.3}^B = f(I_*^B)$, проходящей через точку Б.

Для кратности тока $I_*^B = 1,1$ получим:

$$t_{C.3}^B(1,1) = \frac{0,14 \cdot 1,36}{(1,1)^{0,02} - 1} = 99,8 \text{ с.}$$

Остальные расчеты сведены в таблицу 5.2 (строка для кривой SIT).

					П-473.13.03.02.2020.218.00.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		130

Таблица 11.2 – Результаты расчетов время-токовых характеристик защиты от перегрузки, установленной на выключателе Q1

Тип кривой	$\frac{K}{\alpha}$	$I_S = I_{r,Q1}, A$	t^B, c	I_*^B, A	T_{MS}^B	$t_{C.3}^B, c, \text{ при разных } I_*^B, \text{ о.е./A}$							
						$\frac{1,1^*}{138}$	$\frac{1,2}{150,5}$	$\frac{1,5}{188}$	$\frac{2,5}{313,6}$	$\frac{3}{376}$	$\frac{5}{627}$	$\frac{10}{1254}$	$\frac{5,26}{660}$
SIT	$\frac{0,14}{0,02}$	125,4	10,3	2,5	1,36	99,8	52,1	23,4	10,3	8,6	5,8	4,0	–
VIT	$\frac{13,5}{1}$	125,4	10,3	2,5	1,144	154,5	77,2	30,9	10,3	7,7	3,9	1,7	3,6

* Примечание. В числителе показано значение тока I^B в относительных единицах, в знаменателе – в амперах.

Наносим полученную ВТХ SIT на карту селективности (рисунок 11.2). Видим, что она пересекается с защитной время-токовой характеристикой автоматического выключателя QF1. Поэтому выбираем более крутую характеристику VIT – очень обратно-зависимую от тока выдержку времени, для которой коэффициенты аппроксимации равны $\alpha = 1$ и $K = 13,5$ [9, раздел 15, таблица 15.8].

Рассчитываем новый коэффициент:

$$T_{MS}^B = \frac{t(I_*^B) \cdot [(I_*^B)^\alpha - 1]}{K} = \frac{10,3 \cdot [(2,5)^1 - 1]}{13,5} = 1,144,$$

и используя выражение (5.2), несколько точек кривой $t_{C.3}^B = f(I_*^B)$. Расчеты сводим в таблицу 12.2 (строка для кривой VIT).

Полученная кривая VIT идет выше защитных время-токовых характеристик автоматического выключателя QF1 (рисунок 5.2), что говорит о выполнении условий селективности между защитами от перегрузки, установленных на сторонах НН и ВН силового трансформатора Т7.

Кроме того, нужно проверить выполнение условия селективности в точке А' (угол пересечения ВТХ селективной токовой отсечки и мгновенной токовой отсечки автоматического выключателя QF1 – рисунок 4.2) с полученной кривой EIT. Время срабатывания селективной токовой отсечки в этой точке равно $t^{A'} = 0,32$ с. Рассчитаем время срабатывания защиты от перегрузок, реализуемой с помощью кривой EIT, при токе $I^{A'} = 660$ А / 16,5 кА (максимальном значении тока срабатывания мгновенной токовой отсечки выключателя QF1, таблица 12.1) или относительном его значении (кратности) токе

$$I_*^{A'} = I_*^{B'} = \frac{I^{B'}}{I_S \cdot K_U} = \frac{16500}{125,4 \cdot 25} = \frac{660}{125,4} = 5,26;$$

$$t_{C.3}^B(5,26) = \frac{13,5 \cdot 1,144}{5,26^1 - 1} = 3,6 \text{ с.}$$

что значительно больше времени срабатывания защиты выключателя QF1 в точке А' – $t^{A'} = 0,32$ с, т.е. условие селективности соблюдается и для этой точки. Значение определенного времени запишем в последней колонке таблицы 12.2.

Окончательно для реализации защиты от перегрузки на стороне ВН трансформатора Т7 выбираем зависимую от тока характеристику VIT.

Селективная токовая отсечка

Селективная токовая отсечка с выдержкой времени, с действием на отключение предназначена для защиты от КЗ всех видов на выводах и внутри трансформатора, а также от внешних КЗ, то есть от повреждений на шинах НН и на отходящих линиях НН (на случай отказа их собственных защитных и коммутационных аппаратов).

Уставки селективной токовой отсечки должны обеспечивать:

- несрабатывание защиты при возникновении кратковременных пиковых нагрузок;
- согласование действия по току и по времени с предыдущими защитами;
- необходимую чувствительность при всех КЗ в зоне резервирования – при отказах срабатывания вводных выключателей на стороне НН ТП.

Защита осуществляется с помощью цифровых терминалов Seram T20 (функция 51).

Ток срабатывания селективной токовой отсечки выбирается наибольшим, исходя из следующих двух условий:

1. Отстройки от максимально возможного тока нагрузки – пикового тока на стороне ВН $I_{\text{ПИК}}^{\text{ВН}}$:

$$I_{\text{C.CO}} = I_{\text{sd.Q1}} \geq \frac{K_{\text{Н.О}}}{K_{\text{В}}} \cdot I_{\text{ПИК}}^{\text{ВН}} = \frac{K_{\text{Н.О}}}{K_{\text{В}}} \cdot K_{\text{СЗП}} \cdot I_{\text{РАБ.МАКС}}^{\text{ВН}} = \frac{1,1}{0,935} \cdot 3 \cdot 92,38 = 326 \text{ А,}$$

где $K_{\text{Н.О}} = 1,1$ – коэффициент надежности отстройки (несрабатывания) защиты; $K_{\text{СЗП}} = 3$ – коэффициент самозапуска, учитывающий увеличение рабочего тока за счет одновременного пуска электродвигателей, которые затормозились при снижении напряжения во время возникновения внешнего КЗ и последующего действия автоматического ввода резерва (АВР); $I_{\text{ПИК}}^{\text{ВН}} = 277 \text{ А}$ – пиковый ток трансформатора Т7 на стороне ВН.

2. Должна быть согласована с нижестоящей селективной токовой отсечкой выключателя QF1

$$I_{\text{C.CO}} = I_{\text{sd.Q1}} \geq K_{\text{Н.СОГЛ}} \cdot I_{\text{C.CO.ПРЕД}} = K_{\text{Н.СОГЛ}} \cdot \frac{I_{\text{sd.QF1}}}{K_{\text{У}}} = 1,3 \cdot \frac{7125}{25} = 370,5 \text{ А.}$$

Таким образом, за расчетный ток срабатывания защиты принимаем наибольший из определенных выше токов $I_{\text{sd.Q1}} = 370,5 \text{ А}$.

Время срабатывания селективной токовой отсечки принимается по условию селективности на ступень больше по отношению к предыдущей защите

					П-473.13.03.02.2020.218.00.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		132

$$t_{sd.Q1} = t_{sd.QF1} + \Delta t = 0,3 + 0,3 = 0,6 \text{ с,}$$

где $t_{sd.QF1} = 0,3 \text{ с}$ – время срабатывания предыдущей защиты (вводного автоматического выключателя QF1); $\Delta t = 0,3 \text{ с}$ – ступень селективности по времени для микропроцессорных защит.

При использовании трёхфазной схемы соединения трансформаторов тока и измерительных органов блока Т20 в полную звезду и при схеме соединения обмоток Y/Y_H-0 силового трансформатора Т7 коэффициент чувствительности для однофазного КЗ на стороне НН трансформатора Т7 можно записать:

$$K_{ч.CO}^{(1)} = \frac{I_{K.MIN}^{(1)Ж}}{K_U \cdot I_{C.CO}} \geq 1,5 ,$$

где $I_{K.MIN}^{(2)Ж}$ – ток однофазного КЗ в минимальном режиме работы сети на выводах 0,4 кВ трансформатора (точка 3, рисунок 12.2); K_U – коэффициент трансформации по напряжению силового трансформатора Т7; $I_{C.CO} = I_{sd.Q1}$ – ток срабатывания рассматриваемой селективной отсечки.

Получаем

$$K_{ч.CO}^{(1)} = \frac{2 \cdot 7540}{3 \cdot 25 \cdot 370,5} = 0,54 > K_{ч.CO,доп} = 1,5 .$$

Следовательно, селективная токовая отсечка нечувствительна к минимальному току однофазного КЗ на сборных шинах 0,4 кВ ТП.

Мгновенная токовая отсечка

Мгновенная токовая отсечка является быстродействующей максимальной токовой защитой с ограниченной зоной действия. Она предназначена для защиты трансформатора со стороны ВН от междуфазных КЗ. Зона действия отсечки (см. рисунок 12.1) начинается от трансформаторов тока ТА, к которым подключена защита, и включает ошиновку, высоковольтные вводы и часть обмотки трансформатора ВН. Мгновенная токовая отсечка выполняется с действием на отключение трансформатора и не должна срабатывать при трехфазном КЗ на стороне 0,4 кВ трансформатора в максимальном режиме работы сети и при включении трансформатора от бросков намагничивающего тока, а также должна быть согласована с нижестоящей защитой.

Ток срабатывания $I_{i.Q1}$ МТО выбирается наибольшим, исходя из следующих трёх условий:

1. Отстройки от максимального тока трехфазного КЗ на выводах 0,4 кВ трансформатора Т7

					П-473.13.03.02.2020.218.00.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		133

$$I_{C.MO} = I_{i.Q1} \geq K_{H.O} \cdot I_{K.MAKC}^{(3)Ж.ВН} = 1,15 \cdot \frac{18520}{25} = 852 \text{ А},$$

где $K_{H.O} = 1,15$ – коэффициент надежности отстройки (несрабатывания) отсечки.

2. Отстройки от бросков тока намагничивания трансформатора Т1 при его включении

$$I_{C.MO} = I_{i.Q1} \geq I_{НАМ} = K_{ОТС} \cdot I_{Т.Н}^{ВН} = 3 \cdot 57,7 = 173,1 \text{ А},$$

где $K_{ОТС} = 3$ – коэффициент отстройки от броска тока намагничивания $I_{НАМ}$ при включении силового трансформатора.

Здесь:

$$I_{Т.Н}^{ВН} = \frac{S_{Т.Н}}{\sqrt{3} \cdot U_{ВН}} = \frac{1000 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 10^3} = 57,7 \text{ А}.$$

3. Согласования с нижестоящей мгновенной токовой отсечкой выключателя QF1

$$I_{C.MO} = I_{i.Q1} \geq K_{H.СОГЛ} \cdot I_{C.MГН.ПРЕД} = K_{H.СОГЛ} \cdot \frac{I_{i.QF1}}{K_U} = 1,3 \cdot \frac{15000}{25} = 780 \text{ А},$$

где $K_{H.СОГЛ} = 1,3$ – коэффициент надежности согласования защит.

Таким образом, за расчетный ток срабатывания защиты принимаем наибольший из определенных выше токов $I_{C.MO} = I_{i.Q1} = 852 \text{ А}$.

Постоянная минимальная выдержка времени перед отключением, обусловленная временем срабатывания выключателя, составляет 50 мс.

Мгновенная токовая отсечка должна быть проверена на чувствительность к току двухфазного КЗ в минимальном режиме работы сети в месте установки защиты, т.е. на выводах ВН трансформатора Т7 – должен быть определен соответствующий коэффициент чувствительности и сопоставлен с требованиями ПУЭ.

Коэффициент чувствительности отсечки

$$K_{Ч.МО}^{(2)} = \frac{I_{K.МИН}^{(2)Д}}{I_{C.МО}} = \frac{4520}{852} = 5,3 \geq K_{Ч.МО.ДОП} = 1,5.$$

Следовательно, мгновенная токовая отсечка чувствительна к минимальному току двухфазного КЗ на выводах 10 кВ трансформатора Т7.

Защита от тепловой перегрузки трансформатора (защита ANSI 49RMS).

Эта защита основана на формировании тепловой модели, которая применяется для вычисления нагрева с помощью измерений тока. Для этой функции защиты используется действующее значение трехфазного тока,

					П-473.13.03.02.2020.218.00.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		134

который учитывает все гармоники до 13-й включительно при частоте сети 50 Гц.

Для выполнения функции защиты требуются три уставки:

1. Максимально допустимый ток, который соответствует максимальной термической устойчивости защищаемого устройства (этот максимально допустимый ток соответствует 100%-му нагреву).

2. Уставка по постоянным времени нагрева и охлаждения устройства.

3. Аварийная ступень, выраженная в процентах от максимально допустимого нагрева (уставка сигнализации).

На рисунке 12.2 показан алгоритм действия защиты 49RMS. Три фазных тока подаются на вход устройства защиты, которое сначала определяет эквивалентный ток $I(t)$.

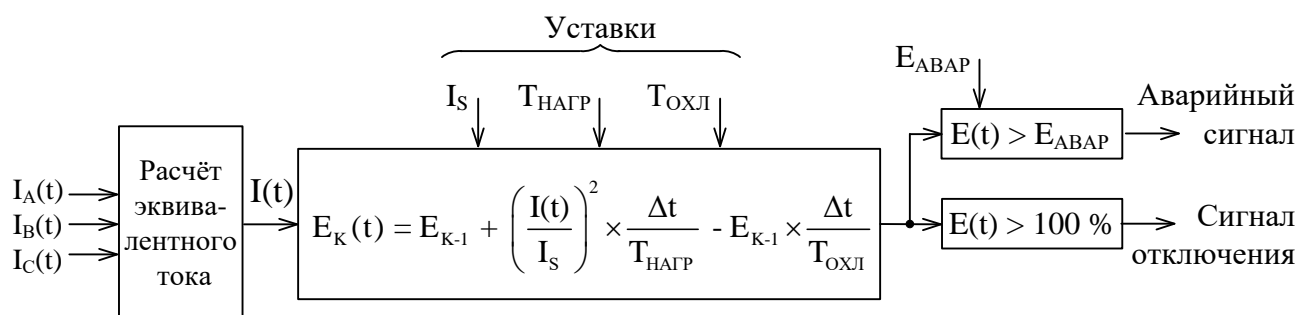


Рисунок 11.3 – Алгоритм действия защиты 49RMS

11.3 Расчет защиты магистральной линии, питающей ТП

Согласно ПУЭ отходящая от РП линия должна иметь две ступени защиты от КЗ (селективную защиту с зависимой или независимой от тока выдержкой времени и мгновенную токовую отсечку) и защиту от однофазных замыканий на землю. Первые две ступени реализуются с помощью функции 51 блока Seram S20, а защита от ОЗЗ – с помощью функции 51N [9, таблица 15.5].

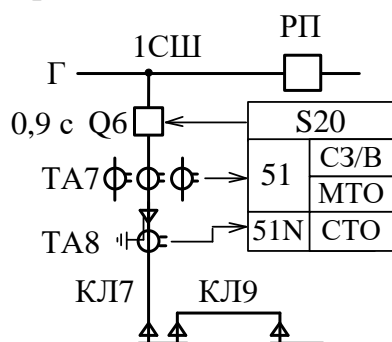


Рисунок 11.4 – Защита, отходящей от РП линии

2.1. Селективная защита с зависимой от тока выдержкой времени. Для расчёта её параметров используем положения, изложенные в [9, разделы 17.2.1 и 17.2.2].

2.1.1. Уставка тока срабатывания должна быть отстроена от максимально возможного тока нагрузки – пикового тока $I_{\text{пик}}$

$$I_{\text{с.сз.}Q6} = I_{\text{sd.}Q6} = \frac{K_{\text{н.о}}}{K_{\text{в}}} \cdot K_{\text{сзп}} \cdot I_{\text{раб.макс.}Q6}^{\text{ВН}} = \frac{K_{\text{н.о}}}{K_{\text{в}}} \cdot I_{\text{пик.}Q6}^{\text{ВН}} = \frac{1,1}{0,935} \cdot 332,6 = 391,3 \text{ А.}$$

2.1.2. Уставка тока селективной защиты на выключателе Q6 должна быть согласована с уставкой тока селективной токовой отсечки нижестоящей защиты на выключателе Q7

$$I_{\text{sd.}Q6} \geq K_{\text{н.согл}} \cdot I_{\text{sd.}Q7} = 1,3 \cdot 370,5 = 481,65 \text{ А.}$$

Таким образом, за расчётный ток срабатывания селективной защиты принимаем наибольший из определённых выше токов, т.е. $I_{\text{sd.}Q6} = 481,7 \text{ А.}$

2.1.3. Уставка времени селективной защиты на выключателе Q6 должна быть согласована с уставкой времени нижестоящей селективной токовой отсечки на выключателе Q7

$$t_{\text{sd.}Q6} = t_{\text{sd.}Q7} + \Delta t = 0,6 + 0,3 = 0,9 \text{ с.}$$

2.1.4. Коэффициент чувствительности защиты при выполнении ею основной функции определяется при двухфазном металлическом КЗ в конце защищаемой линии КЛ7 перед трансформатором Т1 (рисунок 11.1, точка Д) в минимальном режиме:

$$K_{\text{ч.сз}}^{(2)\text{Д}} = \frac{I_{\text{к.мин}}^{(2)\text{Д}}}{I_{\text{sd.}Q6}} = \frac{4810}{481,7} = 9,98 \geq K_{\text{ч.доп}} = 1,5.$$

Коэффициент чувствительности защиты при выполнении ею функции дальнего резервирования защиты автоматического выключателя на стороне НН трансформатора проверка определяется по минимальному из двух токов КЗ

$I_{К.МИН}^{(1)Ж}$ или $I_{К.МИН}^{(2)Ж}$ за трансформатором Т1 (точка Ж). Минимальным является ток $I_{К.МИН}^{(1)Ж} = 7,54$ кА.

$$K_{Ч.СЗ}^{(1)} = \frac{I_{К.МИН}^{(1)Ж}}{I_{sd.Q6} \cdot K_U} = \frac{7540}{481,7 \cdot (10000/400)} = 0,63 \geq K_{Ч.ДОП} = 1,2 .$$

Проведённые расчёты показывают, что селективная защита имеет достаточную чувствительность в своей зоне действия, но не чувствует ток в зоне резервирования нижестоящей защиты.

2.1.5. Рассчитаем зависимую время-токовую характеристику рассматриваемой селективной защиты. При уставке тока $I_{sd.Q6} = 481,7$ А кривая должна пройти через точку Q6 с координатами – уставка времени $t_{sd.Q6} = 0,9$ с при токе

$I_*^{Q6} = 10 \cdot I_{sd.Q6} = 4817$ А. Выбираем тип характеристики СИТ, которая описывается следующими выражениями [9, раздел 15.3.3] для коэффициента T_{MS} и времени срабатывания защиты t_{sd}

$$T_{MS}^N = \frac{t^N(I_*^N) \cdot [(I_*^N)^\alpha - 1]}{K} = \frac{t^N(I_*^N) \cdot [(I_*^N)^{0,02} - 1]}{0,14},$$

$$t_{sd}^N(I_*^N) = \frac{K \cdot T_{MS}^N}{(I_*^N)^\alpha - 1} = \frac{0,14 \cdot T_{MS}^N}{(I_*^N)^{0,02} - 1} .$$

В рассматриваемом случае точке N соответствует точка Q6. Рассчитаем коэффициент T_{MS}

$$T_{MS}^{Q6} = \frac{0,9 \times [10^{0,02} - 1]}{0,14} = 0,302 .$$

Определим время срабатывания защиты t_{sd} при кратности тока $I_*^{Q6} = 1,1$

$$t_{sd}^{Q6}(1,1) = \frac{0,14 \cdot 0,302}{(1,1)^{0,02} - 1} = 22 \text{ с.}$$

Дальнейшие расчёты точек защитной характеристики сводим в таблицу 11.3.

2.2. Мгновенная токовая отсечка. Уставка тока выбирается наибольшей, исходя из следующих трёх условий:

2.2.1. Уставка тока мгновенной токовой отсечки, защищающей магистральную линию, питающей несколько ТП, определяется с учётом отстройки от максимального тока трёхфазного КЗ $I_{К.МАКС}^{(3)Ж}$ на выводах 0,4 кВ трансформатора Т1 трансформаторной подстанции ТП1

$$I_{С.МО.Q6} = I_{i.Q6} \geq K_{Н.О} \cdot \frac{I_{К.МАКС}^{(3)Ж}}{K_U} = 1,15 \cdot \frac{18520}{25} = 852 \text{ А} .$$

					П-473.13.03.02.2020.218.00.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		137

2.2.2. Уставка тока должна быть отстроена от бросков тока намагничивания включаемых трансформаторов магистральной линии

$$I_{i.Q6} \geq I_{НАМ} = K_{ОТС} \cdot 2 \cdot I_{Т.Н}^{ВН} = 3 \cdot 2 \cdot 92,38 = 554,3 \text{ А}.$$

2.2.3. Уставка тока должна быть согласована с нижестоящей токовой отсечкой на выключателе Q7

$$I_{i.Q6} \geq K_{Н.СОГЛ} \cdot I_{i.Q7} = 1,3 \cdot 855 = 1111,5 \text{ А}.$$

Таким образом, за расчётный ток срабатывания мгновенной токовой отсечки принимаем наибольший из определённых выше токов – $I_{i.Q6} = 1111,5 \text{ А}$.

2.2.4. Мгновенная токовая отсечка имеет независимую от тока характеристику, срабатывает без выдержки времени ($t_{i.Q6} = 0 \text{ с}$) и действует на отключение выключателя Q6.

2.2.5. Чувствительность мгновенной токовой отсечки. Она должна чувствовать минимальный ток двухфазного КЗ в месте установки защиты, т.е. на сборных шинах РП, от которого питается магистральная линия КЛ7–КЛ10 (рисунок 12.1) в минимальном режиме работы сети. Коэффициент чувствительности отсечки:

$$K_{ч.МО}^{(2)} = \frac{I_{К.МИН}^{(2)Г}}{I_{i.Q6}} = \frac{4980}{1111,5} = 4,48 \geq K_{ч.ДОП} = 2.$$

Следовательно, мгновенная токовая отсечка чувствительна к минимальному току двухфазного КЗ на сборных шинах РП.

Защита от ОЗЗ, установленная в начале КЛ7 (на выключателе Q6)

Для защиты магистральной линии от ОЗЗ используется ненаправленная токовая защита нулевой последовательности с независимой от тока выдержкой времени. Защита от однофазных замыканий на землю (ОЗЗ) осуществляется с помощью функции 51N устройства Seram S20 – рисунок 11.4.

Ток срабатывания защиты $I_{С.Зi}$ отстраивается от ёмкостного тока, протекающего в нормальном режиме работы сети через трансформатор тока нулевой последовательности ТА8 (рисунок 11.4) защищаемой линии (собственного тока защищаемого присоединения $I_{С.ЗPi}$)

$$I_{С.Зi} \geq K_{Н.С} \cdot K_{БР} \cdot I_{С.ЗPi},$$

где $K_{Н.С} = 1,2$ – коэффициент надёжности срабатывания; $K_{БР} = 1$ – коэффициент, учитывающий броски тока при перемежающихся дуговых замыканиях (значение дано для устройства Seram).

Для магистральной линии КЛ7–КЛ9 трансформатор ТА8 устанавливается в её начале и по нему протекают токи всех подключенных ниже кабельных линий, т.е. $I_{С.ЗPi} = I_{С.КЛ7} + I_{С.КЛ9}$.

Таким образом,

					П-473.13.03.02.2020.218.00.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		138

$$I_{C.3} \geq K_{H.C} \cdot K_{БР} \cdot (I_{C.КЛ7} + I_{C.КЛ9}) = 1,2 \cdot 1 \cdot (1,86 + 1,86) = 4,46 \text{ А.}$$

Проверим чувствительность выбранной защиты

$$K_{ч} = \frac{I_{O33} - I_{C.3П}}{I_{C.3}} = \frac{30,25 - 3,72}{4,46} = 5,95 \geq K_{ч.доп} = 1,5 .$$

Следовательно, защита магистральной линии от ОЗЗ имеет достаточную чувствительность.

					П-473.13.03.02.2020.218.00.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		139

Таблица 12.3 – Параметры автоматических выключателей

Место установки защиты	Выключатель, тип, расцепитель	$I_{РАБ.МАК}$ $C, A/A$	$I_{пр}$ A/A	Защита от перегрузки							
				$I_{сд}$ A/A	$I_{сд}$ $I_{сд}$ A/A о.с.	$I_{сд}$ $I_{сд}$ A/A о.с.	$I_{сд}$ $I_{сд}$ A/A о.с.	Время срабатывания $\Delta t_{сд}$ при значениях тока, $A/кА$, отнесенного к току I_r	$I_{сд}^{*}$ $A/кА$	$K_{чзп}$	
Выключатель магистральной линии	Q6	184,8	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Выключатель на стороне 10 кВ	Q1	92,38	–	125,4	–	$\frac{1,7}{1254}$ 10	–	–	–	$\frac{301,6}{7,54}$	1,6
Вводной выключатель на стороне 0,4 кВ	QF1 Masterpact NW25N1, Micrologic 5.0 A	92,38 2309,4	100 2500	95 2375	$\frac{10000}{99,75}$ $\frac{114}{2850}$ 1,20	$\frac{4}{570}$ $\frac{142,5}{14,25}$ 6	$\frac{70-100}{142,5}$ $\frac{570}{14,25}$ 1,5-1 _r	$\frac{3,2-4}{570}$ $\frac{14,25}{14,25}$ 6-1 _r	$\frac{2,16-2,7}{684}$ $\frac{17,1}{17,1}$ 7,2-1 _r	–	–

Продолжение таблицы 12.3

Место установки защиты	Селективная токовая отсечка						Мгновенная токовая отсечка							
	$K_{сзп}$	$I_{пик}$ $A/кА$	$I_{сд}$ $A/кА$	$\Delta t_{сд}$ $A/кА$	$\Delta t_{сд}$ $A/кА$	$I_{сд}^{*}$ $A/кА$	$I_{сд}$ $A/кА$	$K_{чсо}$	$I_{сд}$ $A/кА$	$\Delta t_{сд}$ $A/кА$	$I_{сд}^{*}$ $A/кА$	$K_{сдмо}$	$I_{сд}^{(3)}$ $A/кА$	$I_{сд}$ $кА$
Выключатель магистральной линии	1,8	332,6	481,7	–	–	$\frac{301,6}{7,54}$	1111, 5	9,45	–	–	4700	4,23	–	–
Выключатель на стороне 10 кВ	3	277	370,5	–	–	$\frac{301,6}{7,54}$	852	0,54	–	–	4520	5,3	9520	–
Вводной выключатель на стороне 0,4 кВ	3	$\frac{277}{6,928}$	$\frac{285}{7,125}$	$\frac{0,23}{0,32}$	$\frac{0,3}{0,32}$	–	$\frac{600}{15}$	–	–	–	–	–	$\frac{740,8}{18,52}$	65

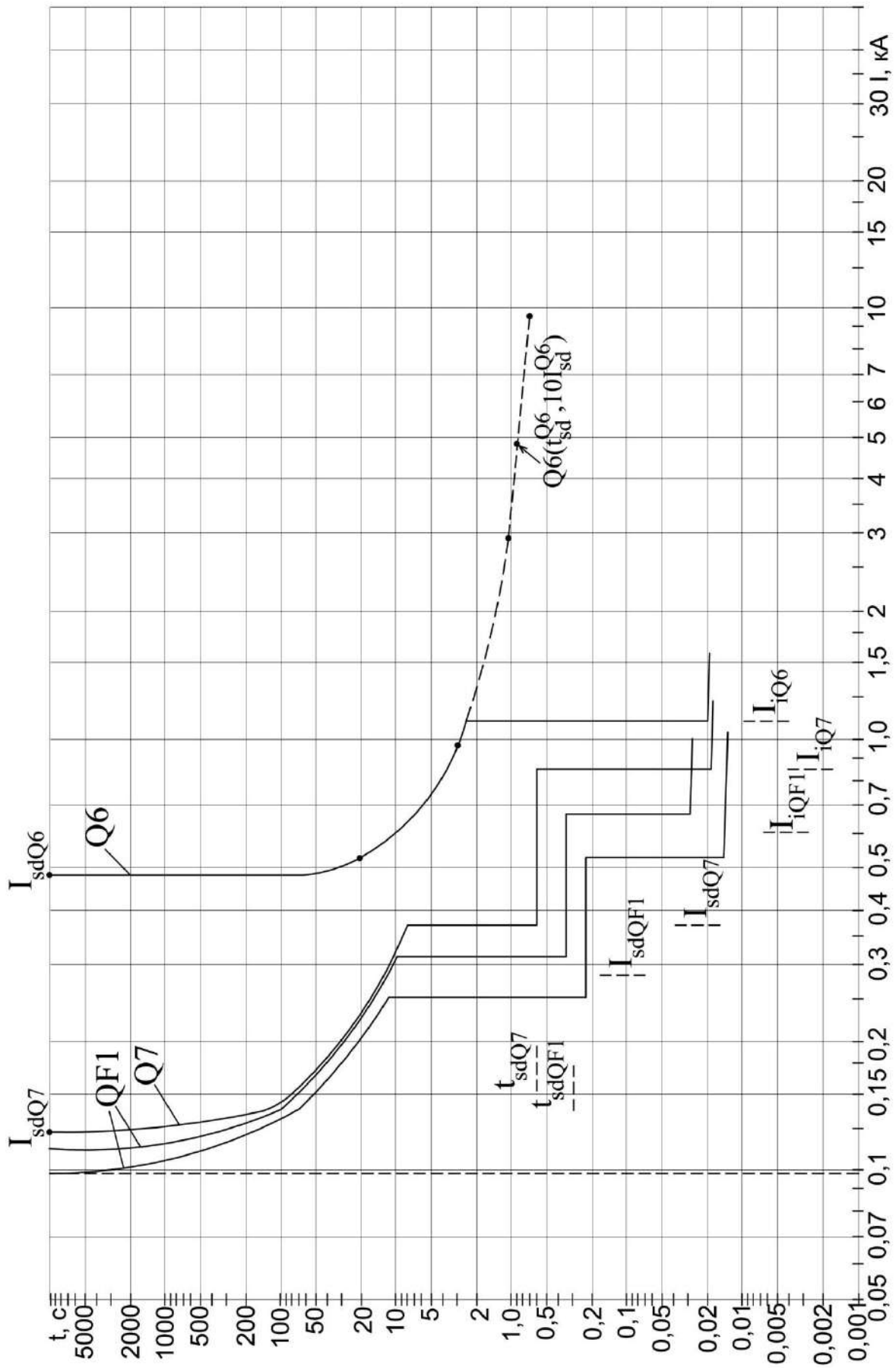
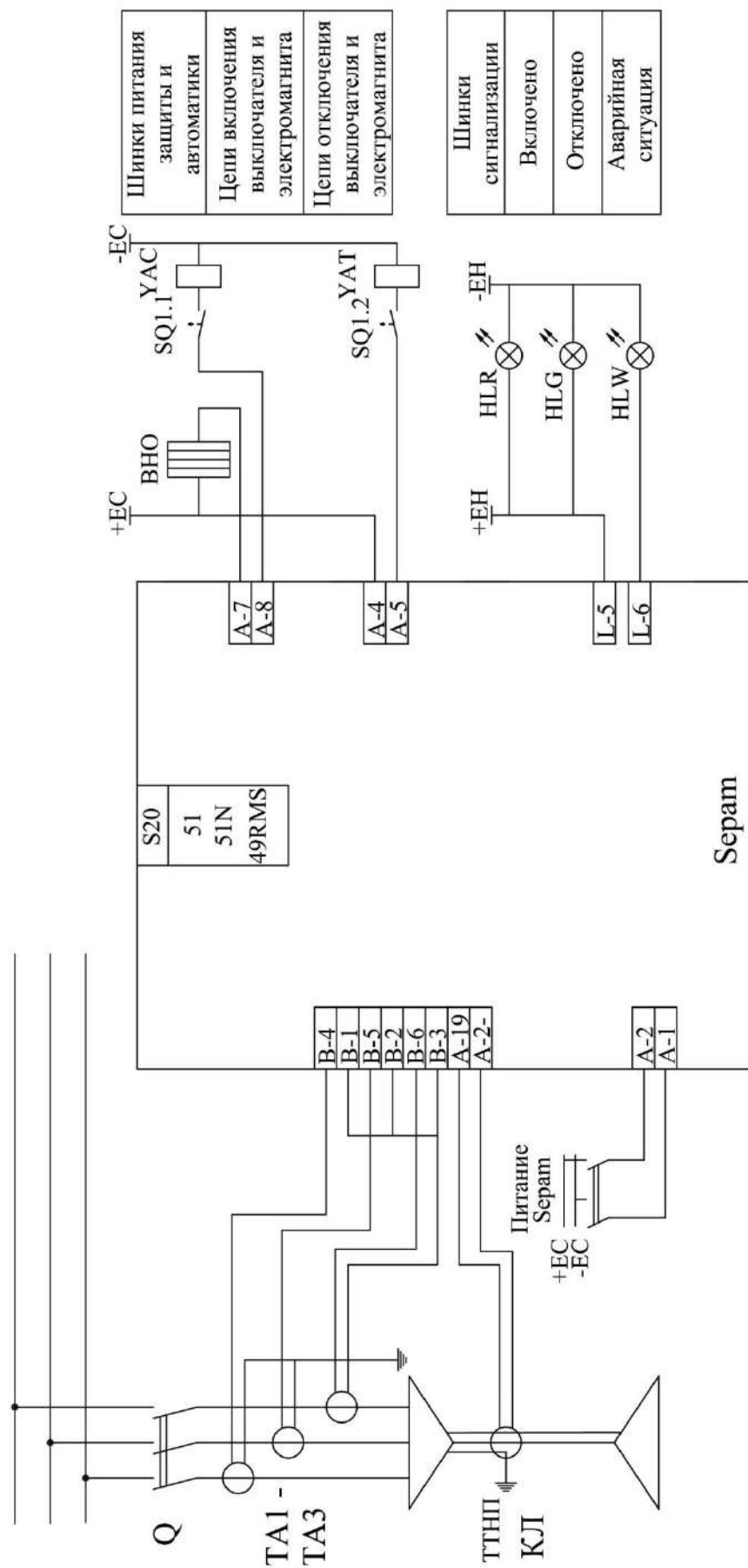


Рисунок 12.5 - Карта селективности защиты электрической сети напряжением 10 кВ

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата



Шинки питания защиты и автоматики
Цепи включения выключателя и электромагнита
Цепи отключения выключателя и электромагнита

Шинки сигнализации
Включено
Отключено
Аварийная ситуация

Рисунок 12.6 – Схема защиты кабельной линии с использованием терминала Seram S20

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Таблица 11.4 – Спецификация к схеме защиты кабельной линии

Позиционное обозначение	Наименование	Тип и техническая характеристика	Кол-во	Примечание
HLW	Лампа полупроводниковая коммутаторная	СКЛ-11-Ж-4-220	1	Желтая
HLR	Лампа полупроводниковая коммутаторная	СКЛ-11-К-4-220	1	Красная
HLG	Лампа полупроводниковая коммутаторная	СКЛ-11-Л-4-220	1	Зеленая
SAC	Переключатель	LP2T S120	1	
SQ1.1, SQ1.2	Путевой выключатель конечный		2	
YAC	Электромагнит включения		1	
YAT	Электромагнит отключения		1	

12 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ

12.1 Территория, компоновка и конструктивная часть подстанции

12.1.1 Обоснование местоположения подстанции

Завод находится в Челябинской области. Морфоструктура положительная (возвышенность), вовлечённая в поднятие (до 1000 м в абсолютных отметках). Схема внешнего электроснабжения имеет напряжение 110 кВ.

Климат умеренно-континентальный. Расчетные климатические параметры на основании с учетом требований технического задания [1], ПУЭ, 7-е издание, и в соответствии с региональными картами расчетных районов Центральной России по гололеду и ветру из условий повторяемости 1 раз в 25 лет:

- температура воздуха, °С:
- среднегодовая плюс 2;
- наибольшая плюс 40;
- наименьшая минус 39;
- при гололед минус 5;
- расчетная наиболее холодной пятидневки минус 34;
- толщина стенки эквивалентного гололеда 15 мм (II район);
- скорость ветра – 25 м/с, нормативное ветровое давление $W_0 = 500$ Па (II район);
- скорость ветра при гололеде – 14 м/с, нормативное ветровое давление $W_{г} = 120$ Па;
- средняя высота снежного покрова – 50 см;
- глубина промерзания глинистых и суглинистых грунтов 190 см, песчаных грунтов – 210 см;
- среднегодовая продолжительность гроз 40 часов;
- сейсмичность района ниже 6 баллов.

Инженерно-геологические условия для строительства и эксплуатации несложные.

Подземные воды относятся к типу грунтовых, являются неагрессивными ко всем видам бетона.

Грунтовые воды на проектируемом объекте обнаружены на глубине 3,5-3,8 м. Вода по отношению к бетону неагрессивна и среднеагрессивна к металлу.

Опасных геологических процессов в районе строительства не наблюдается.

12.1.2 Габариты и разрывы на подстанции

Выбираем наименьшее расстояние от токоведущих частей до различных элементов, согласно [3, таблица 4.2.5], представлены в таблице 10.1.

					П-473.13.03.02.2020.218.00.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		144

Таблица 12.1 – Наименьшие расстояния от токоведущих частей до различных элементов

Наименование расстояния	Обозначение	Изоляционное расстояние, мм,	
		10 кВ	35 кВ
От токоведущих частей или от элементов оборудования и изоляции, находящихся под напряжением, до заземленных конструкций или постоянных внутренних ограждений высотой не менее 2 м	А ф-з	200	900
Между проводами разных фаз	А ф-ф	220	1000
От токоведущих частей или от элементов оборудования и изоляции, находящихся под напряжением, до постоянных внутренних ограждений высотой 1,6 м, до габаритов транспортируемого оборудования	Б	950	1650
Между токоведущими частями разных цепей в разных плоскостях при обслуживаемой нижней цепи и неотключенной верхней	В	960	1650
От неогражденных токоведущих частей до земли или до кровли зданий при наибольшем провисании проводов	Г	2900	3600
Между токоведущими частями разных цепей в разных плоскостях, а также между токоведущими частями разных цепей по горизонтали при обслуживании одной цепи и неотключенной другой, от токоведущих частей до верхней кромки внешнего забора, между токоведущими частями и зданиями или сооружениями	Д	2200	2900
От контакта и ножа разъединителя в отключенном положении до ошиновки, присоединенной ко второму контакту	Ж	240	1100

12.1.3 Основные требования при установке трансформаторов и возможность осмотра газовых реле

Выбор параметров трансформаторов производится в соответствии с режимами их работы. При этом учтены как длительные нагрузочные режимы, так и кратковременные и толчковые нагрузки, а также возможные в эксплуатации длительные перегрузки. Это требование относится ко всем обмоткам многообмоточных трансформаторов. Трансформаторы установлены

так, чтобы обеспечивались удобные и безопасные условия для наблюдения за уровнем масла в маслоуказателях без снятия напряжения.

Для наблюдения за уровнем масла в маслоуказателях предусмотрено освещение маслоуказателей в темное время суток, если общее освещение недостаточно. К газовым реле трансформаторов обеспечен безопасный доступ для наблюдения и отбора проб газа без снятия напряжения. Для этого трансформаторы, имеющие высоту от уровня головки рельса до крышки бака 3 м и более, снабжаются стационарной лестницей. Для трансформаторов, имеющих катки, в фундаментах предусмотрены направляющие. Для закрепления трансформатора на направляющих предусмотрены упоры, устанавливаемые с обеих сторон трансформатора.

Уклон масляного трансформатора, необходимый для обеспечения поступления газа к газовому реле, должен создаваться путем установки подкладок под катки. В местах изменения направления движения предусмотрены площадки для установки домкратов. Расстояние в свету между открыто установленными трансформаторами не менее 1,25 м. Указанное расстояние принимается до наиболее выступающих частей трансформаторов, расположенных на высоте менее 1,9 м от поверхности земли. Расположение задвижек охлаждающих устройств должно обеспечивать удобный доступ к ним, возможность отсоединения трансформатора от системы охлаждения или отдельного охладителя от системы и выкатки трансформатора без слива масла из охладителей. Системы охлаждения с дутьем и естественной циркуляцией масла (Д) устанавливаются за пределами маслоприемника. Навешивание шкафа управления на бак трансформатора допускается, если шкаф и устанавливаемое в нем оборудование рассчитаны на работу в условиях вибрации, создаваемой трансформатором. Для шкафов приводов устройств регулирования напряжения под нагрузкой предусмотрен электрический подогрев с автоматическим управлением. Для демонтажа и монтажа узлов трансформатора и системы охлаждения обеспечен подъезд автокранов соответствующей грузоподъемности и длины стрелы или предусмотрены другие способы механизации монтажных работ на месте установки трансформатора [2].

12.1.4 Проезд на открытом распределительном устройстве

Транспортное обслуживание проектируемой подстанции обеспечиваем с проектируемых технологических проездов, шириной 4 м.[6]

На территории завода предусматривается центральный технологический проезд для доставки трансформаторов и другого оборудования с асфальтобетонным покрытием, другие внутренние проезды подстанций предусматриваются с щебеночным покрытием. Подъезд пожарных машин обеспечен со всех сторон.

					П-473.13.03.02.2020.218.00.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		146

12.1.5 Окраска токоведущих частей

Буквенно-цифровые и цветовые обозначения одноименных шин в каждой электроустановке должны быть одинаковыми.

Шины обозначим, согласно [2] при переменном трехфазном токе: шины фазы А – желтым, фазы В – зеленым, фазы С – красным цветами.

12.1.6 Электрозащитные средства

Согласно инструкции по применению и испытанию средств защиты, используемых в электроустановках [3] выберем состав средств защиты подстанций 110/10 кВ, обслуживание которой ведется оперативно-выездной бригадой, представленный в таблице 10.2.

Ответственность за комплектование подстанции защитными средствами несет начальник службы подстанций.

Таблица 12.2 – Комплектование средствами защиты распределительных устройств напряжением выше 1000 В

№	Наименование средства защиты	Количество
1	Изолирующая штанга (универсальная)	
1.1	110 кВ	2 шт.
1.2	10 кВ	2 шт.
2	Указатель напряжения	
2.1	110 кВ	2 шт.
2.2	10 кВ	2 шт.
3	Диэлектрические перчатки	2 пары
4	Диэлектрические боты (для ОРУ)	1 пара
5	Переносные заземления	
5.1	110 кВ	Не менее 2 шт.
5.2	10 кВ	Не менее 2 шт.
6	Защитные ограждения (щиты)	Не менее 2 шт.
7	Плакаты и знаки безопасности (переносные)	2 комплекта
8	Противогаз изолирующий	2 шт.
9	Защитные очки или щитки	2 шт.

Средства защиты на подстанции хранятся в условиях, обеспечивающих их исправность и пригодность к применению, они защищены от механических повреждений, загрязнения и увлажнения.

12.1.7 Требования к устройству дверей

Выбираем две двери из помещений РУ, открывающиеся наружу с самозапирающимися замками, отпираемые без ключа с внутренней стороны помещения. Ширина дверей 1 м, высота не менее 2 м, согласно [2].

Двери между отсеками одного РУ или между смежными помещениями двух РУ должны иметь устройство, фиксирующее двери в закрытом положении и не препятствующее открыванию дверей в обоих направлениях.

Двери между помещениями (отсеками) РУ напряжений 10 кВ и 0,4 кВ должны открываться в сторону РУ 10 кВ. Замки в дверях помещений РУ одного напряжения должны открываться одним и тем же ключом; ключи от входных дверей РУ и других помещений не должны подходить к замкам камер, а также к замкам дверей в ограждениях электрооборудования.

12.2 Электробезопасность

В соответствии с [4], электробезопасность группы цехов чугунолитейного завода обеспечивается:

- конструкцией электроустановок;
- техническими способами и средствами защиты;
- организационными и техническими мероприятиями.

Электроустановки и их части должны быть выполнены таким образом, чтобы работающие не подвергались опасным и вредным воздействиям электрического тока и электромагнитных полей, и соответствовать требованиям электробезопасности. Требования (правила и нормы) электробезопасности к конструкции и устройству электроустановок устанавливаются в стандартах Системы стандартов безопасности труда (ССБТ), а также в стандартах и технических условиях на электротехнические изделия.

Организационные мероприятия, обеспечивающие электробезопасность группы цехов обогатительной фабрики:

1. оформление работы наряд-допуском, распоряжением или перечнем работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
2. допуск к работе;
3. надзор во время работы;
4. оформление перерыва в работе, переводов на другое рабочее место, окончания работы.

Требования (правила и нормы) электробезопасности к конструкции и устройству электроустановок должны быть установлены в стандартах безопасности труда, а также в стандартах, технических условиях и технических

					П-473.13.03.02.2020.218.00.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		148

регламентах на электротехнические изделия, электрифицированное оборудование и инструменты.

Предусматривается переработка требований электробезопасности при переоснащении производственных объектов, производстве и внедрении новой техники и технологий.

Средства защиты из резины и полимерных материалов, находящиеся в эксплуатации, хранятся в шкафах, отдельно от инструмента и других средств защиты. Они должны быть защищены от воздействия кислот, щелочей, масел, бензина и других разрушающих веществ, а также от прямого воздействия солнечных лучей и теплоизлучения нагревательных приборов. Изолирующие штанги, клещи и указатели напряжения выше 1000 В хранятся в условиях, исключающих их прогиб и соприкосновение со стенами.

Для обеспечения защиты от случайного прикосновения к токоведущим частям необходимо применять следующие способы и средства:

- защитные оболочки;
- защитные ограждения (временные или стационарные);
- защитные барьеры.
- безопасное расположение токоведущих частей.
- изоляция токоведущих частей (основная, дополнительная, усиленная, двойная);
- изоляция рабочего места;
- малое напряжение;
- защитное отключение;
- электрическое разделение;
- предупредительная сигнализация, блокировки, знаки безопасности.

Для обеспечения защиты от поражения электрическим током при прикосновении к металлическим нетоковедущим частям, которые могут оказаться под напряжением в результате повреждения изоляции, применяют следующие способы:

- защитное заземление;
- зануление.
- выравнивание потенциалов;
- защитное экранирование;
- систему защитных проводов;
- защитное отключение;
- изоляцию нетоковедущих частей;
- электрическое разделение сети;
- простое и защитное разделения цепей;
- малое напряжение;
- контроль изоляции;
- компенсацию токов замыкания на землю;
- электроизоляционные средства;
- средства индивидуальной защиты.

					П-473.13.03.02.2020.218.00.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		149

12.2.1 Установка заземляющих ножей и система блокировки

В соответствии с требованиями ПУЭ [2]:

п.4.2.27. Распределительные устройства должны быть оборудованы оперативной блокировкой неправильных действий при переключениях в электрических установках (сокращенно – оперативной блокировкой), предназначенной для предотвращения неправильных действий с разъединителями, заземляющими ножами, отделителями и короткозамыкателями.

Оперативная блокировка должна обеспечивать в схеме с последовательным соединением разъединителя с отделителем включение ненагруженного трансформатора разъединителем, а отключение - отделителем.

На заземлителях линейных разъединителей со стороны линии допускается иметь только механическую блокировку с приводом разъединителя.

п.4.2.28. Распределительные устройства и ПС, как правило, должны быть оборудованы стационарными заземлителями, обеспечивающими в соответствии с требованиями безопасности заземление аппаратов и ошиновки.

Проектом предусматривается установка разъединителей 110 кВ с полимерной опорно-стержневой изоляцией с двигательными приводами на главные ножи и ножи заземления.

Управление разъединителями и заземляющими ножами выполняется из шкафа автоматики разъединителя, находящегося в ОРУ и щита управления в ОПУ. При этом шкафы, в которых располагаются органы местного управления, должны иметь сигнализацию положения разъединителя.

12.2.2 Требования прокладки заземления на ОРУ

Все металлические части электроустановок, нормально не находящиеся под напряжением, но которые могут оказаться под напряжением из-за повреждения изоляции, должны надёжно соединяться с землей.

Для защиты оборудования от повреждения ударом молнии применяется молниезащита с помощью ограничителя перенапряжения и молниеотводов, которые присоединяются к заземлителям.

В группе цехов завода для всех типов заземления используют одно заземляющее устройство.

В целях выравнивания потенциала и обеспечения присоединения электрооборудования к заземлителю на территории, занятой оборудованием, осуществляют прокладку продольных и поперечных горизонтальных заземлителей, соединенных между собой в заземляющую сетку. Согласно [6] расстояние между продольными и поперечными заземлителями не должно превышать 30 м.

Напряжение на заземляющем устройстве при стекании с него тока замыкания на землю не должно превышать 10 кВ. Для вертикальных

					П-473.13.03.02.2020.218.00.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		150

электродов применяется прутковая сталь круглого сечения 10 мм и длиной 5 м. Для горизонтальных электродов используется сталь круглого сечения диаметром 6мм.

12.2.3 Защитное заземляющее устройство открытого распределительного устройства

12.2.3.1 Выполним расчет заземляющего устройства ОРУ

Составим предварительную схему исполнения заземлителя ОРУ подстанции (рисунок 11.1). На ней изобразим размещение основного оборудования, порталов и расположение горизонтальных и вертикальных заземлителей. Вертикальные электроды размещаем в узлах принятой сетки (их число будет определено позднее).

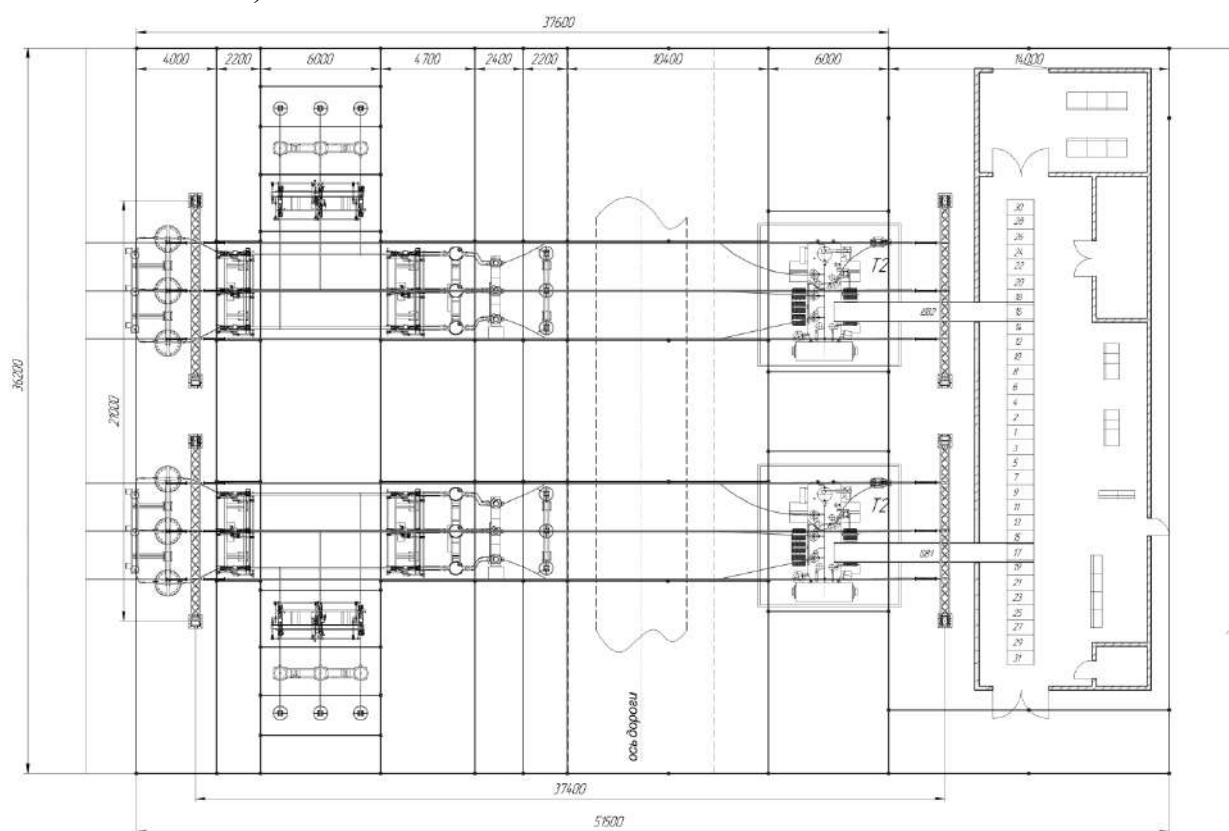


Рисунок 12.1 – Схема заземляющего устройства в ОРУ 110 кВ

В соответствии с [2, п.1.7.90] продольные заземлители должны быть проложены вдоль осей электрооборудования со стороны обслуживания на глубине 0,5-0,7 м от поверхности земли и на расстоянии 0,8-1,0 м от фундаментов или оснований оборудования.

Поперечные заземлители прокладываем в удобных местах между оборудованием на глубине 0,5-0,7 м от поверхности земли. Расстояние между ними рекомендуется принимать увеличивающимся от периферии к центру заземляющей сетки. При этом первое и последующие расстояния, начиная от

периферии, не должны превышать соответственно 4,0; 5,0; 6,0; 7,5; 9,0; 11,0; 13,5; 16,0; 20,0 м. Размеры ячеек заземляющей сетки, примыкающих к местам присоединения нейтралей силовых трансформаторов к заземляющему устройству, не должны превышать 6×6 м.

Горизонтальные заземлители прокладываем в том числе по краю территории, занимаемой заземляющим устройством так, чтобы они в совокупности образовывали замкнутый контур.

Рассчитаем заземляющее устройство ГПП подстанции площадь $S_{ор\ у} = 36,20 \times 51,60 = 1867,92 \text{ (м}^2\text{)}$. Удельное сопротивление верхнего слоя грунта $\rho_1 = 100 \text{ (Ом/м)}$, $h_1 = 2\text{ м}$; удельное сопротивление нижнего слоя грунта $\rho_2 = 50 \text{ (Ом/м)}$. Расстояние от поверхности земли до заземлителя $t_b = 0,7\text{ м}$; длина вертикального заземлителя $l_b = 5\text{ м}$;

Определяем по заданной предварительной схеме заземлителя (рисунок 13.1) суммарную длину горизонтальных электродов $L_{г} = 11 \times 36,2 + 2 \times 4 + 10 \times 6 + 6 \times 2,2 + 8 \times 19,7 + 6 \times 6 + 4 \times 14 = 729 \text{ м}$;

- количество вертикальных электродов $n = 86$, длина вертикальных электродов (заземлителей) $l_b = 5\text{ м}$.

Составляем расчетную модель заземляющего устройства на подстанции (рисунок 13.2). $\sqrt{S} = 36,89$

При использовании естественных заземлителей, сопротивление искусственного заземлителя

$$R_{и} = \frac{R_e \cdot R_3}{R_e + R_3}, \quad (12.1)$$

где R_e – сопротивление естественного заземлителя.

В качестве естественного заземлителя предполагается использовать систему трос – опоры двух подходящих к подстанции воздушных линий электропередачи 110 кВ на металлических опорах с длиной пролета $l = 125 \text{ м}$; каждая линия имеет один стальной грозозащитный трос сечением $s = 50 \text{ мм}^2$; расчетное (с учетом сезонных колебаний) сопротивление заземления одной опоры $r_{оп} = 12 \text{ Ом}$.

Сопротивление естественного заземлителя для двух линий найдем по выражению:

$$R_e = \frac{1}{2} \cdot \sqrt{r_{оп} \cdot \frac{0,15 \cdot l}{s \cdot n_t}}, \quad (12.2)$$

где n_t – количество тросов на опоре.

					П-473.13.03.02.2020.218.00.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		152

$$R_e = 0,5 \cdot \sqrt{12 \cdot \frac{0,15 \cdot 125}{50 \cdot 1}} = 1,06 \text{ Ом.}$$

Расстояние между электродами

$$a = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{n}, \quad (12.3)$$

$$a = \frac{4 \cdot 36,89}{86} = 1,71.$$

Суммарная длина вертикальных электродов

$$L_{B\Sigma} = L \cdot n, \quad (12.4)$$

$$L_{B\Sigma} = 5 \cdot 86 = 430 \text{ м.}$$

Относительную глубину погружения в землю вертикального заземлителя:

$$t_{\text{отн}} = \frac{l_B + t_B}{\sqrt{S}}, \quad (12.5)$$

$$t_{\text{отн}} = \frac{5 + 3,2}{36,89} = 0,223 \text{ м.}$$

Относительную длину верхней части вертикального заземлителя, т.е части, находящейся в верхнем слое земли:

$$L_{\text{отн}} = \frac{h - t_B}{L_B}, \quad (12.6)$$

$$L_{\text{отн}} = \frac{2 - 0,7}{5} = 0,26 \text{ м.}$$

Поскольку $1 \leq \frac{\rho_1}{\rho_2} = \frac{100}{50} = 2 \leq 10$, значение k определяем по уравнению

Из значений ρ_1 и ρ_2 находим эквивалентное удельное сопротивление двухслойной земли ρ_3 по формуле

					П-473.13.03.02.2020.218.00.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		153

$$\rho_{\text{Э}} = \rho_2 \cdot \left(\frac{\rho_1}{\rho_2} \right)^k, \quad (12.7)$$

$$k = 0,43 \cdot \left(L_{\text{отн}} + 0,272 \cdot \ln \left(\frac{a \cdot \sqrt{2}}{L_B} \right) \right), \quad (12.8)$$

$$k = 0,43 \cdot \left(0,26 + 0,272 \cdot \ln \left(\frac{1,71 \cdot \sqrt{2}}{5} \right) \right) = 0,026.$$

$$\rho_{\text{Э}} = 50 \cdot \left(\frac{100}{50} \right)^{0,026} = 50,91 \text{ Ом.}$$

Сопротивление заземлителя находим по выражению

$$R_3 = \frac{A \cdot \rho_{\text{Э}}}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_{\text{Э}}}{L_{\Gamma} + L_{B\Sigma}}, \quad (12.9)$$

где A – коэффициент при $0,1 \leq t_{\text{отн}} \leq 0,5$, определяемый по выражению:

$$A = 0,385 - 0,12 \cdot t_{\text{отн}}, \quad (12.10)$$

$$A = 0,385 - 0,12 \cdot 0,223 = 0,358.$$

$$R_3 = \frac{0,358 \cdot 50,91}{36,89} + \frac{50,91}{729 + 430} = 0,549 \text{ Ом.}$$

Тогда величина сопротивления искусственного заземлителя:

$$R_{\text{И}} = \frac{1,06 \cdot 0,549}{1,06 + 0,549} = \frac{0,582}{1,609} = 0,361 \text{ Ом}$$

$$0,361 \text{ Ом} < 0,5 \text{ Ом}$$

Согласно ПУЭ п. 1.7.90 [2], заземляющее устройство, которое выполняется с соблюдением требований к его сопротивлению, должно иметь в любое время года сопротивление не более 0,5 Ом с учетом сопротивления естественных и искусственных заземлителей.

Полученная величина сопротивления удовлетворяет требованиям, заземляющее устройство принимается к установке.

Полученные при расчета величины сводим в таблицу 12.3

					П-473.13.03.02.2020.218.00.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		154

Таблица 12.3 – Результаты расчёта

Наименование	Обозначение	Значение
Сопrotивление естественного заземлителя для двух линий	R_E	1,06 Ом
Расстояние между электродами в модели	a	1,71 м
Суммарная длина вертикальных электродов	L_B	430 м
Относительная глубина погружения в землю вертикального заземлителя	$t_{отн}$	0,154
Относительная длина верхней части вертикального заземлителя	$L_{отн}$	0,26
Поскольку $1 \leq \frac{\rho_1}{\rho_2} = \frac{500}{100} = 5 \leq 10$, значение k	k	0,00,026
Расчётное эквивалентное удельное сопротивление земли для сложного заземлителя $\rho_э$	$\rho_э$	50,91
Так как $0,1 \leq t_{отн} \leq 0,5$, то коэффициент A	A	0,366
Сопrotивление заземлителя	$r_з$	0,549
Сопrotивление искусственного заземлителя	$R_{И}$	0,361

12.3 Расчет освещения открытого распределительного устройства

Освещение ОРУ осуществляется светодиодными прожекторами типа СДП-15, питающимися от сети переменного тока напряжением 220 В. Параметры прожектора приведены в таблицах 12.3 и 12.4 соответственно.

Таблица 12.4 – Параметры светодиодного прожектора СДП-15

Тип лампы	Напряжение сети, В	Мощность, Вт	Световой поток, лм	Средняя продолжительность горения, ч
светодиод	220	200	16200	10000

Рассчитаем освещенность ОРУ ГПП площадью $S = 1360,80 \text{ м}^2$.

Суммарный световой поток определим по формуле [8]:

$$\Sigma \Phi = E_{ном} \cdot S \cdot k_з \cdot k_{п} \quad (12.11)$$

где $E_{н}$ – норма освещенности, лк; в проходах между оборудованием, на земле:

Норма освещенности в проходах между оборудованием, на земле $E_{н} = 10 \text{ лк}$, согласно [7] (табл.1), XII разряд зрительной работы

S – площадь ОРУ, м^2 ;

$k_з$ – коэффициент запаса, учитывающий потери света от загрязнения отражателя, защитного стекла, лампы ($k_з = 1,2 \dots 1,8$);

$k_{п}$ – коэффициент, учитывающий потери света в зависимости от конфигурации освещенности площади ($k_{п} = 1,15 \dots 1,5$).

$$\Sigma\Phi = 10 \cdot 1361,12 \cdot 1,8 \cdot 1,15 = 28175,18 \text{ лм}$$

Определим требуемое число прожекторов [8]:

$$N = \frac{\Sigma\Phi}{\Phi_{л} \cdot \eta}, \quad (12.12)$$

где $\Phi_{л}$ – световой поток лампы прожектора;
 η – КПД прожектора.

$$N = \frac{28175,18}{16200 \cdot 0,8} = 2,17$$

Высота установки прожектора определяется по формуле [8]:

$$H = \sqrt{\frac{I_{\max}}{700}}, \quad (12.13)$$

где I_{\max} – максимальная (осевая) сила света прожектора.

$$H = \sqrt{\frac{10000}{700}} = 3,78 \approx 4 \text{ м}$$

Исходя из расчета примем к установке 4 прожектора типа светодиодными прожекторами типа СДП-15, установленными на высоте 3,3 м. Прожекторы размещены с двух сторон ОРУ на возвышениях (закладных конструкциях)

12.4 Пожарная безопасность

12.4.1 Категория пожарной опасности

В соответствии с [9,10] помещения и наружные установки ГПП имеют следующие категории по взрывопожарной и пожарной опасности:

- Закрытые распределительные устройства с элегазовым оборудованием и вакуумными выключателями (горючие вещества в малом количестве) – категория В4
- Открытое распределительное устройство – категория Вн.

Таблица 12.4 – Категории пожарной опасности

Помещение	Категория
ЗРУ 10 кВ	В4

Выберем средства пожаротушения для помещения ОРУ. ОРУ относится к категории В4 по пожарной опасности, выберем тип щита Е [10]: класс пожара Е, связанный с горением электрических установок, находящихся под напряжением.

Таблица 12.5 – Комплектация щита ЩП-Е

Наименование первичных средств пожаротушения, немеханизированного инструмента и инвентаря	Нормы комплектации в зависимости от типа пожарного щита и класса пожара ЩП-Е класс. Е
Огнетушитель порошковый (ОП) вместимостью, л/ массой огнетушащего состава, килограммов 10/9	1
Углекислотные (ОУ) вместимостью, л/ массой огнетушащего состава, килограммов 5/3	2
Крюк с деревянной рукояткой	1
Комплект для резки электропроводов: ножницы, диэлектрические боты и коврик	1
Асбестовое полотно, грубошерстная ткань или войлок (кошма, покрывало из негорючего материала)	1
Лопата совковая	1
Ящик с песком 0,5 куб. метра	1

Согласно [11,12] здании ЗРУ и на территории ОРУ защиту автоматическими установками пожаротушения не предусматриваем, так как трансформаторы имеют мощность меньше 63 МВА.

12.4.2 Пожарная безопасность трансформатора

Причиной загорания трансформатора могут быть КЗ в обмотках, возникающие в результате пробоя изоляции при перенапряжениях или при старении изоляции, и пробоя воздушного промежутка между вводами. Возникающая дуга, имеющая температуру порядка 3000...4000°С, вызывает пиролиз изоляционного масла. При значительной продолжительности аварийного режима количество выделившихся газообразных продуктов пиролиза (водорода, метана, этилена и других углеводородов) может быть таким, что внутри бака происходит резкое увеличение давления, следствием которого, как правило, бывает частичная или полная разгерметизация бака. Продукты пиролиза легко воспламеняются. Источником зажигания может быть и просто открытый огонь, занесенный извне, способный воспламенить газообразные продукты, выделяющиеся из бака в режиме нормальной эксплуатации.

В соответствии с ПУЭ [2] для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждении маслonaполненных силовых трансформаторов под трансформаторами смонтированы маслоприемники, (рисунок 11.3), т.к. количество масла одного трансформатора превышает 1000 кг

Из маслоприемников масло сбрасывается по сети маслоотводов в закрытый маслосборник вместимостью 45 м³, для трансформаторов более 25 МВА

Маслосборники рассчитаны на прием 100% масла, залитого в трансформатор. А также на задержание 20% расчетного расхода воды. Маслоотводы рассчитаны на отвод 50% масла и полное количество воды не более чем за 0,25 часа.

В период эксплуатации подстанции, при достижении уровня замасленной воды в маслосборнике выше 0,5 м от днища должна производиться откачка и вывоз в установленные места.

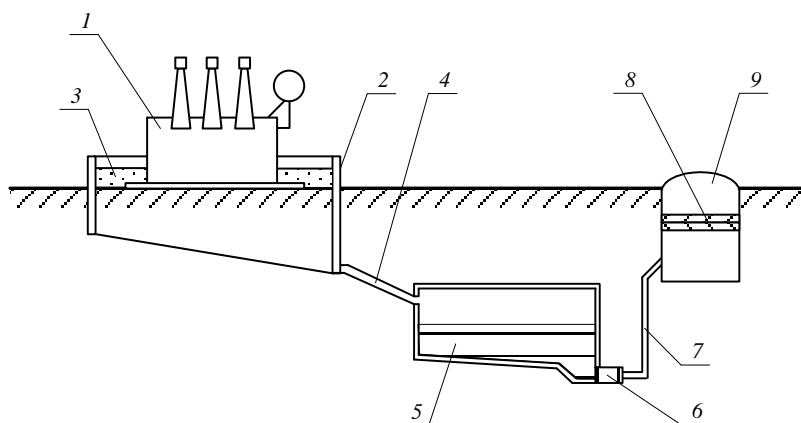


Рисунок 12.2 - Технологическая схема отвода и очистки замасленных стоков трансформатора

- На рисунке: 1 – трансформатор;
 2 – маслоприемник;
 3 – дренажно-гравийная засыпка;
 4 – маслоотвод;
 5 – маслосборник;
 6 – насос;
 7 – трубопровод;
 8 – фильтр;
 9 – колодезь.

Так как единичная мощность трансформаторов менее 63 МВА, то пожарные водопроводы не предусматриваются.

В соответствии с [12] расстояние в свету между открыто установленными трансформаторами, для ТРДНФ – 25000/110, должно быть не менее 1,25м.

Отверстие выхлопной трубы масляного трансформатора не должно быть направлено на близко установленное оборудование, для выполнения этого требования допускается установка заградительного щита против отверстия трубы.

12.4.3 Расчет молниезащиты подстанции

Защита от прямых ударов молнии обеспечивается молниеотводами. На данной подстанции будем использовать стержневые молниеотводы, которые состоят из четырех конструктивных элементов: молниеприемника 1, несущей конструкции 2, токоотвода 3 и заземлителя 4 (рисунок 11.4).

Молниеприемник непосредственно воспринимает прямой удар молнии, поэтому он должен надежно противостоять механическим и тепловым воздействиям тока и высокотемпературного канала молнии.

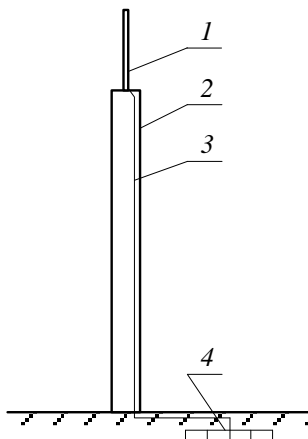


Рисунок 11.3 – Конструкция стержневого молниеотвода

Падение молниеотвода на токоведущие элементы электроустановки может вызвать тяжелую аварию, поэтому несущая конструкция молниеотвода должна иметь высокую механическую прочность, которая исключила бы подобные случаи при эксплуатации оборудования.

Для места, где планируется расположение группы цехов, характерное количество грозových часов в году 40...60, поэтому по требованиям ПУЭ [2] необходимо организовать молниезащиту. Установим четыре молниеотвода (рисунок 11.4). Формула для расчетов применена в соответствии с [13]. Необходимым условием защиты внутреннего пространства подстанции является:

$$D \leq 8 \cdot p \cdot (h - h_x), \quad (12.14)$$

					П-473.13.03.02.2020.218.00.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		159

где h – высота стержневого молниеотвода, м;
 h_x – высота точки на границе защищаемой зоны, м;
 p – коэффициент для разных высот молниеотвода.

$$p = 1, \text{ при } h \leq 30\text{м};$$

$$p = \frac{\sqrt{30}}{h}, \text{ при } h > 30\text{м}.$$

На рисунке 11.4: 1 – стержневой молниеотвод; 2 – зона защиты молниеотвода; 3 – сечение зоны защиты на высоте h_x от земли.

$$D = \sqrt{a^2 + b^2}, \quad (12.15)$$

$$D = \sqrt{37,2^2 + 21,0^2} = 42,71 \text{ м}.$$

где $a = 37,2$ м, $b = 21,0$ м – расстояния между стержневыми молниеотводами.
 Высота защищаемого объекта $h_x = 12,0$ м.

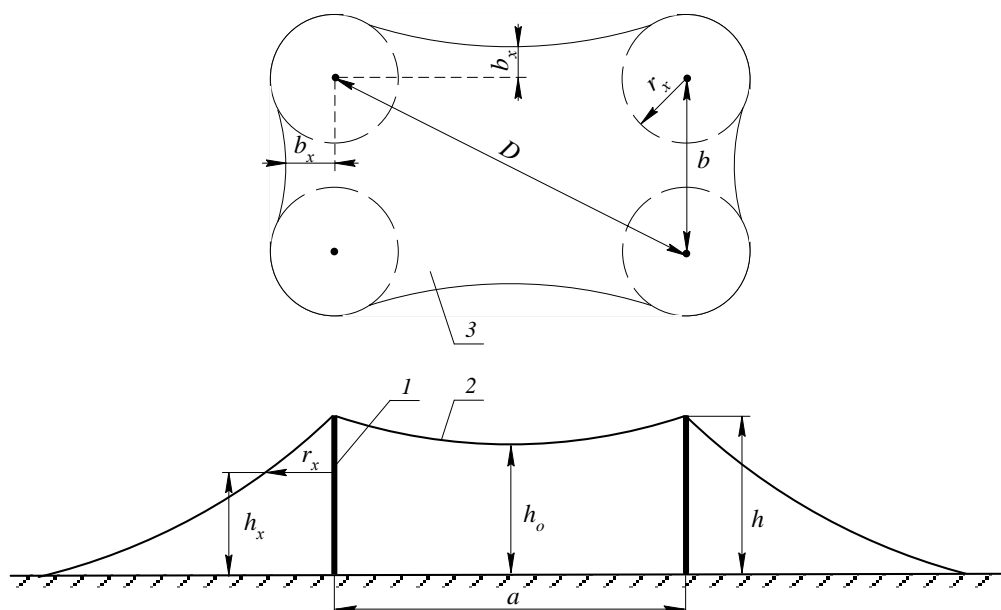


Рисунок – 11.4 Молниезащита подстанции

Примем, что высота молниеотвода $h < 30\text{м}$ ($p = 1$), тогда из формулы выразим:

$$h = \frac{D + 8 \cdot h_x}{8},$$

$$h = \frac{42,71 + 8 \cdot 12,0}{8} = 17,3 \text{ м}$$

Примем высоту молниеотвода 18 м.

Проверим молниеотвод на соответствие необходимым условиям

$$D \leq 8 \cdot p \cdot (h - h_x),$$

$$42,71 \leq 8 \cdot 1 \cdot (18 - 12),$$

$$42,71 \leq 48$$

Формулы для расчетов применены в соответствии с[46].

Из расчетов видно, что стержневые молниеотводы охватывают зону ОРУ. Молниезащита зданий, не попавших в зону защиты молниеотводов РУ, выполнена с помощью защитной сетки на их кровельном покрытии, эта сетка присоединяется к защитному заземляющему контуру вокруг зданий.

Вывод по разделу

В данном разделе был произведён расчёт заземляющего устройства, молниезащиты. Рассмотрена электро- и пожаробезопасность подстанции 110/10 кВ.

					П-473.13.03.02.2020.218.00.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		161

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В дипломном проекте были проведены расчеты электрических однофазных и трехфазных нагрузок по ремонтно-механическому цеху, низковольтной силовой нагрузки и высоковольтной по предприятию в целом, расчет осветительной и силовой высоковольтной нагрузки, а также расчет картограммы электрических нагрузок предприятия. По результатам расчетов были выбраны трансформаторы цеховых ТП.

Были определены технико-экономические показатели схемы внешнего электроснабжения. Выбрана схема 110-3Н – Блок линия выключатель-трансформатор. Проведена проверка на стойкость к ударным токам от ДСП трансформаторов ГПП 110/10.

Было выбрано рационально напряжения схемы внутреннего электроснабжения, произведена её конструктивная проработка, рассчитаны кабельные линии. Кабельные линии обозначены на электрической схеме и на генплане завода.

Для выбора электрооборудования схемы внутреннего электроснабжения был произведен расчет токов КЗ с учетом подпитки места КЗ высоковольтными электродвигателями. На основании расчета токов КЗ было выбрано электрооборудование схемы внутреннего электроснабжения и уточнены сечения кабельных линий по условию термической стойкости к току КЗ.

Методом Лагранжа были выбраны оптимальные с точки зрения их экономичности источники реактивной мощности, а также места их установки.

Произведен расчет ПКЭ и приведены технические мероприятия по улучшению ПКЭ.

Рассмотрены вопросы организация РЗА, а также безопасности жизнедеятельности.

					П-473.13.03.02.2020.218.00.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		162

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Справочная книга по светотехнике под ред. Ю.Б. Айзенберга. 3-е изд. перераб. и доп. М.: Знак. — 972 с: ил.

2 Справочник по проектированию электроснабжения/ Под.ред. Ю.Г. Барыбина и др. – М. Энергоатомиздат, 1990. – 576 с. – (Электроустановки промышленных предприятий/ Под общ. ред. Ю.Н. Тищенко и др.)

3 Справочник по электроснабжению промышленных предприятий. Промышленные электрические сети. 2-е изд., перераб. и доп./ Под общ.ред. А.А. Федорова и Г.В. Сербиновского. – М.: Энергия, 1980. – 576 с.

4 Расчет коротких замыканий и выбор электрооборудования. Учеб. пособие для студ. высш. учеб. заведений / И.П. Крючков, Б.Н. Неклепаев, В.А. Старшинов и др.; под редакцией И.П. Крючкова и В.А. Старшинова – М., Издательский Центр «Академия», 2005 -416с.

5 Электротермическое оборудование. Справочник. Под общей редакцией А. П. Альтгаузена, М. Я. Смелянского и М. С. Шевцова, М., изд-во "Энергия", 1967. 448 с.

6 Петров О.А. Компенсация реактивной мощности в системах электроснабжения промышленных предприятий: Учебное пособие для студентов-заочников. – Челябинск: ЧПИ, 1986. – 49 с.

7 Электроснабжение промышленных предприятий: задание к курсовому проекту/ Составители: Р.Г. Валеев и О.А. Петров. – Челябинск: Издательство ЮУрГУ, 2011. – Ч.4 – 52 с.

8 Неклепаев Б.Н., Крючков И.П., Электрическая часть станций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб.пособие для вузов. – 4-е изд., перераб. и доп. – М. Энергоатомиздат. 1989. – 608 с.

9 Гайсаров Р.В., Лисовская И.Т. Выбор электрической аппаратуры, токоведущих частей и изоляторов: Учебное пособие к курсовому и дипломному проектированию. – Челябинск: Изд-во ЮУрГУ, 2002. – 61 с.

10 Ершов А.М. Релейная защита и автоматика в системах электроснабжения. Часть 3: Защита электрических сетей напряжением 6-10 кВ: учебное пособие / А.М. Ершов. - Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2013. - 161 с.

11 Ершов А.М. Релейная защита и автоматика в системах электроснабжения. Часть 4: Защита электрических сетей и электроустановок напряжением 6-10-110-220 кВ: учебное пособие / А.М. Ершов. - Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2015. - 152 с.

12 Системы электроснабжения. Задания к курсовому проекту: учебное пособие: /Г.С. Валеев, Р.Г. Валеев, А.М. Ершов. – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2019.-Ч.1.-79с.

					П-473.13.03.02.2020.218.00.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		163

13 Электроснабжение промышленных предприятий: задание к курсовому проекту/ Составители: Р.Г. Валеев и О.А. Петров. – Челябинск: Издательство ЮУрГУ, 2011. – Ч.4 – 52 с.

14 Электротехника: Учебное пособие для вузов. – В 3-х книгах. Книга III. Электропривод. Электроснабжение / Под редакцией П.А. Бутырина, Р.Х. Гафиятуллина, А.Л. Шестакова. – Челябинск: Изд-во ЮУрГУ, 2005. – 639 с

15 Указания по расчету электрических нагрузок РТМ 36.18.32.4-92 ВНИПИ ТЯЖПРОМЭЛЕКТРОПРОЕКТ, Москва 1992

16 Справочные данные по расчетным коэффициентам электрических нагрузок (М788-1069) ВНИПИ Тяжпромэлектропроект им. Ф.Б. Якубовского»

17 Правила устройства электроустановок: утв. Приказом Минэнерго России от 20 июня 2003 г. № 242 / М-во энергетики Российской Федерации. – 7-е изд. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2003. – 750 с.

18 СП 131.13330.2012 «Строительная климатология»

19 Инструкция по применению и испытанию средств защиты, используемых в электроустановках СО153-34.03.603-2003 – М.: Министерство энергетики РФ, 2003. – 57 с.

20 ГОСТ Р 12.1.019-2017 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты – М.: Федеральное государственное учреждение «ВНИИ охраны и экономики труда» Росздравица, 2017. – 20 с.

21 Приказ министерства труда и социальной защиты РФ от 24.07.2013 №328н об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок.

22 Руководящие указания по проектированию заземляющих устройств подстанций напряжением 6-750 кв – СТО 56947007-29.130.15.114-2012 – М.: Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС», 2012. – 63 с.

23 СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95 – М: Учреждение ("НИИСФ РААСН"), 2011. – 75 с.

24 РД 34.03.350-98 Перечень помещений и зданий энергетических объектов РАО «ЕЭС России» с указанием категорий по взрывопожарной и пожарной опасности – М.: ОАО «Институт Теплоэлектропроект», 2012. – 9 с.

25 СП 12.13130.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности – М.: ФГУ ВНИИПО МЧС России, 2009. – 31 с.

26 СП 5.13130.2009 Системы противопожарной защиты. Установки пожарной сигнализации и пожаротушения автоматические. Нормы и правила проектирования (с Изменением N 1) – М.: ФГУ ВНИИПО МЧС России, 2009. – 100 с.

27 Постановление Правительства РФ от 25.04.2012 N 390 (ред. от 20.09.2019) "О противопожарном режиме" (вместе с "Правилами противопожарного режима в Российской Федерации").

					П-473.13.03.02.2020.218.00.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		164

28 СО 153-34.21.122-2003. Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций – М.: Министерство энергетики РФ, 2003. – 29 с

29 Технический циркуляр института Тяжпромэлектропроект № 334-77 от 8 июля 1977 г

30 Вестник Ценообразования и сметного нормирования. 2019 г. 3 квартал.

31 Приказ Министерства энергетики РФ от 23 июня 2015 г. N 380 "О Порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии

32 Приказ Министерства энергетики РФ от 17 января 2019 г. N 10"Об утверждении укрупненных нормативов цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства"

33 ГОСТ 11677-85 Трансформаторы силовые. Общие технические условия

34 ГОСТ Р 51317.2.4-2000 Совместимость технических средств электромагнитная. Электромагнитная обстановка. Уровни электромагнитной совместимости для низкочастотных кондуктивных помех в системах электроснабжения промышленных предприятий

35 ГОСТ 32144-2013 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения

36 СТО 56947007-29.240.30.010-2008 ФСК ЕЭС Схемы принципиальные электрические распределительный устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения.

37 СТО 56947007-29.240.124-2012. Сборник «Укрупненные стоимостные показатели линий электропередачи и подстанций напряжением 35-1150 кВ». 324 тм – т1 для электросетевых объектов ОПО «ФСК ЕЭС», 2012.

39 <https://www.ruscable.ru/info/cable/> - Технический справочник по электрическим кабелям ОНЛАЙН. (Дата обращения 20.06.2020)

40 [https://transformator.com.ru/docs/%D0%9D%D0%9A_%D0%A2%D0%A2,%D0%9E%D0%9E%D0%9E_2019%20%D0%B3.pdf\(2151561%20v1\).pdf](https://transformator.com.ru/docs/%D0%9D%D0%9A_%D0%A2%D0%A2,%D0%9E%D0%9E%D0%9E_2019%20%D0%B3.pdf(2151561%20v1).pdf) - Номенклатурный каталог завода Тольяттинский трансформатор. (Дата обращения 20.06.2020)

41 <http://www.uetm.ru/katalog-produktsii/item/vgb-uetm-35/> - Выключатели элегазовые серии ВГТ на 110 кВ/ Энергомаш (Екатеринбург) (Дата обращения 20.06.2020)

42 Каталог завода ОАО «МЭТЗ ИМ.В.И.КОЗЛОВА» <https://metz.by/ves-katalog/> - (Дата обращения 20.06.2020)

43. <https://zeim.nt-rt.ru/images/showcase/tokoprovod.pdf> АБС ЗЭиМ Автоматизация. Каталог Комплектные токопроводы и шинопроводы (Дата обращения 20.06.2020)

					П-473.13.03.02.2020.218.00.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		165

45 <https://electroshield.nt-rt.ru/images/manuals/vvup7er.pdf> Руководство по эксплуатации. Вакуумный выключатель ВВУ-СЭЩ-10. (Дата обращения 20.06.2020)

46 <https://electroshield.nt-rt.ru/images/manuals/tol10m.pdf> - Техническая информация трансформаторы тока ТОЛ-СЭЩ-10. (Дата обращения 20.06.2020)

47 https://www.electroshield.ru/upload/iblock/05a/Katalog-KRU_SESHCH_70.pdf Каталог КРУ-СЭЩ 70 Комплектное распределительное устройство внутренней установки на напряжение 6(10); 20 кВ (Дата обращения 20.06.2020)

46 https://download.schneiderelectric.com/files?p_enDocType=Catalog&p_FileName=Panorama_SE_2019_web.pdf&p_Doc_Ref=МКР-САТ-ТЕСНДИГ-19 - Технический справочник Шнейдер электрик. (Дата обращения 20.06.2020)

47 <https://shinoprovod.ru/upload/iblock/9e3/9e3b2f8adb2b182e40f1a95e0a658f71.pdf> - Шинопровод. Каталог 2019 KLM Engineering. (Дата обращения 20.06.2020)

48 <https://www.elpribor.ru/catalog/> - Каталог цифровых приборов. ОАО «Электроприбор». (Дата обращения 20.06.2020)

49 https://www.electroshield.ru/upload/iblock/1c5/ORT.135.006-TI-_NALI_SESHCH_6_10_-ТЕХНИЧЕСКАЯ-ИНФОРМАЦИЯ.pdf Трансформаторы напряжения трехфазной антирезонансной группы НАЛИ – СЭЩ – 6(10) Техническая информация (справочная) ОРТ.135.006 ТИ (Дата обращения 20.06.2020)

50 <http://chelzet.ru/katalog-produktsii/e-lektrooborudovanie-do-10-kv/komplektny-e-transformatorny-e-podstantsii-vnutrennej-ustanovki-moshhnost-yu-ot-25-do-2500-kva-napryazheniem-do-10-kv/> КТПВ-комплектные трансформаторные подстанции внутренней установки мощностью от 25 до 4000 кВА напряжением до 10 кВ. ООО Челябинский завод "Электротехника" (Дата обращения 20.06.2020)

51 <http://i.bottelectro.ru/u/da/d159584f4111e788adc3c7ba78d2ee/-/katalog-ukrm-2017.pdf> - Ботт Электро. Каталог продукции 2017 г. Электротехническое оборудование классом 1и 10 кВ. (Дата обращения 20.06.2020)

					П-473.13.03.02.2020.218.00.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		166