Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«Южно-Уральский государственный университет»
(национальный исследовательский университет)
Политехнический институт. Энергетический факультет
Кафедра «Электрические станции, сети и системы электроснабжения»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ
Заведующий кафедрой

_____ И.М. Кирпичникова
(подпись)

«__»____июня_____2017 г.

Электроснабжение группы цехов
электросталеплавильного производства ОАО «МЕЧЕЛ»

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ
ЮУрГУ – 13.03.02.2017.165.00.00 ПЗ ВКР

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

_____ А.М. Ершов
«__»____июня_____ 2017 г.

Руководитель проекта
старший преподаватель

_____ И.П. Титов
«__» ____июня_____ 2017 г.

Консультант по экономике
к.т.н. доцент

_____Е.Ж. Васильев
«__»____июня_____2017 г.

Автор проекта
студент группы П-475

_____В.С. Пильник
«__» ____июня_____ 2017 г.

Консультант по БЖД
д.т.н., профессор

_____В.Ф. Бухтояров
«___»____июня_____2017 г.

Нормоконтролер
старший преподаватель

_____ Н.Ю. Аверина
«__»____июня_____ 2017 г.

Челябинск 2017

АННОТАЦИЯ

Пильник В.С. Электроснабжение группы цехов электросталеплавильного производства – Челябинск, ЮУрГУ, П; 2017, 129 с., 17 ил., библиографический список – 36 наим., 1 лист чертежей ф. А1, 2 лист чертежей ф. А0.

Пояснительная записка содержит расчётную часть выпускной квалификационной работы по электроснабжению группы цехов электросталеплавильного производства. В ней излагаются методы расчётов, сами расчёты и описаны принятые технические решения. В работе рассмотрены две схемы внешнего электроснабжения: схема 4Н с выключателем и с ремонтной перемычкой со стороны линии и схема 3Н с выключателем.

При проектировании учтены задачи и пути энергосбережения на промышленном предприятии:

– Питание трансформаторных подстанций организовано по оптимальной комбинированной схеме;

– Количество трансформаторных подстанций снижено до оптимального путём питания ряда цехов по линиям 0,4 кВ от рядом расположенных ТП;

– Для улучшения показателей качества принято схемное решение: разделение спокойной и резко-переменной нагрузок;

Электроснабжение организовано на основе электрооборудования отечественного производства, которое отвечает высоким требованиям надёжности и качества. Большую долю оборудования 0,4 и 10 кВ составляет продукция одного производителя, что позволяет быть уверенными в комплектности оборудования и надёжности работы системы электроснабжения построенной на основе данного электрооборудования.

В работе рассмотрены вопросы:

– Неселективная сигнализация на подстанции;

– Вопросы электробезопасности персонала главной понизительной подстанции (ГПП), её пожаробезопасность;

– Произведены расчёт заземления и молниезащиты ГПП;

– Технико-экономическое сравнение вариантов фрагмента внешнего электроснабжения и их сравнение по методу SWOT-анализа: вариант схемы с ремонтной перемычкой и без неё.

					13.03.02.2017.165.00.00 ПЗ			
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Пильник			Электроснабжение группы цехов электросталеплавильного производства ОАО «МЕЧЕЛ»	Лит.	Лист	Листов
Провер.		Титов				В К Р	3	129
Реценз.						ФГАОУ ВО ЮУрГУ (НИУ) Кафедра «ЭССиСЭ»		
Н. Контр.		Аверина						
Утверд.		Кирпичникова						

ОГЛАВЛЕНИЕ

ТЕХНИЧЕСКИЙ ПАСПОРТ ПРОЕКТА 7
ВВЕДЕНИЕ 8
СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ЗАРУБЕЖНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ 9
1 КРАТКИЕ СВЕДЕНИЯ ПО ОБЪЕКТУ 11
2 РАСЧЁТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК ЭЛЕКТРОРЕМОНТНОГО ЦЕХА 14
2.1 Исходные данные 14
2.2 Расчёт однофазной нагрузки электроремонтного цеха 15
2.3 Расчёт электрической нагрузки по отделениям цеха 18
3 РАСЧЁТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК ПРЕДПРИЯТИЯ 25
3.1 Исходные данные расчёта нагрузок предприятия 25
3.2 Осветительная нагрузка предприятия 25
3.3 Расчёт нагрузки 0,4 кВ по предприятию 27
3.4 Расчёт нагрузки электроприемников 10 кВ 30
3.5 Расчёт картограммы электрических нагрузок 30
4 ЦЕХОВЫЕ ТРАНСФОРМАТОРНЫЕ ПОДСТАНЦИИ 34
5 СИСТЕМА ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ 41
5.1 Рациональное напряжение внешнего электроснабжения 41
5.2 Выбор типа и мощности трансформаторов главной понизительной подстанции предприятия 42
5.3 Выбор схемы внешнего электроснабжения 43
5.4 Выбор провода воздушной линии 110 кВ 43
6 СИСТЕМА ВНУТРИЗАВОДСКОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ 45
6.1 Выбор величины напряжения и схемы электроснабжения 45
6.2 Выбор типа кабеля 10 кВ 45
6.3 Расчёт питающих линий 46
6.3.1 Выбор сечения кабеля по экономической плотности тока 46
6.3.2 Выбор сечения кабеля по длительно допустимому току в нормальном и послеаварийном режимах 47
6.3.3 Проверка кабеля по потере напряжения 48
6.3.4 Пример расчёта и выбора кабеля питающей линии 10 кВ 49
7 РАСЧЁТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ 53
7.1 Расчёт токов короткого замыкания в сетях выше 1000 В 53

7.2 Расчёт токов короткого замыкания в сетях до 1000 В 56
7.3 Выбор сечения кабелей питающих линий 10 кВ по условиям термической стойкости току короткого замыкания 59
8 ВЫБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ 64
8.1 Выбор электрооборудования внешнего электроснабжения 65
8.2 Выбор электрооборудования внутреннего электроснабжения 66
8.3 Выбор измерительного оборудования 70
9 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ СИСТЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ 75
9.1 Условия технико-экономического сравнения 75
9.2 Исходные данные технико-экономического сравнения вариантов СЭС 77
9.3 Технико-экономический расчёт сравниваемых вариантов 80
10 РАСЧЁТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ 83
11 КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ 87
12 НЕСЕЛЕКТИВНАЯ СИГНАЛИЗАЦИЯ НА ПОДСТАНЦИИ 96
12.1 Организация защиты 96
12.2 Трансформаторы напряжения 97
13 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ 103
13.1 Территория, компоновка и конструктивная часть подстанции 103
13.1.1 Размещение главной понизительной подстанции предприятия . 103
13.1.2 Габариты и разрывы на подстанции 103
13.1.3 Размещение трансформаторов ГПП 104
13.1.4 Защитные средства ГПП 106
13.1.5 Устройство дверей ГПП 107
13.2 Электробезопасность 108
13.2.1 Заземляющие ножи и система блокировки 108
13.2.2 Расчёт заземляющего устройства ОРУ ГПП 108
13.2.3 Компенсация ёмкостных токов замыкания на землю в сети 10 кВ 113
13.2.4 Контроль изоляции в сети 10 кВ 114
13.3 Вентиляция и освещение 114
13.4 Пожарная безопасность ГПП 117
13.4.1 Расчёт молниезащиты подстанции 118
14 ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ 122

14.1 Анализ технико-экономического сравнения вариантов фрагмента СЭС 122
14.2 Стоимость оборудования и его эксплуатации 124
14.3 Оценка рациональности наличия перемычки в схеме электроснабжения 124
ЗАКЛЮЧЕНИЕ 127
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК 128

ТЕХНИЧЕСКИЙ ПАСПОРТ ПРОЕКТА

1) Установленная мощность электроприёмников до 1 кВ $P_{ном}^{н.н} = 10557{,}5$ кВт.

2) Установленная мощность электроприёмников выше 1 кВ $P_{ном}^{в.н} = 18700$ кВт.

3) Основные потребители относятся ко 2-й категории по надёжности электроснабжения.

4) Расчётная мощность на шинах ГПП $P_р^V = 21844{,}3$ кВт.

5) Коэффициенты реактивной мощности: естественный $tg\varphi_р = 0,707$ и заданный энергосистемой $tg\varphi_{эс} = 0,5$.

6) Расстояние от предприятия до питающей подстанции энергосистемы составляет 7,5 км.

7) Напряжение системы внешнего электроснабжения предприятия – 110 кВ.

8) Напряжение системы внутреннего электроснабжения предприятия – 10 кВ.

9) На главной понизительной подстанции предприятия установлены два трансформатора ТДН-16000/110. Схема открытого распределительного устройства 110 кВ – два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии №110-4Н.

10) Мощность короткого замыкания в точке питающей подстанции энергосистемы составляет $S_к = 5320$ МВ·А.

11) Ток короткого замыкания на вводах 110 кВ трансформатора ГПП $I_к^{(3)А} = 11{,}33$ кА, на шинах 10 кВ ЗРУ ГПП $I_к^{(3)Б} = 9{,}364$ кА.

12) Питающие линии 10 кВ выполнены трёхжильным кабелем АСП используются сечения 120-185 мм^2, питающие линии 1 кВ выполнены четырёхжильным кабелем АСП используются сечения 70 мм^2.

13) На ЗРУ ГПП приняты к установке ячейки типа КРУ-СЭЩ-70-10.

14) На предприятии размещены 13 цеховых трансформаторных подстанций внутрицеховой установки типа КТП-СЭЩ-П 10/0,4 кВ. Применены трансформаторы типа ТМЗ, используются следующие типогабариты трансформаторов: 400, 800 кВ·А.

15) Для КТПВ питающихся по радиальной схеме используется глухой ввод, при магистральной схеме используются вводные ячейки типа КСО-СЭЩ-10 с выключателями нагрузки и плавкими предохранителями.

ВВЕДЕНИЕ

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы будем ориентироваться на положения норм технологического проектирования электроснабжения промышленных предприятий [1]. Также будем пользоваться рекомендациями, направленными на развитие отечественной энергетики и промышленного комплекса, связного с выпуском отечественного электрооборудования. Так в соответствии с распоряжением правительства РФ введена «Энергетическая стратегия России на период до 2030 года»: «Целью энергетической политики России является максимально эффективное использование природных энергетических ресурсов и потенциала энергетического сектора для устойчивого роста экономики, повышения качества жизни населения страны и содействия укреплению её внешнеэкономических позиций» [2]. На основе данного распоряжения была создана политика инновационного развития и модернизации ОАО «ФСК ЕЭС».

«Инновационная политика представляет собой совокупность форм, методов и направлений воздействия на эксплуатацию, производство с целью освоения новых видов продукции и технологий, а также на расширение рынков сбыта отечественной продукции на этой основе. Инновационная политика должна носить комплексный и взаимосвязанный характер, спонтанные, изолированные меры по стимулированию инноваций малорезультативны» [3].

«Целью реализации политики инновационного развития компании является повышение надёжности, качества и экономичности энергоснабжения потребителей. <…> Целью импортозамещения является дальнейшее снижение зависимости от импорта электрооборудования за счёт удовлетворения внутреннего спроса высококачественной продукцией собственного производства, повышения эффективности использования импортируемых энергетических и сырьевых ресурсов путём создания условий для развития конкурентоспособных эффективных организаций» [4].

Для ориентации проектных организаций, инженеров и производителей электрооборудования на инновационные направления развития энергетического комплекса страны, был создан совместный документ ОАО «ФСК ЕЭС» и ОАО «Россети»: «Положение ОАО «Россети» о единой технической политике в электросетевом комплексе», в процессе выполнения выпускной квалификационной работы будем ориентироваться на данные положения.

СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ЗАРУБЕЖНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

В данном разделе проведём сравнение двух типов выключателей: ВА-СЭЩ и Masterpact.

Параметры автоматических выключателей сведены в таблицу 1.

Таблица 1 – Параметры автоматических выключателей

Сравниваемый параметр	Каталожные данные ВА-СЭЩ-АН-16D	Каталожные данные Masterpact NT
$I_{ном}$, А	1600	1600
$U_{ном}$, В	690	690
$I_{п.о.}$, кА	85	42
$t_{откл}$, мкс	40	25
Механическая износостойкость (циклов В/О)	20000	12500
Электрическая износостойкость (циклов В/О при 440В)	5000	6000
Размер, ШхВхГ	464x438x200	301x276x196

Заметим, что характеристики выключателей Masterpact и ВА-СЭЩ близки по значениям. Оба выключателя снабжаются блоками контроля и управления Micrologic и ET соответсвенно. Рассмотрим защитные время-токовые характеристики этих блоков. Время-токовые характеристики блока Micrologic 5 представим на рисунке 1.

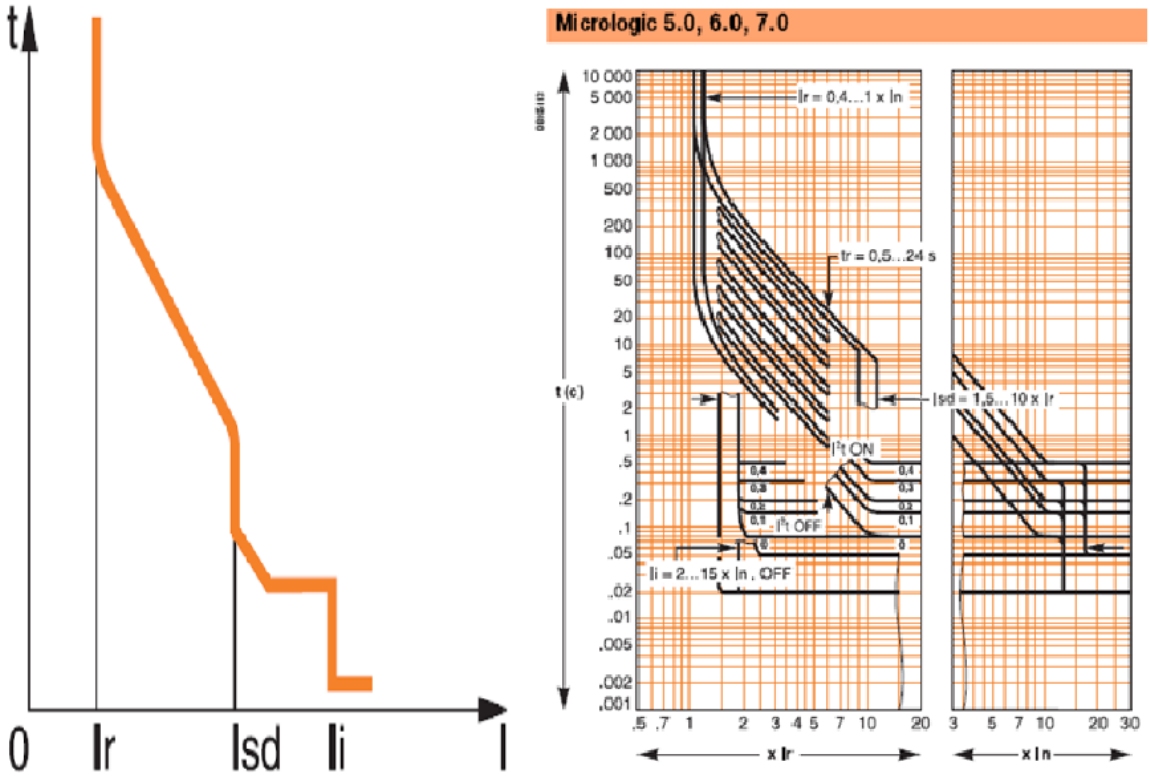

Рисунок 1 – Стилизованная и каталожная характеристики блока Micrologic 5.0

Время-токовые характеристики блока ET5S представим на рисунке 2.

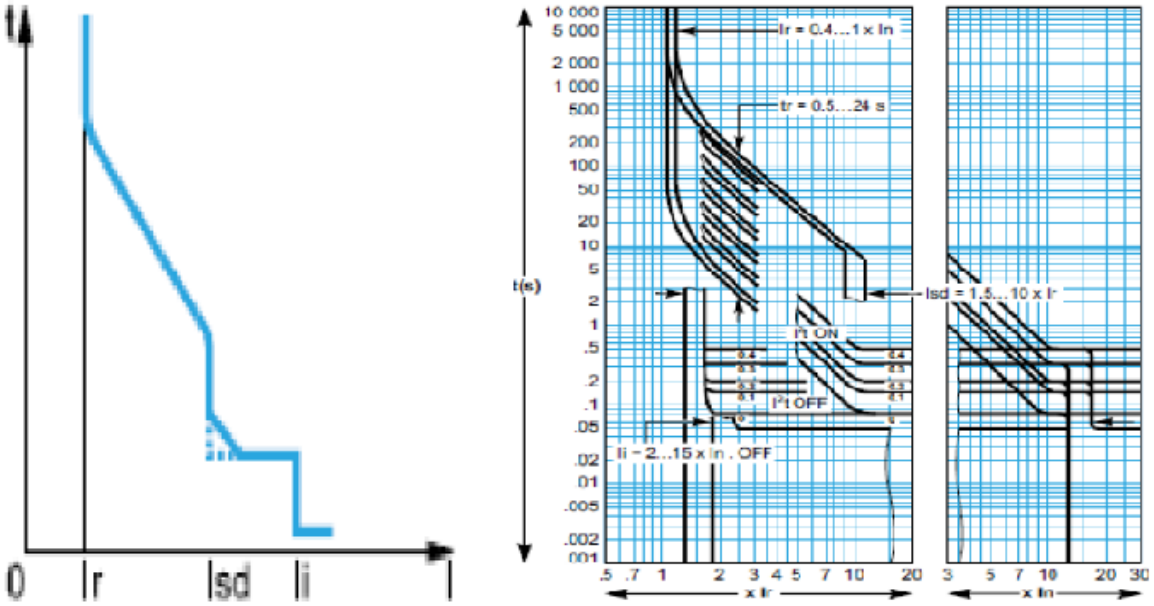

Рисунок 2 – Стилизованная и каталожная характеристики блока ET5S

Приведенные выше характеристики не различаются. Тогда, в целях импортзамещения выбираем выключатели ВА-СЭЩ.

1 КРАТКИЕ СВЕДЕНИЯ ПО ОБЪЕКТУ

Задание на выпускную квалификационную работу основано на материалах из базы данных кафедры, и включает в себя расчётную часть по заданию на курсовое проектирование, которое в свою очередь состоит из двух частей – основной и дополнительной. Основной частью является проектирование системы электроснабжения группы цехов сталеплавильного производства, а дополнительной частью – подробный расчёт электрических нагрузок в узлах системы электроснабжения (СЭС) напряжением 0,4 кВ одного из цехов предприятия. Данный расчёт по заданному цеху войдёт в основной расчёт по предприятию в целом.

Исходными данными для основной части расчёта по предприятию служат – генплан промышленного предприятия, установленные мощности по цехам (укрупнённые данные), характеристики источников питания, район расположения предприятия и другие сведения, необходимые для проектирования системы электроснабжения (таблица 1.1).

Приведём краткие сведения о технологическом процессе производства, среде цехов, данные об электроприёмниках, режиме их работы и категории по надёжности электроснабжения (таблица 1.2).

Группа электросталеплавильных цехов расположена на Южном Урале (Челябэнерго).

Номинальные напряжения всех высоковольтных электроприёмников – 10 кВ.

Таблица 1.1 – Дополнительные данные

Расстояние от предприятия до подстанции энергосистемы, км			7,5
Существующие уровни напряжений U_1 и U_2 на подстанции энергосистемы, кВ			35 и 110
Мощность короткого замыкания (МВ·А) на шинах подстанции энергосистемы напряжением		U_1	800
		U_2	5320
Стоимость электроэнергии по двухставочному тарифу	за содержание электрических сетей, $\frac{\text{руб}}{\text{кВт}\cdot\text{мес}}$		300,089
	за оплату потерь э/э в сетях, кВт·ч, $\frac{\text{руб}}{\text{кВт}\cdot\text{ч}}$		0,097
Наивысшая температура, ^{o}C	окружающего воздуха		22
	почвы (на глубине 0,7 м)		15,7
Коррозионная активность грунта предприятия			Средняя
Блуждающие токи в грунте			Есть
Наличие колебаний и растягивающих усилий в грунте			Есть

Таблица 1.2 – Характеристика цехов предприятия

Номер цеха на генплане	Помещение/цех	Категория надёжности электроснабжения
1	Экспериментальный цех	3
2	Обдирочное отделение	2
3	Печное отделение	2
4	Административный корпус	2
5	Тепловозное депо	3
6	Склад оборудования	3
7	Шихтовое отделение	2
8	Вспомогательное отделение	2
9	Склад материалов	3
10	Электроремонтный цех	2

Учитывая данные таблицы 1.1, ввиду отсутствия конкретных указаний по расположению завода и схемы его питания, принимаем, что питание главной понизительной подстанции (ГПП) предприятия осуществляется напрямую от центра питания, по тупиковой схеме подстанции. В качестве центра питания принимаем теплоэлектроцентраль (ТЭЦ), при этом полагаем, что на представленные напряжения центра питания возможно подключение всей мощности предприятия. Для электросталеплавильного завода характерна резко-переменная нагрузка большой мощности, которая возникает в результате работы ДСП. Для обеспечения более спокойной нагрузки печи работают со сдвигом по времени между одноимёнными технологическими процессами.

Основная часть электроприёмников относятся ко 2-й категории по надёжности их электроснабжения, для которых требуется обеспечить питание от двух независимых взаимно резервирующих источников, в качестве которых принимаем две цепи воздушной линии, питаемой от различных шин ТЭЦ. Перерыв электроснабжения возможен на время, необходимое для включения резервного питания действиями дежурного персонала подстанции [5, п.1.2.20].

В соответствии со справочной литературой годовое число часов использования максимума нагрузки $T_{и.м}$ электросталеплавильной отрасли составляет 5100 часов, что необходимо для определения экономической плотности тока.

На рисунке 1.1 представлен характерный суточный график нагрузок.

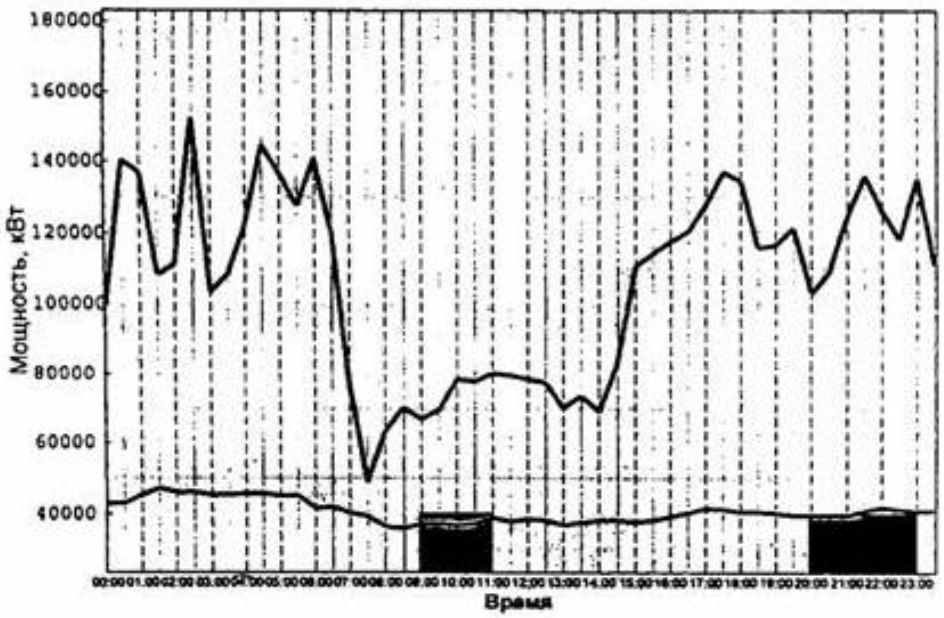

Рисунок 1.1 – Суточный график нагрузок электросталеплавильного завода

Выводы по разделу 1

Данный раздел является вводным и содержит основные допущения, принятые для проектирования системы электроснабжения предприятия, а также краткие сведения по исходным данным и дополнительные данные, которые потребуются для дальнейших расчётов.

2 РАСЧЁТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК ЭЛЕКТРОРЕМОНТНОГО ЦЕХА

2.1 Исходные данные

Задание на дополнительную часть проекта включает план цеха (рисунок 2.1), сведения об электрических нагрузках отделений и участков.

Рисунок 2.1 – План электроремонтного цеха

Так как расчёт электроснабжения электроремонтного цеха является дополнительным разделом, то по цеху требуется выполнить расчёт электрических нагрузок и выбрать трансформаторы цеховой трансформаторной подстанции (ТП).

Расчёт электрических нагрузок цеха в соответствии с рекомендациями РТМ 36.18.32.4-92 [6] производится с использованием формы Ф636-92. Расчёт начинается с заполнения столбцов с исходными данными, которые разделены на данные по заданию технологов – исходные данные КП для расчёта электрических нагрузок цеха и справочные данные. Справочные данные, такие как коэффициент использования активной мощности группы приёмников $k_и$, коэффициент мощности cos φ , взяты из справочников по проектированию электроснабжения [7, 8]. Следует отметить, что в расчёте не учитываются резервные электроприёмники (ЭП) и работающие кратковременно.

Последующие графы заполняются в соответствии с формулами расчёта электрических нагрузок. Групповая номинальная (установленная) активная мощность − это сумма номинальных активных мощностей группы ЭП, определяется по формуле 2.1. Групповые номинальные активная и реактивная мощности определяются по формулам 2.1 и 2.2.

$$P_{ном} = \sum_{1}^{n} p_{ном}\ , \tag{2.1}$$

$$Q_{ном} = \sum_{1}^{n} q_{ном} = \sum_{1}^{n} p_{ном} tg\ \varphi\ , \tag{2.2}$$

где $P_{ном}$ – групповая номинальная (установленная) активная мощность, кВт;

$p_{ном}$ – номинальная (установленная) мощность одного ЭП, кВт;

n – число электроприемников;

tg φ – паспортное или справочное значение коэффициента реактивной мощности.

Коэффициенты использования отдельных ЭП $k_{иа}$ будем принимать из справочных материалов, содержащих расчётные коэффициенты для определения электрических нагрузок промышленных предприятий, значения коэффициентов использования приведены по характерным (однородным) категориям ЭП.

2.2 Расчёт однофазной нагрузки электроремонтного цеха

Сварочное отделение (ШР 1) содержит однофазные ЭП, доля которых превосходит 15% от мощности всех ЭП отделения, поэтому распределим однофазные ЭП по фазам, а за мощность эквивалентной группы трёхфазных ЭП примем тройное значение мощности наиболее загруженной фазы.

Расчёт распределения однофазных ЭП сварочного отделения представлен в таблице 2.1, далее приведём формулы и примеры расчётов.

Для ЭП подключаемых на фазное напряжение установленная мощность, подключённая на фазу определяется по формуле 2.3.

$$\begin{cases} P_{уст}^{A0} = p_{ном}^{A} \cdot n, \\ P_{уст}^{B0} = p_{ном}^{B} \cdot n, \\ P_{уст}^{C0} = p_{ном}^{C} \cdot n, \end{cases} \tag{2.3}$$

где $p_{ном}^{A}, p_{ном}^{B}, p_{ном}^{C}$ – номинальная мощность однофазного ЭП подключённого к соответствующей фазе, кВт.

По формуле 2.3 можно аналогично определить установленные мощности для ЭП, подключаемых на линейное напряжение.

Если однофазные ЭП подключаются на фазное напряжение 220 В, то их мощность нагружает соответственно только одну фазу. В том случае, когда ЭП подключены на линейное напряжение 380 В, следует учитывать коэффициенты приведения однофазной нагрузки, включённой на линейное напряжение, к нагрузке, отнесённой к одной фазе трёхфазного тока и однофазному напряжению.

Таблица 2.1 – Расчёт нагрузки однофазных ЭП сварочного отделения

Наименование узлов питания, групп электроприёмников, номинальное напряжение	Число приёмников n, шт.	Установленная номинальная мощность (приведённая ПВ=100%), кВт		$n \cdot (p_{ном})^2$	Установленная мощность однофазных ЭП, подключённых на $U_л$, кВт			Коэффициент приведения			Установленная мощность однофазных ЭП подключённых на $U_ф$, кВт			$k_{иа}$	cos φ	tg φ	Средняя мощность за наиболее загруженную смену, кВт					
								К фазе	p	q							$P_{см}$, кВт			$Q_{см}$, квар		
		$p_{ном}$	$P_{\sum ном}$		AB	BC	CA				A	B	C				A	B	C	A	B	C
Сварочное отделение (ШР-1)																						
ЭП подключаемые на фазное напряжение																						
1 Трансформатор сварочный, однофазный, $U_{ном}$ = 220 В	4	10,5	42	441							21,0	0,0	21,0	0,2	0,35	2,68	4,2	0,00	4,20	11,24	0,00	11,24
2 Электронагреватель, однофазный, $U_{ном}$ = 220 В	5	10,0	50	500							0,0	20,0	30,0	0,6	1,00	0,00	0,0	12,00	18,00	0,00	0,00	0,00
ЭП подключаемые на линейное напряжение																						
3 Трансформатор сварочный, $U_{ном}$ = 380 В	3	30,0	90	2700	60	0	0	A	1,29	1,06	77,4	0,0	0,0	0,2	0,35	2,68	15,48	0,00	0,00	12,72	0,00	0,00
								B	-0,29	1,95	0,0	-17,4	0,0	0,2	0,35	2,68	0,00	-3,48	0,00	0,00	23,40	0,00
					0	30	0	B	1,29	1,06	0,0	38,7	0,0	0,2	0,35	2,68	0,00	7,74	0,00	0,00	6,36	0,00
								C	-0,29	1,95	0,0	0,0	-8,7	0,2	0,35	2,68	0,00	0,00	-1,74	0,00	0,00	11,70
Итого	12	50,5	182	3641	-	-	-	-	-	-	98,4	41,3	42,3	-	-	-	19,68	16,26	20,46	23,96	29,76	22,94

Коэффициенты приведения $p_{AB(A)}, p_{AB(B)}, p_{BC(B)}, p_{BC(C)}, p_{CA(C)}, p_{CA(A)}, p_{AB(A)}$ и $q_{AB(B)}, q_{BC(B)}, q_{BC(C)}, q_{CA(C)}, q_{CA(A)}$ берём из справочной литературы [7, табл. 2.21].

Данные коэффициенты отражают распределение активной и реактивной мощности по фазам, при этом имеет место следующая зависимость:

$$p_{AB(A)} + p_{AB(B)} = 1,$$
$$q_{AB(A)} + q_{AB(B)} = \operatorname{tg}\varphi.$$

Установленная активная мощность приведённая к однофазной для ЭП подключённого на линейное напряжение, кВт:

$$P_{уст}^{A0} = P_{уст}^{AB} \cdot p_{AB(A)} = P_{уст}^{CA} \cdot p_{CA(A)},$$
$$P_{уст}^{B0} = P_{уст}^{AB} \cdot p_{AB(B)} = P_{уст}^{BC} \cdot p_{BC(B)},$$
$$P_{уст}^{C0} = P_{уст}^{BC} \cdot p_{BC(C)} = P_{уст}^{CA} \cdot p_{CA(C)},$$

где $P_{уст}^{AB}, P_{уст}^{BC}, P_{уст}^{CA}$ – установленная мощность группы ЭП подключённых к соответствующим фазам на линейное напряжение, кВт.

Средние активные мощности за наиболее загруженную смену по фазам, при подключении ЭП на фазное и линейное напряжения, кВт:

$$P_{см}^{A} = P_{уст}^{A0} \cdot k_{иа},$$
$$P_{см}^{B} = P_{уст}^{B0} \cdot k_{иа},$$
$$P_{см}^{C} = P_{уст}^{C0} \cdot k_{иа}.$$

Средние реактивные мощности за наиболее загруженную смену по фазам, при подключении ЭП на фазное напряжение, квар:

$$Q_{см} = P_{см} \cdot \operatorname{tg}\varphi.$$

Средние реактивные мощности за наиболее загруженную смену по фазам, при подключении ЭП на линейное напряжение, квар.

$$Q_{см}^{A} = P_{уст}^{AB} \cdot k_{иа} \cdot q_{AB(A)} = P_{уст}^{CA} \cdot k_{иа} \cdot q_{CA(A)},$$
$$Q_{см}^{B} = P_{уст}^{AB} \cdot k_{иа} \cdot q_{AB(B)} = P_{уст}^{BC} \cdot k_{иа} \cdot q_{BC(B)},$$
$$Q_{см}^{C} = P_{уст}^{BC} \cdot k_{иа} \cdot q_{BC(C)} = P_{уст}^{CA} \cdot k_{иа} \cdot q_{CA(C)},$$

где $k_{иа}$ – коэффициент использования активной мощности отдельного ЭП.

Проведём вычисления для группы ЭП 1 «трансформатор сварочный», подключаемой на однофазное напряжение. Число приемников равно четырём. Распределим по 2 на фазы А и С:

$$P_{уст}^{A0} = P_{уст}^{C0} = 10,5 \cdot 2 = 21 \text{ кВт},$$
$$P_{см}^{A} = P_{см}^{C} = 21 \cdot 0,2 = 4,2 \text{ кВт},$$
$$Q_{см}^{A} = Q_{см}^{C} = 6 \cdot 2,29 = 13,7 \text{ кВт}.$$

Проведём вычисления для группы ЭП 3 «Трансформатор сварочный», который подключается на линейное напряжение, 1-й подключаем на фазы А и В, 2-й на фазы В и С (ЭП 3 – n=3), рассмотрим расчёт для первого:

$$P_{уст}^{A0} = 60 \cdot 1,29 = 77,4 \text{ кВт},$$
$$P_{уст}^{B0} = 60 \cdot (-0,29) = -17,4 \text{ кВт},$$
$$P_{см}^{A} = 77,4 \cdot 0,2 = 15,48 \text{ кВт},$$
$$P_{см}^{B} = -17,4 \cdot 0,2 = -3,48 \text{ кВт},$$
$$Q_{см}^{A} = 60 \cdot 1,06 \cdot 0,2 = 12,72 \text{ квар},$$
$$Q_{см}^{B} = 30 \cdot 1,95 \cdot 0,2 = 23,4 \text{ квар}.$$

В итоговой строке вычисляем $\Sigma n, \Sigma P_{\Sigma ном}$ и $\Sigma(n \cdot (p_{ном})^2)$, а также сумму средних мощностей по фазам $\Sigma P_{см}^{A}$, $\Sigma P_{см}^{B}$, $\Sigma P_{см}^{C}$, $\Sigma Q_{см}^{A}$, $\Sigma Q_{см}^{B}$, $\Sigma Q_{см}^{C}$. Вычислим значения коэффициентов реактивной и полной мощности:

$$\text{tg}\,\varphi = \frac{\Sigma Q_{см}^{C}}{\Sigma P_{см}^{C}} = \frac{29,76}{16,26} = 1,83,$$
$$\cos\varphi = \cos(\text{arctg}(\text{tg}\,\varphi)) = \cos(\text{arctg}(1,83)) = 0,48.$$

2.3 Расчёт электрической нагрузки по отделениям цеха

Для примера приведём расчёт электрической нагрузки по первому отделению, которое к тому же содержит однофазные ЭП.

Внесём эквивалентную группу однофазных электроприемников в таблицу 2.2, для этого перенесём в неё соответствующие значения итоговой строки таблицы 2.1 в строку для группы «однофазные ЭП».

Для заполнения граф 8 и 9 группы «однофазные ЭП» таблицы 2.2, определим фазу, которая оказалась наиболее загруженной однофазными ЭП, для этого по данным итоговой строки таблицы 2.1 вычислим полную мощность в каждой фазе, кВ·А:

$$S = \sqrt{(\Sigma P)^2 + (\Sigma Q)^2}\,, \qquad (2.4)$$

По формуле 2.4 определим мощности для каждой фазы.

$$S_{см}^{A} = \sqrt{(19,68)^2 + (23,96)^2} = 31\ кВ \cdot А,$$
$$S_{см}^{B} = \sqrt{(16,26)^2 + (29,76)^2} = 33,9\ кВ \cdot А,$$
$$S_{см}^{C} = \sqrt{(20,46)^2 + (22,94)^2} = 30,7\ кВ \cdot А.$$

Видно, что нагрузки распределены достаточно равномерно, а наиболее загруженной является фаза В. Тогда требуется в графы 8 и 9 таблицы 2.2 внести утроенные значения суммы средних мощностей фазы В, которые рассчитаем по формулам 2.5 и 2.6:

$$P_с = 3 \cdot \Sigma P_{см}^{C} = 3 \cdot 16,26 = 48,78\ кВт\,, \qquad (2.5)$$
$$Q_с = 3 \cdot \Sigma Q_{см}^{C} = 3 \cdot 29,76 = 89,28\ квар\,. \qquad (2.6)$$

Формулы 2.5 и 2.6 используются только для введения эквивалентной группы однофазных ЭП и не используются для дальнейших расчётов по форме Ф636-92.

Дальнейший расчёт ведётся в соответствии с указаниями по расчёту электрических нагрузок РТМ 36.18.32.4-92 [6].

Для каждой группы ЭП производится заполнение граф 2-7 справочными и исходными данными, далее в графах 8 и 9 соответственно записываем средние активную и реактивную мощности $P_с$ и $Q_с$, которые вычисляются по формулам:

$$P_с = К_{иа} \cdot P_{ном},$$
$$Q_с = К_{иа} \cdot P_{ном} \cdot tg\,\varphi,$$

В графе 10 записывается значения $n \cdot p_{ном}^2$. В итоговой строке по однофазным ЭП определяются суммы величин записанных в графах 2, 4, 8-10. Также в итоговой строке определяются величины tgφ и cosφ.

$$tg\,\varphi = \frac{\Sigma\,(К_{иа} \cdot P_{ном} \cdot tg\,\varphi)}{\Sigma(К_{иа} \cdot P_{ном})} = \frac{\Sigma Q_с}{\Sigma P_с}.$$

Для группы, состоящей из ЭП различных категорий (в целом для отделений, цехов и предприятия) коэффициент использования для группы ЭП определяется по формуле:

$$К_{иа} = \Sigma(К_{иа} \cdot Р_{ном}) / \Sigma Р_{ном}.$$

Значение $К_{иа}$ заносится в графу 5 итоговой строки.

В графе 11 определяется эффективное число электроприемников $n_э$, как правило, $n_э$ для итоговой строки определяется по формуле:

$$n_э = \frac{(\Sigma Р_{ном})^2}{\Sigma(n \cdot p_{ном}^2)}. \quad (2.7)$$

Значение $n_э$, полученное по формуле 2.7, округляется до ближайшего меньшего целого числа. В зависимости от средневзвешенного коэффициента использования $К_{иа}$ и эффективного числа электроприемников $n_э$ определяется коэффициент расчётной нагрузки $К_р$ и заносится в графу 12, для отделений цеха $К_р$ определяется как для питающих сетей напряжением до 1000 В [6, табл. 1], для итоговой строки по цеху как для расчётной нагрузки на шинах НН цеховых трансформаторов и для магистральных шинопроводов напряжением до 1 кВ [6, табл. 2].

Расчётная активная мощность подключённых к узлу питания ЭП напряжением до 1 кВ (графа 14, табл. 2.2) определяется по выражению, кВт:

$$Р_р = К_р \cdot \Sigma(К_{иа} \cdot Р_{ном}).$$

В случаях, когда расчётная мощность $Р_р$ окажется меньше номинальной наиболее мощного ЭП, следует принимать $Р_р = p_{ном.макс}$, в нашем случае не потребуется пользоваться данной поправкой.

Коэффициент расчётной нагрузки по реактивной мощности (графа 13, таблица 2.2) зависит от $n_э$ и определяется соотношением:

$$К_{рр} = 1 + \frac{1}{6\sqrt{n_э}}$$

Расчётная реактивная мощность (графа 15, таблица 2.2) для питающих сетей напряжением до 1 кВ определяется:

$$Q_р = К_{рр} \cdot Q_с = К_{рр} \cdot (К_{иа} \cdot Р_{ном} \cdot \operatorname{tg} \varphi).$$

Таблица 2.2 – Расчёт электрических нагрузок электроремонтного цеха

Исходные данные							Расчётные величины			$n_э$	$К_{ра}$	$К_{рр}$	Расчётная мощность			$I_р$, А
По заданию технологов				По справочным данным			$P_с$	$Q_с$	$n \cdot p_{ном}^2$				активная $P_р$, кВт	реактивная $Q_р$, квар	полная $S_р$, кВ·А	
Наименование характерных категорий ЭП, подключаемых к узлу питания	n, шт.	Номинальная мощность, кВт		$К_{иа}$	Коэффициенты мощности											
		$p_{ном}$	$P_{ном}$		cos φ	tg φ										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
1	Механическое отделение I															
1	Станок металлорежущий	7	1,0	7,0	0,14	0,45	1,98	0,98	1,94	7,00						
2	Станок металлорежущий	4	5,5	22,0	0,14	0,45	1,98	3,08	6,11	121,00						
3	Станок металлорежущий	4	14,0	56,0	0,14	0,45	1,98	7,84	15,56	784,00						
4	Станок металлорежущий	4	40,0	160,0	0,14	0,45	1,98	22,40	44,45	6400,00						
5	Станок точильно-шлифовальный	5	3,9	19,5	0,14	0,45	1,98	2,73	5,42	76,05						
6	Станок шлифовальный	4	20,0	80,0	0,14	0,45	1,98	11,20	22,23	1600,00						
7	Станок для испытания абразивных кругов	2	11,0	22,0	0,14	0,45	1,98	3,08	6,11	242,00						
8	Бак для приготовления эмульсии	2	1,3	2,6	0,70	0,80	0,75	1,82	1,37	3,38						
9	Агрегат рециркуляционный	3	1,5	4,5	0,70	0,85	0,62	3,15	1,95	6,75						
10	Вентилятор	2	1,6	3,2	0,65	0,80	0,75	2,08	1,56	5,12						
11	Кран	1	10,0	10,0	0,35	0,50	1,73	3,50	6,06	100,00						
12	Таль электрическая	3	4,0	12,0	0,10	0,50	1,73	1,20	2,08	48,00						
Итого по механическому отделению 1		41		398,8	0,16		1,82	63,10	114,80	9393,30	16,93	1,38	1,04	87,02	119,50	147,80	224,6
2	Механическое отделение II															
13	Станок металлорежущий	2	1,6	3,2	0,14	0,45	1,98	0,45	0,89	5,12						
14	Станок металлорежущий	2	7,0	14,0	0,14	0,45	1,98	1,96	3,89	98,00						
15	Станок металлорежущий	4	10,0	40,0	0,14	0,45	1,98	5,60	11,11	400,00						
16	Станок универсальный	5	12,0	60,0	0,14	0,45	1,98	8,40	16,67	720,00						
17	Ножницы	2	15,0	30,0	0,14	0,45	1,98	4,20	8,33	450,00						
18	Станок шлифовальный	4	7,0	28,0	0,14	0,45	1,98	3,92	7,78	196,00						
19	Станок точильно-шлифовальный	3	1,6	4,8	0,14	0,45	1,98	0,67	1,33	7,68						
20	Машина листогибочная трехвалковая	1	15,5	15,5	0,14	0,45	1,98	2,17	4,31	240,25						
21	Мешалка двухвальная	2	2,8	5,6	0,85	0,80	0,75	4,76	3,57	15,68						
22	Кран подвесной	2	2,5	5,0	0,35	0,50	1,73	1,75	3,03	12,50						
23	Агрегат рециркуляционный	4	1,5	6,0	0,70	0,85	0,62	4,20	2,60	9,00						
24	Вентилятор	3	1,5	4,5	0,65	0,80	0,75	2,93	2,19	6,75						
25	Насос	4	1,5	6,0	0,70	0,80	0,75	4,20	3,15	9,00						
26	Калорифер	1	60,0	60,0	0,75	0,70	1,02	45,00	45,91	3600,00						
Итого по механическому отделению 2		39		282,6	0,32		1,27	90,20	114,77	5769,98	13,84	1,05	1,04	94,35	119,9	152,6	231,8
3	Сварочное отделение															
27	Автомат для сварки	3	0,9	2,7	0,35	0,60	1,33	0,95	1,26	2,43						

Продолжение таблицы 2.2

1		2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
28	Трансформатор сварочный, однофазный, $U_{ном}$ = 380 В	3	30,0	90,0	0,20	0,35	2,68	0,00	0,00	0,00							
29	Трансформатор сварочный, однофазный, $U_{ном}$ = 220 В	4	10,5	42,0	0,20	0,35	2,68	0,00	0,00	0,00							
30	Полуавтомат шланговый	4	0,5	2,0	0,35	0,60	1,33	0,70	0,93	1,00							
31	Стол для сварочных работ	2	0,8	1,6	0,12	0,65	1,17	0,19	0,22	1,28							
32	Электронагреватель однофазный, $U_{ном}$ = 220 В	5	10,0	50,0	0,60	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00							
33	Пила отрезная	3	7,0	21,0	0,06	0,50	1,73	1,26	2,18	147,00							
34	Машина электросварочная	3	25,0	75,0	0,35	0,60	1,33	26,25	35,00	1875,00							
35	Вентилятор	4	4,5	18,0	0,65	0,80	0,75	11,70	8,78	81,00							
36	Кран-балка	2	3,2	6,4	0,35	0,50	1,73	2,24	3,88	20,48							
37	Однофазная нагрузка				0,39	0,48	1,83	48,78	89,28	3641,00							
Итого по сварочному отделению		33		308,7	0,30		1,54	92,10	141,53	5769,19	16,52	1,01	1,04	93,36	147,34	174,4	265,0
4	Кузнечное отделение																
38	Электропечь	3	110,0	330,0	0,50	0,95	0,33	165,00	54,23	36300,00							
39	Молот ковочный	4	30,0	120,0	0,24	0,65	1,17	28,80	33,67	3600,00							
40	Станок точильно-шлифовальный	3	0,5	1,5	0,14	0,45	1,98	0,21	0,42	0,75							
41	Аппарат рециркуляционный	2	1,5	3,0	0,70	0,85	0,62	2,10	1,30	4,50							
42	Кран подвесной	1	2,2	2,2	0,35	0,50	1,73	0,77	1,33	4,84							
43	Вентилятор	3	0,8	2,4	0,65	0,80	0,75	1,56	1,17	1,92							
Итого по кузнечному отделению		16			459,1	0,43		0,46	198,44	92,13	5,28	1,15	1,07	227,81	98,8	248,3	377,3
5	Термическое отделение																
44	Камерная печь	3	81,0	243,0	0,50	0,85	0,62	121,50	75,30	19683,00							
45	Ванна масляная	2	4,0	8,0	0,60	0,85	0,62	4,80	2,97	32,00							
46	Станок балансировочный	2	2,0	4,0	0,14	0,45	1,98	0,56	1,11	8,00							
47	Электропечь камерная	3	45,0	135,0	0,50	0,85	0,62	67,50	41,83	6075,00							
48	Станок закалочный	5	10,0	50,0	0,50	0,95	0,33	25,00	8,22	500,00							
49	Вентилятор	2	5,0	10,0	0,65	0,80	0,75	6,50	4,88	50,00							
50	Кран-балка	1	7,5	7,5	0,35	0,50	1,73	2,63	4,55	56,25							
Итого по термическому отделению		18			457,5	0,50		0,61	228,49	138,86	7,93	1,08	1,06	247	147,1	287,7	437,1
6	Монтажный участок																
51	Станок для намотки	3	1,0	3,0	0,14	0,45	1,98	0,42	0,83	3,00							
52	Станок бандажировочный	4	1,5	6,0	0,06	0,50	1,73	0,36	0,62	9,00							
53	Ванна для лужения	4	1,6	6,4	0,80	0,96	0,29	5,12	1,49	10,24							
54	Агрегат рециркуляционный	2	1,5	3,0	0,70	0,85	0,62	2,10	1,30	4,50							
55	Кран подвесной	2	4,7	9,4	0,35	0,50	1,73	3,29	5,70	44,18							
56	Вентилятор	3	1,0	3,0	0,65	0,80	0,75	1,95	1,46	3,00							
Итого по монтажному участку		18			30,80	0,43		0,86	13,24	11,41	12,83	1,03	1,05	13,68	11,94	18,2	27,6
Итого по цеху		165		1937,5	0,35	0,75	0,90	685,50	613,55	87322,65	42,99	0,75	1,03	514,12	460,16	690,0	1048,3

Для магистральных шинопроводов и на шинах цеховых трансформаторных подстанций, а также при определении реактивной мощности в целом по цеху, корпусу, предприятию $Q_р$ определяется по формуле, квар:

$$Q_р = К_р \cdot \Sigma(К_{иа} \cdot Р_{ном} \cdot tg\,\varphi) = Р_р \cdot tg\,\varphi.$$

В расчёте по форме Ф636-932, кроме представленных выше расчётов, производится расчёт токовой расчётной нагрузки (графа 16, таблица 2.2), А:

$$I_р = S_р / \sqrt{3} U_{ном},$$

$$S_р = \sqrt{P_р^2 + Q_р^2},$$

где $S_р$ – полная расчётная мощность, кВ·А, (графа 15).

Приведём численный расчёт нагрузок сварочного отделения. Для группы «автомат для сварки» по справочным данным были определены $К_{иа} = 0,35$ и $\cos\varphi = 0,60$, вычислим значение коэффициента реактивной мощности:

$$tg\,\varphi = tg\,(\arccos(\cos\varphi)),$$
$$tg\,\varphi = tg\,(\arccos(0,6)) = 1,33.$$

По исходным данным имеем, что $p_{ном} = 0,9$ кВт и $n = 3$, тогда можно продолжить вычисления:

$$Р_{ном} = \sum_{1}^{3} 0,9 = 2,7 \text{ кВт},$$
$$Р_с = К_{иа} \cdot Р_{ном} = 0,35 \cdot 2,7 = 0,95 \text{ кВт},$$
$$Q_с = К_{иа} \cdot Р_{ном} \cdot tg\,\varphi = 0,35 \cdot 2,7 \cdot 1,33 = 1,26 \text{ квар},$$
$$n \cdot p_{ном}^2 = 3 \cdot 0,9^2 = 2,43.$$

В итоговой строке для отделения 3 получим:

$$\Sigma Р_{ном} = 126,7 + 192,0 = 308,7 \text{ кВт},$$
$$\Sigma Р_с = 33,29 + 48,78 = 92,07 \text{ кВт},$$
$$\Sigma Q_с = 52,25 + 89,28 = 141,53 \text{ квар},$$
$$\Sigma(n \cdot p_{ном}^2) = 2128,19 + 3641,00 = 5769,19$$
$$К_{иа} = \Sigma Р_с / \Sigma Р_{ном} = 92,07 / 308,70 = 0,3,$$

$$n_э = \frac{(\Sigma P_{ном})^2}{\Sigma(n \cdot p_{ном}^2)} = \frac{(308,70)^2}{5769,19} = 16,52,$$

$$tg\,\varphi = \frac{\Sigma Q_c}{\Sigma P_c} = \frac{141,53}{92,07} = 1,54.$$

По $К_{иа}$ и $n_э$ из таблицы для коэффициентов расчётной нагрузки для питающих сетей напряжением до 1000 В [6, табл. 1] определяем $К_{ра}$ и заносим в графу 12 таблицы 2.2. Определим расчётные мощности сварочного отделения:

$$P_р = К_р \cdot \Sigma(К_{иа} \cdot P_{ном}) = 1,01 \cdot 92,07 = 93,4\,кВт,$$

$$Q_р = К_{ра} \cdot Q_c = 1,04 \cdot 141,5 = 147,3\ квар,$$

$$S_р = \sqrt{P_р^2 + Q_р^2} = \sqrt{93,4^2 + 147,3^2} = 174,4\ кВ \cdot А,$$

$$I_р = S_р / (\sqrt{3} U_{ном}) = 174,4/(\sqrt{3} \cdot 0,38) = 265,0\,А.$$

Для остальных отделений расчёт выполняется аналогично. Итоговая строка по цеху в целом выполняется аналогично, с небольшими отличиями: суммирование величин по столбцам в графах 2, 4 и 8-10 производится из итоговых строк по отделениям, а $К_р$ определяется по соответствующей таблице. Результаты расчётов по механическому цеху были представлены в таблице 2.2.

Выводы по разделу 2

Расчёт электрических нагрузок является основополагающим для проектирования системы электроснабжения. В данном разделе рассмотрен расчёт электрических нагрузок электроприёмников электроремонтного цеха, который представлен рядом отделений, в которых установлены станки различного назначения, сварочные аппараты, а также ряд электропечей. Однофазные электроприёмники были учтены как эквивалентная трёхфазная нагрузка, по нагрузке в целом по цеху был произведён расчёт по форме Ф636-92, расчёты по которой являются стандартными при проектной практике и методе упорядоченных диаграмм.

3 РАСЧЁТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК ПРЕДПРИЯТИЯ

3.1 Исходные данные расчёта нагрузок предприятия

Расчёт электрических нагрузок в целом по предприятию ведётся по укрупнённым данным цехов. По исходным данным имеем: установленную мощность ЭП $P_{ном}$, эффективное (приведённое) число ЭП $n_э$, коэффициент использования активной мощности $К_{иа}$ и коэффициент мощности cos φ. Для высоковольтных электроприёмников 10 кВ вместо $P_{ном}$ задано количество ЭП и установленная мощность одного ЭП $S_{ном}$, приведены сведения по типу ЭП и месту размещения на предприятии.

3.2 Осветительная нагрузка предприятия

При расчёте электрических нагрузок предприятия требуется учесть нагрузку от электрического освещения, которая включает освещение цехов и освещение территории. Расчёт проведём по удельной осветительной нагрузке $P_{у.о}$ цеха/помещения/территории и их площади:

$$F_ц = A \cdot B,$$

где $F_ц$ – площадь цеха/помещения/территории, $м^2$;

A и B - ширина и длина цеха/помещения/территории, м.

Для цехов/помещений нестандартной геометрической формы на плане, принимаем А и В эквивалентного прямоугольника.

Для определения $P_{у.о}$ воспользуемся данными из СП 52.13330.2011 «Естественное и искусственное освещение» [9, табл. 7], будем ориентироваться на требуемую освещённость рабочей поверхности $E_{раб}$ и индекс помещения i, который можно определить по формуле:

$$i = \frac{A \cdot B}{h\,(A+B)},$$

где h – расчётная высота помещения, м.

Длина и ширина помещений определена по генплану предприятия. Высоту помещений определим согласно материалам по архитектурному проектированию промышленных зданий [10].

В соответствии с рекомендациями документа по расчёту и проектированию искусственного освещения [11], для следующих цехов и помещений должна быть обеспечена следующая освещённость рабочей поверхности, при общем освещении:

– Сборочные, электроремонтные цеха, лаборатории – 300 лк;
– Цеха со сварочными работами, здания заводоуправления – 300-500 лк;
– Термические, кузнечные цеха – 200 лк;
– Ремонтно-механические цеха – 400 лк;
– Литейные цеха – 150-750 лк;
– Складские помещения – 50-100 лк.

Справочные и расчётные данные по осветительной нагрузке предприятия представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Осветительная нагрузка предприятия

Освещаемая территория		А, м	В, м	$F_ц$, м^2	h, м	i	$E_{раб}$, лк	$P_{у.о}$ кВт/ м^2	cos φ	$К_{с.о}$
1	Экспериментальный цех	119	47	5586	12	2,81	300	8,16	0,7	0,80
2	Обдирочное отделение	87	244	21323	12	5,36	300	8,00	0,7	0,95
3	Печное отделение	64	475	30240	12	4,68	200	8,00	0,7	0,95
4	Административный корпус	27	95	2578	12	1,76	300	9,33	0,9	0,80
5	Тепловозное депо	18	39	707	12	1,03	300	10,93	0,7	0,80
6	Склад оборудования	48	124	5934	12	2,88	100	7,00	0,7	0,60
7	Шихтовое отделение	48	231	11166	12	3,33	300	8,00	0,7	0,95
8	Вспомогательное отделение	39	232	9012	12	2,78	300	8,28	0,7	0,95
9	Склад материалов	32	64	2036	12	1,77	100	7,00	0,7	0,6
10	Электроремонтный цех	80	140	11200	12	4,24	400	8,00	0,7	0,95

Для общего освещения производственных помещений средней и большой высоты следует применять различные лампы газоразрядные лампы высокого давления: ДРЛ, МГЛ, НЛВД. Наибольшее распространение имеют лампы типа ДРЛ, также для общего освещения промышленных зданий, независимо от принятой системы освещения, обычно применяют лампы накаливания (ЛЛ). Светильники на две и более ЛЛ укомплектованы пускорегулирующими аппаратами, обеспечивающими коэффициент мощности не ниже 0,92; одноламповые ОП имеют ПРА с коэффициентом мощности не ниже 0,85. Большинство ОП с лампами ДРЛ, МГЛ, НВЛД, ДРИЗ, ДРИ имеют некомпенсированные ПРА с коэффициентом мощности в среднем 0,5. ДРЛ с компенсацией реактивной мощности имеют cos φ = 0,9 [12]. С учётом сказанного принимаем для осветительных приборов среднее значение cos φ = 0,7, так как нет точных данных об используемых светильниках и типах ламп.

Для административного корпуса принимаем cos φ = 0,9, как для люминесцентных ламп. Коэффициент спроса осветительной нагрузки $К_{с.о}$ берём из справочной литературы [13, табл. 4.3]. Для наружного освещения принимается $К_{с.о} = 1$.

3.3 Расчёт нагрузки 0,4 кВ по предприятию

Расчёт для электрических нагрузок 0,4 кВ в целом по предприятию ведётся аналогично расчёту электрических нагрузок цеха. Все рассчитываемые параметры представляются в таблице аналогичной таблице по форме Ф636-92, но включающей ряд дополнительных граф по расчёту осветительной нагрузки цехов предприятия и освещения его территории.

Несколько цехов с малой нагрузкой рационально запитать от трансформаторных подстанций (ТП) соседних цехов.

Рациональность питания цеха по линии 0,4 кВ от ТП соседнего цеха проверим используя практический критерий «пятнадцати тысяч», который состоит в том, что произведение длины линии 0,4 кВ, от низковольтного распределительного пункта (РПН) цеха (при питании его от ТП соседнего цеха), до данной ТП в метрах, на среднюю нагрузку цеха S_c в киловольт-амперах, должно быть меньше 15 тыс. кВ·А·м.

Для проверки по данному критерию выбранных цехов воспользуемся генпланом предприятия. Наметим варианты питания ряда цеховых РПН от ТП соседних цехов.

Принятые решения по питанию цехов с малой нагрузкой представлены в таблице 3.2. Данные таблицы 3.2, т.е. уровень СЭС, следует учитывать при определении $К_{ра}$. Из расчётов видим, что цеха 4, 5, 6, 9 рационально запитывать по линии 0,4 кВ. Следовательно, для этих цехов коэффициент $К_{ра}$ берём как для питающих сетей напряжением до 1000 В [6, табл. 1]. Для остальных цехов берём $К_{ра}$, как для расчётной нагрузки на шинах НН цеховых трансформаторов и для магистральных шинопроводов напряжением до 1 кВ [6, табл. 2].

$$Р_р = К_{ра} \cdot К_{иа} \cdot Р_{ном}$$

$$Q_р = К_{ра} \cdot К_{иа} \cdot Р_{ном} \cdot \operatorname{tg}\varphi = Р_р \cdot \operatorname{tg}\varphi$$

При расчёте нагрузки в целом по предприятию учтём осветительную нагрузку на цеха, для этого ранее рассчитанные данные граф 4, 8, 9 и 10 таблицы 3.1 перенесём для соответствующих цехов в графы таблицы 3.3, в которой представим расчёт электрической нагрузки в целом по предприятию. Нагрузку освещения территории предприятия учтём в отдельной строке, по данным расчёта осветительной нагрузки (таблица 3.1).

Таблица 3.2 – Проверка возможности питания РПН от ТП

Номер РПН	Место установки РПН 0,4 кВ цеха	S_c, кВА	L_p, м	$S_c \cdot Lp$, кВА·м
1	Экспериментальный цех	378,342	188,0	71128
4	Административный корпус	67,508	53,0	3578
5	Тепловозное депо	95,482	90,8	8700
6	Склад оборудования	93,747	67,0	6281
9	Склад материалов	70,463	36,6	2579
10	Электроремонтный цех	811,361	37,0	30020

*Расчёт без учёта компенсации реактивной мощности

Значения активной и реактивной нагрузки освещения определяются по формулам:

$$P_{р.о} = P_{у.о} \cdot F_{ц} \cdot К_{с.о},$$
$$Q_{р.о} = P_{р.о} \cdot tg\,(\arccos\,(\cos\varphi_{о})).$$

В итоговых столбцах таблицы 3.3 записываются суммарные нагрузки ЭП 0,4 кВ и осветительной нагрузкой, а также значение полной мощности нагрузки 0,4 кВ по цехам.

$$S_р = \sqrt{(P_р + P_{р.о})^2 + (Q_р + Q_{р.о})^2}.$$

Таблица 3.3 – Расчёт электрических нагрузок предприятия

Исходные данные																			
Данные технологов			Справочные данные																
Наименование цехов и узлов системы электроснабжения промышленного предприятия	$n_э$	$P_{ном}$, кВт	$К_{иа}$	cosφ	tgφ	$P_с = К_{иа} \cdot P_{ном}$, кВт	$Q_с = К_{иа} \cdot P_{ном} \cdot tg\ \varphi$, квар	$К_{ра}$	$P_р$, кВт	$Q_р$, квар	$F_ц$, м^2	$P_{у.о}$, кВт/м^2	$cos\varphi_о$	$К_{с.о}$	$P_{р.о}$, кВт	$Q_{р.о}$, квар	$P_р + P_{р.о}$, кВт	$Q_р + Q_{р.о}$, квар	$S_р$, кВА
Нагрузка 0,4 кВ																			
1 Экспериментальный цех	90	700,0	0,450	0,700	1,020	315,0	321,36	0,73	228,4	232,99	5586	8,16	0,7	0,80	36,5	37,20	264,84	270,19	378,34
2 Обдирочное отделение	115	3175,0	0,650	0,800	0,750	2063,8	1547,81	0,80	1651,0	1238,25	21323	8,00	0,7	0,95	162,1	165,33	1813,06	1403,58	2292,9
3 Печное отделение	37	1120,0	0,750	0,850	0,620	840,0	520,59	0,85	714,0	442,50	30240	8,00	0,7	0,95	229,8	234,46	943,82	676,96	1161,5
4 Административный корпус	45	70,0	0,500	0,750	0,880	35,0	30,87	1,00	35,0	30,87	2578	9,33	0,9	0,80	19,2	9,32	54,24	40,19	67,5
5 Тепловозное депо	30	130,0	0,500	0,750	0,880	65,0	57,33	1,00	65,0	57,35	707	10,93	0,7	0,80	6,2	6,31	71,19	63,63	95,5
6 Склад оборудования	55	100,0	0,350	0,600	1,330	35,0	46,67	1,00	35,0	46,67	5934	7,00	0,7	0,60	24,9	25,43	59,92	72,09	93,8
7 Шихтовое отделение	66	1780,0	0,650	0,800	0,750	1157,0	867,75	0,80	925,6	694,20	11166	8,00	0,7	0,95	84,9	86,57	1010,46	780,77	1277,0
8 Вспомогательное отделение	63	1445,0	0,600	0,800	0,750	867,0	650,25	0,80	693,6	520,20	9012	8,28	0,7	0,95	70,9	72,32	764,49	592,52	967,2
9 Склад материалов	20	100,0	0,350	0,600	1,330	35,0	46,67	1,00	35,0	46,67	2036	7,00	0,7	0,60	8,6	8,72	43,55	55,39	70,5
10 Электроремонтный цех	43	1937,5	0,354	0,745	0,895	685,5	613,55	0,75	514,1	460,16	11200	8,00	0,7	0,95	85,1	86,84	599,25	547,00	811,4
Итого ЭП 0,4 кВ	564	10557,5	0,578	0,792	0,771	6098,3	4702,84	-	4896,7	3769,82	411973	-	-	-	1976,9	2006,50	6873,58	5776,33	8978,4
Нагрузка 10 кВ																			
3 Печное отделение (ДСП)	4	18700,0	0,850	0,850	0,620	15895,0	9850,84	1,00	15895,0	9850,84									18700,0
Итого по предприятию	568	32557,5	0,676	0,834	0,662	21993,3	14553,70		20791,7	13620,66	411973				1976,88	2006,51	22768,58	15627,17	27615,5

3.4 Расчёт нагрузки электроприемников 10 кВ

В исходных данных на работу приведены параметры высоковольтных электроприёмников 10 кВ по предприятию, переносим данные на них в таблицу 3.3 и производим вычисления аналогичные расчёту нагрузки 0,4 кВ.

Так как в исходных данных приведены только общие сведения по ЭП 10 кВ, то примем их конкретный тип и параметры в соответствии со справочными данными.

В цехе 3 установлены 4 дуговые сталеплавильные печи с промышленной частотой питания. Принимаем для каждой ДСП установку трансформатора ЭТЦПК-12500/10.

3.5 Расчёт картограммы электрических нагрузок

При проектировании СЭС на генеральный план наносится картограмма нагрузок, которая представляет собой окружности, центры которых совпадают с условными центрами нагрузок цехов, а площади кругов пропорциональны расчётным активным нагрузкам цехов [14]. Картограммы нагрузок упрощают задачу по выбору рационального расположения цеховых ТП и ГПП предприятия.

Радиус окружности и углы секторов для каждого цеха определяются по формулам:

$$R_i = \sqrt{\frac{P_{р.i}}{\pi \cdot m}},$$

$$m = \frac{P_{р.i}^{min}}{\pi \cdot R_{min}^2},$$

$$\alpha_{н.i} = 360 \cdot \frac{P_{р.н.i}}{P_{р.i}},$$

$$\alpha_{в.i} = 360 \cdot \frac{P_{р.в.i}}{P_{р.i}},$$

$$\alpha_{о.i} = 360 \cdot \frac{P_{р.о.i}}{P_{р.i}},$$

где R_i – радиус окружности картограммы, мм;

m– масштаб;

$P_{р.i}^{min}$– наименьшая расчётная активная нагрузка из всех цехов, кВт;

R_{min}– минимальный радиус;

$\alpha_{н.i}$, $\alpha_{в.i}$, $\alpha_{о.i}$– углы секторов соответственно для ЭП 0,4 кВ, 10 кВ и осветительной нагрузки, град;

$P_{н.i}, P_{в.i}, P_{о.i}$ – расчётные активные мощности соответственно для ЭП 0,4 кВ, 10 кВ и осветительной нагрузки, кВт.

Принимаем $R_{min} = 5$ мм.

Проведём для примера расчёт картограммы для цеха №3 Печное отделение.

$$m = \frac{P_{p.i}^{min}}{\pi \cdot R_{min}^2},$$

$$m = \frac{43,6}{3,14 \cdot 5^2} = 0,55,$$

$$R_3 = \sqrt{\frac{P_{p.3}}{\pi \cdot m}},$$

$$R_3 = \sqrt{\frac{16838,82}{3,14 \cdot 0,55}} = 98,3 \text{ мм},$$

$$\alpha_{н.3} = 360 \cdot \frac{P_{р.н.3}}{P_{р.3}},$$

$$\alpha_{н.3} = 360 \cdot \frac{714}{16838,82} = 15,3 \text{ град},$$

$$\alpha_{в.3} = 360 \cdot \frac{P_{р.в.3}}{P_{р.3}},$$

$$\alpha_{в.3} = 360 \cdot \frac{15895}{16838,82} = 339,8 \text{ град},$$

$$\alpha_{о.3} = 360 \cdot \frac{P_{р.о.3}}{P_{р.3}},$$

$$\alpha_{о.3} = 360 \cdot \frac{229,82}{16838,82} = 4,9 \text{ град}.$$

Центр нагрузок предприятия является символическим центром потребления ЭЭ предприятия, его координаты найдём по формулам:

$$X_o = \frac{\sum_{i=1}^{N} P_{p.i} \cdot X_i}{\sum_{i=1}^{N} P_{p.i}},$$

$$Y_o = \frac{\sum_{i=1}^{N} P_{p.i} \cdot Y_i}{\sum_{i=1}^{N} P_{p.i}}.$$

По результатам расчёта получены значения координат символического центра нагрузок предприятия: $X_o = 410,91$ и $Y_o = 335,57$. Расчёт картограмм нагрузок предприятия представим в таблице 3.4, где координаты центров нагрузок цехов взяты с генерального плана.

Выводы по разделу 3

Полученные в разделе данные по нагрузкам цехов, и предприятия в целом, будут использованы для выбора рациональной мощности и количества трансформаторов ТП и ГПП. Полученные в разделе данные являются ключевыми для выбора внешней и внутренней схемы электроснабжения предприятия.

Таблица 3.4 – Расчёт картограмм нагрузок предприятия

Наименование цеха	$P_{р.i}$, кВт	$P_{р.н.i}$, кВт	$P_{р.в.i}$, кВт	$P_{р.о.i}$, кВт	X_i, м	Y_i, м	R_i, мм	$a_{н.i}$, град	$a_{в.i}$, град	$a_{о.i}$, град
1 Экспериментальный цех	264,84	228,38	0	36,46	160,90	645,41	12,3	310,4	0,0	49,6
2 Обдирочное отделение	1813,06	1651,00	0	162,06	358,16	456,69	32,3	327,8	0,0	32,2
3 Печное отделение	16838,82	714,00	15895	229,82	433,60	341,25	98,3	15,3	339,8	4,9
4 Административный корпус	54,24	35,00	0	19,24	248,16	519,96	5,6	232,3	0,0	127,7
5 Тепловозное депо	71,19	65,00	0	6,19	565,40	53,50	6,4	328,7	0,0	31,3
6 Склад оборудования	59,92	35,00	0	24,92	403,50	51,00	5,9	210,3	0,0	149,7
7 Шихтовое отделение	1010,46	925,60	0	84,86	403,50	106,50	24,1	329,8	0,0	30,2
8 Вспомогательное отделение	764,49	693,60	0	70,89	185,50	239,00	21,0	326,6	0,0	33,4
9 Склад материалов	43,55	35,00	0	8,55	87,00	241,50	5,0	289,3	0,0	70,7
10 Электроремонтный цех	599,25	514,13	0	85,12	364,00	234,00	18,6	308,9	0,0	51,1
Итого	20877,00	4896,70	15895	728,12	410,91	335,57				

4 ЦЕХОВЫЕ ТРАНСФОРМАТОРНЫЕ ПОДСТАНЦИИ

В данном разделе произведём выбор числа, мощности и типа трансформаторов цеховых трансформаторных подстанций.

Для установки непосредственно в цехах принимаем трансформаторы типа ТМЗ – трансформатор трёхфазный с естественным охлаждение масла и защитой азотной подушкой. Трансформаторы ТМЗ производятся в герметичном исполнении, а в качестве конструктивной защиты масла применяют сухой азот (принцип азотной подушки между зеркалом масла и крышкой трансформатора ТМЗ), азотная подушка позволяет эффективно защищать трансформаторное масло от окисления и компенсирует температурные колебания объёма масла.

Для масляных трансформаторов в соответствии с ПУЭ [5, п.4.2.116] требуется предусмотреть маслоприёмник. При этом учитываем, что ПУЭ ограничивает установку КТП по объёмам масла трансформаторов: «… в одном помещении допускается устанавливать масляные трансформаторы с суммарной массой масла не более 6,5 т, а на каждой открыто установленной КТП могут быть применены масляные трансформаторы с суммарной массой масла не более 3,0 т» [5, п.4.2.118].

Произведём ориентировочный расчёт мощности цеховых трансформаторов комплексным методом расчёта электрических нагрузок, при котором можно ориентироваться на удельную плотность нагрузки цех для выбора мощности и количества трансформаторов цеховой ТП. Экономически обоснованное минимальное количество трансформаторов определяется по формуле:

$$N^{э}_{т.min} = \frac{P_р}{К_{з.т} \cdot S_{т.э}} \pm \Delta N_т,$$

$$S_{уд} = \frac{S_р}{F_ц},$$

где $S_{т.э}$ – экономически целесообразная мощность трансформатора, кВ·А;

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

$\Delta N_т$ – до добавка до ближайшего целого числа трансформаторов;

$S_{уд}$ – удельную плотность нагрузки на квадратный метр производственной поверхности пола, кВ·А/м^2.

Значение $S_{т.э}$ принимается в зависимости от удельной плотности расчётной нагрузки $S_{уд}$, зависимость $S_{т.э}$ от $S_{уд}$ представим в таблице 4.1 [15].

Таблица 4.1 – Экономически целесообразная мощность трансформаторов

$S_{уд}$, кВ·А/м2	0,05	0,08	0,15	0,25	более 0,35
$S_{т.э}$, кВ·А	400	630	1000	1600	2500

Окончательно оптимальное количество трансформаторов определяется по формуле:

$$N_{т.опт} = N^{Э}_{т.min} + m,$$

где m – число трансформаторов дополняющих минимальное их число до оптимального по экономическим соображениям.

Значение m определяется по соответствующим диаграммам на рисунке 4.1.

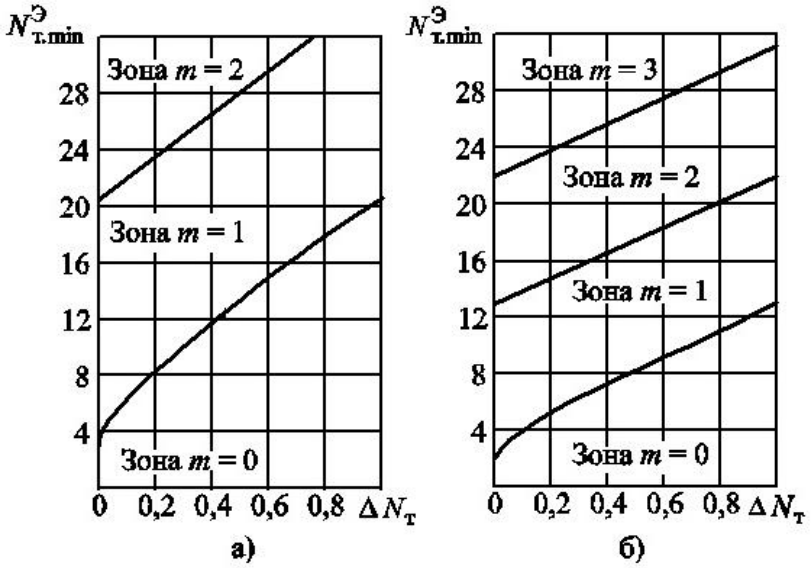

Рисунок 4.1 – Диаграммы для определения числа трансформаторов m, дополняющих минимальное их число до оптимального:
а – $К_{з.т} = 0,7 \div 0,8$; б – $К_{з.т} = 0,9 \div 1$

Также количество трансформаторов цеха определяется категорией надёжности электроснабжения электроприемников ТП могут быть одно- и двухтрансформаторными, реже трёхтрансформаторными, что также определяет коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном и соответственно послеаварийном режиме.

Для 1 и 2 категории потребителей $К_{з.т.доп} = 0,6 \div 0,7$, для 3-й категории по надёжности электроснабжения $К_{з.т.доп} = 0,9 \div 1$, а в том случае, когда требуется только резервирование только части нагрузки, $К_{з.т.доп} = 0,8 \div 0,9$.

Таким образом, в общем случае мощность трансформаторов цеховой ТП корректируется в зависимости от величины расчётной нагрузки цеха, а также её категории, числа типогабаритов трансформаторов на предприятии.

Окончательное количество трансформаторов цеховой ТП принимается максимальным по двум условиям: обеспечение соответствующей категории надёжности электроснабжения и $N_{т.опт}$.

Значение мощности трансформатора $S_{т.ном}$ принимаем по $S_{т.э}$, стараясь придерживаться определённого количества типоразмеров трансформаторов на предприятии. Справочной литературой рекомендуется ограничиться 3-4 типоразмерами.

Определим наибольшее значение реактивной мощности, пропускаемой трансформатором из сети 10 кВ в сеть 0,4 кВ: расчётное значение этой мощности $Q_{1р}$ будет определяться допустимым коэффициентом загрузки трансформатора в нормальном режиме работы, а действительная реактивная мощность Q_1 будет определяться исходя из реактивной мощности нагрузки $Q_р$ и величины $Q_{1р}$. Так как трансформатор может быть не способен пропустить всю реактивную мощность потребляемую в его сети 0,4 кВ, то вычисляется требуемая мощность компенсирующего устройства $Q_{ку}$.

$$Q_{1р} = \sqrt{(N \cdot К_{з.т.доп} \cdot S_{т.ном})^2 - P_р^2},$$

$$Q_1 = \begin{cases} Q_{1р}, \text{ если } Q_{1р} < Q_р \\ Q_р, \text{ если } Q_{1р} \geq Q_р \end{cases},$$

$$Q_{ку} = Q_1 - Q_р .$$

Окончательно рассчитаем коэффициенты загрузки трансформатора в нормальном $К_{з.т.норм}$ и послеаварийном режимах $К_{з.т.п/а}$, при этом для однотрансформаторной ТП коэффициент загрузки в послеаварийном режиме по понятным причинам не рассчитывается:

$$К_{з.т.норм} = \frac{\sqrt{P_р^2 + Q_1^2}}{N \cdot S_{т.ном}},$$

$$К_{з.т.п/а} = \frac{N_1 \cdot S_{р.т}}{(N_1 - 1) \cdot S_{т.ном}},$$

$$S_{т.р} = \frac{\sqrt{P_р^2 + Q_1^2}}{N},$$

где N – число трансформаторов одинаковой номинальной мощности;

N_1 – число взаимно резервированных трансформаторов;

$S_{т.р}$ – расчётная полная мощность нагрузки, приходящейся на один силовой трансформатор цеховой ТП, кВ·А.

Трансформаторные подстанции будут выполнены комплектными трансформаторными подстанциями внутренней установки (КТПВ). Будут установлены трансформаторы типа ТМЗ, производимые например ООО ПО «Силовые трансформаторы» (город Курган). Выбор электрооборудования для КТПВ будет произведён в разделе 8.

Параметры выбранных типов трансформаторов принимаем по справочным данным для трансформаторов типа ТМЗ устанавливаемых в КТПВ [16, табл.11.12].

Размещение внутрицеховых КТПВ будет выполнено с соблюдением следующих требований по пожаробезопасности: заглублённый маслоприёмник без отвода масла, рассчитанный на 100 % объёма масла трансформатора. Площадь заглублённого маслоприёмника будет больше площади основания трансформатора КТПВ, осуществляется перекрытие его решёткой со слоем гравия или гранитного щебня толщиной 25 см с частицами 30 – 70 мм. Уровень масла, в случае аварии, должен быть на 5 см ниже решётки. Удаление масла из маслоприёмника после аварии осуществляют специальным переносным насосным агрегатом с электроприводом.

Для примера рассчитаем параметры трансформатора для ТП 8 – устанавливаемой в цехе №10 обрубочный цех. Цех относится к 3-й категории по надёжности электроснабжения, КТПВ будет выполнена однострансформаторной, послеаварийной перегрузки трансформатора не будет.

$$S_{уд} = \frac{811,4}{11320} = 0,072 \text{ кВ} \cdot \text{А/м}^2.$$

По таблице 4.1 $S_{т.э} = 630 \text{ кВ} \cdot \text{А}$. Из таблицы 3.3 $\Sigma P_р = P_р + P_{р.о} = 599,3 \text{ кВт}$.

$$N^{э.тп\,8}_{т.min} = \frac{599,3}{0,8 \cdot 630} = 1,19 ,$$

$$N_{т.опт} = 1 + 0 = 1.$$

Принимаем к установке один трансформатор ТМЗ-400/10.

$$Q_{1р} = \sqrt{(2 \cdot 0,8 \cdot 400)^2 - 599,3^2} = 224,7 \text{ квар}.$$

Из таблицы 3.3 $\Sigma Q_р = Q_р + Q_{р.о} = 547$ квар, $Q_{1р} < Q_р$ следовательно $Q_1 = Q_{1р} = 224{,}7$ квар – требуется установка низковольтной конденсаторной батареи, мощность которой должна быть больше чем:

$$Q_{ку} = 547{,}0 - 224{,}7 = 322{,}3 \text{ квар}$$

$$S_{т.р} = \frac{\sqrt{599{,}3^2 + 224{,}7^2}}{2} = 320 \text{ квар},$$

$$К_{з.т.норм} = \frac{\sqrt{599{,}3^2 + 224{,}7^2}}{2 \cdot 400} = 0{,}8.$$

Результаты расчёта для остальных цехов представлены в таблице 4.2

Для ТП в соответствии с параметрами выбранных трансформаторов и их количеством рассчитаем активные и реактивные потери, а также суммарные расчётные мощности ТП – с учётом потерь.

$$\Delta P_т = N_т \cdot (\Delta P_{х.х} + \Delta P_{к.з} \cdot К^2_{з.т.н}),$$

$$\Delta Q_т = N_т \cdot \frac{S_{т.ном}}{100\%} \cdot (I_{х.х} + U_{к.з} \cdot К^2_{з.т.н}).$$

Результаты расчёта представлены в таблице 4.3.

Выводы по разделу 4

В данном разделе произведён расчёт требуемого количества трансформаторов для установки в цеховых трансформаторных подстанциях и их мощности. Цеховые трансформаторные подстанции будут выполнены как комплектные трансформаторные подстанции внутренней установке, мощность принятых к установке трансформаторов ТМЗ и объем их масла позволяет произвести установку КТПВ непосредственно в цехах, с соблюдение требований по электробезопасности и пожаробезопасности маслонаполненного оборудования.

Таблица 4.2 – Выбор числа, мощности и типа трансформаторов цеховых ТП

номер ТП	Наименование цехов, подразделений	Категория надежности	Pр, кВт	Qр, квар	Sр, кВА	Fц, м^2	s, кВА / м^2	Sт.э, кВА	Тип тр-ра	Nт.э, шт	DNm, шт	Nт.min, шт	m	Nт. опт, шт	Sт.ном, кВА	Кол-во тр-ров в ТП	№ ТП	Кз.т.д.	Q1р, квар	Q1, квар	Qку, квар	Кз.т.н.	Кз.т.п. ав.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13		14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
1	1 Экспериментальный цех	3	264,84	270,19	378,34	5586	0,068	630	ТМЗ	0,44	-0,44	0	0	1	400	1	1	0,95	272,5	270,2	-	0,95	-
2, 3	2 Обдирочное отделение	2	1813,06	1403,58	2292,86	21323	0,108																
	4 Административный корпус	3	54,24	40,19	67,51	2578	0,026																
Итого ТП 2 и ТП 3		2	1867,30	1443,8	2360,40	23901	0,099	630	ТМЗ	3,70	0,30	4	0	1	800	4	2, 3	0,95	2398,9	1443,8	-	0,74	1,48
4, 5	3 Печное отделение	2	943,82	676,96	1161,50	30240	0,038																
	5 Тепловозное депо	3	71,19	63,63	95,48	707	0,135																
	9 Склад материалов	3	43,55	55,39	70,46	2036	0,035																
Итого ТП 4 и ТП 5		2	1058,56	796,00	1324,40	32983	0,040	400	ТМЗ	3,31	-0,31	3	0	2	400	4	4, 5	0,95	1090,8	796,0	-	0,83	1,66
6	6 Склад оборудования	3	59,92	72,09	93,75	5934	0,016																
	7 Шихтовое отделение	2	1010,46	780,77	1276,97	11166	0,114																
7	8 Вспомогательное отделение	2	764,49	592,52	967,23	9012	0,107																
Итого ТП 6 и ТП 7		2	1834,88	1445,40	2335,80	26112	0,089	630	ТМЗ	3,64	0,36	4	0	1	800	4	6, 7	0,95	2423,8	1445,4	-	0,73	1,46
8	10 Электроремонтный цех	2	599,25	547,00	811,36	11200	0,072	630	ТМЗ	1,19	0,81	2	0	1	400	2	8	0,80	224,7	224,7	322,3	0,80	1,60

*Неответственные потребители 0,4 кВ будут отключены, для обеспечения $К_{з.т.п.ав} \leq 1,4$.

Таблица 4.3 – Расчёт потерь мощности в цеховых трансформаторах

Наименование цехов, подразделений	Место установки ТП	Номер ТП	Тип тр-ра	$N_т$, шт	$S_{т.ном}$, кВ·А	$К_{з.т.н}$	$Р_{хх}$, кВт	$Р_{кз}$, кВт	$I_{хх}$, %	$U_{кз}$, %	$Р_т$, кВт	$Q_т$, квар	Рр + $Р_т$, кВт	Q_1 + $Q_т$, квар	$S_р$, кВА
Цех 1	Цех 1	1	ТМЗ	1	400	0,95	0,95	5,5	2,1	4,5	5,9	24,5	270,7	294,7	400,2
Цеха 2 и 4	Цех 2	2, 3	ТМЗ	4	800	0,74	1,90	7,6	1,5	4,4	24,1	124,6	1891,4	1568,4	2457,1
Цеха 3, 5, 9	Цех 3	4 и 5	ТМЗ	4	400	0,83	0,95	5,5	2,1	4,5	18,9	82,9	1077,4	878,9	1390,5
Цеха 6, 7, 8	Цеха 7, 8	6 и 7	ТМЗ	4	800	0,73	1,90	7,6	1,5	4,4	23,8	123,0	1858,7	1568,4	2432,0
Цех 10	Цех 10	8	ТМЗ	2	400	0,80	0,95	5,5	2,1	4,5	8,94	39,8	608,2	264,6	663,2
Итого											81,6	394,9	5706,4	4575,0	7313,9

5 СИСТЕМА ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

5.1 Рациональное напряжение внешнего электроснабжения

Произведём расчёт нагрузки предприятия как для 5-го уровня СЭС, для этого определим коэффициент одновременности максимума нагрузки $К_{ом}$ и коэффициент использования $К_{иа}$:

$$К_{ом} = f(К_{иа}, n),$$
$$n = m + N + M,$$
$$К_{иа} = \frac{P_{с.нв} + P_{с.вв}}{P_{ном.нв} + P_{ном.вв}},$$

где $К_{ом}$ – коэффициент одновременности максимума нагрузки;

n – число присоединений на сборных шинах ГПП;

m – число цеховых ТП;

N – число высоковольтных приёмников;

M – число РП 10 кВ.

$$n = 8 + 4 + 0 = 12,$$
$$К_{иа} = \frac{P_{с.нв} + P_{с.вв}}{P_{ном.нв} + P_{ном.вв}} = \frac{6098,3 + 15985}{10557,5 + 18700} = 0,752.$$

По справочным данным $К_{ом} = 0,9$ [6, табл. 3].

Рассчитаем активную и реактивную нагрузку на 5-ом уровне:

$$P_р^V = K_{ом} \cdot \left[\sum_1^{m1} P_{рi}^{III} + \sum_1^{N1} k_{иаi} \cdot p_{номi} + \sum_1^{M} P_{рi}^{IV} + \sum_1^{L1} \Delta P_{тi} \right] + P_{р.о},$$
$$P_р^V = 0,9 \cdot [6098,3 + 15985 + 0 + 81,6] + 1976,9 = 21844,3 \text{ кВт},$$
$$Q_р^V = K_{ом} \cdot \left[\sum_1^{m1} Q_{рi}^{III} + \sum_1^{N1} k_{иаi} \cdot p_{номi} \cdot tg\varphi_i + \sum_1^{M} Q_{рi}^{IV} + \sum_1^{L} \Delta Q_{тi} \right] + Q_{р.о},$$
$$Q_р^V = 0,9 \cdot [4702,8 + 9850,8 + 0 + 394,9] + 2006,5 = 15460,2 \text{ квар}.$$

Реактивная нагрузка на 5-м уровне рассчитана без учёта компенсации реактивной мощности (КРМ).

Номинальное напряжение электрической сети внешнего электроснабжения предприятия выберем из имеющихся возможных к подключению на подстанции энергосистемы, используя формулу Стилла. Рациональное напряжение по формуле Стилла определяется как:

$$U_{рац} = 4{,}34 \cdot \sqrt{L + 0{,}016 \cdot P_p^V},$$

$$U_{рац} = 4{,}34 \cdot \sqrt{7{,}5 + 0{,}016 \cdot 21844{,}3} = 82 \text{ кВ},$$

где L – длина линии электропередач, км.

Из рекомендаций по проектированию электрических сетей следует, что при рациональном напряжении $U_{рац} = 82$ кВ следует выбрать номинальное напряжение сети $U_{ном} = 110$ кВ. Ближайшая, заданная по исходным данным, подстанция энергосистемы даёт возможность произвести подключение на данном номинальном напряжении сети.

5.2 Выбор типа и мощности трансформаторов главной понизительной подстанции предприятия

Для обеспечения требуемой категории надёжности электроснабжения предприятия, принимаем двухтрансформаторную подстанцию.

Рассчитаем предельное значение реактивной мощности передаваемой по сети 110 кВ от подстанции энергосистемы по формуле:

$$Q_э = P_p^V \cdot \operatorname{tg} \varphi_э,$$

где $\operatorname{tg} \varphi_э$ – предельный коэффициент реактивной мощности.

Для сети 110 кВ $\operatorname{tg} \varphi_э = 0{,}5$, в соответствии с приказом Минпромэнерго РФ от 22.02.2007 №49.

$$Q_э = 21844{,}3 \cdot 0{,}5 = 10922{,}1 \text{ квар},$$

Потери в трансформаторах ГПП приближено оценим по формуле:

$$\Delta Q_{т.гпп} = 0{,}07 \sqrt{(P_p^V)^2 + (Q_э)^2},$$

$$\Delta Q_{т.гпп} = 0{,}07 \sqrt{(21844{,}3)^2 + (10922{,}1)^2} = 1709{,}6 \text{ квар}.$$

Ориентировочное значение мощности одного трансформатора двухтрансформаторной ГПП, по условию допустимой загрузки трансформатора в нормальном и послеаварийном режиме определим по формуле:

$$S_{ном.т.гпп} = \frac{\sqrt{(P_p^V)^2 + (Q_э - \Delta Q_т)^2}}{K_{з.т} \cdot N_т},$$

$$S_{ном.т.гпп(норм\ режим)} = \frac{\sqrt{21844,3^2 + (10922,1 - 1709,6)^2}}{0,7 \cdot 2} = 16933,9\ кВ \cdot А.$$

Для принятого напряжения внешнего электроснабжения и ориентировочной номинальной мощности одного трансформатор ГПП, при установке двух трансформаторов, принимаем к установке два трансформатора марки ТДН–16000/110-76 У1 (РПН в нейтрали ±16% ±9 ступеней), параметры трансформатора представим в таблице 5.1 [16, 17]. Расчётные данные для одного трансформатора представлены в таблице 5.2.

Таблица 5.1 – Параметры трансформатора ТДН–16 000/110-76 У1

$S_{т.ном}$, кВ·А	$U_{ном}$, кВ		$\Delta P_{хх}$, кВт	$\Delta P_{кз}$, кВт	$I_{хх}$, %	$U_{кз}$, %	Размеры, м			Масса, т		
	ВН	НН					L	В	Н	Транспортная	Масла	Полная
16 000	115	11	18	85	0,85	10,5	6,6	4,4	5,57	44	22,4	40,3

Таблица 5.2 – Расчётные данные трансформаторов ГПП

$N_т$, шт	$К_{з.т.н.}$	$К_{з.т.п/а}$	$\Delta P_т$, кВт	$\Delta Q_т$, квар
2	0,74	1,48	129,3	2116,2

5.3 Выбор схемы внешнего электроснабжения

При работе нескольких дуговых печей рекомендуется соблюдать определённый технологический процесс. Следовательно на ВН ГПП требуется установка выключателя.

Рассмотрим два варианта схемы: №110-3Н «блок линия-трансформатор с выключателем» и №110-4Н «два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии». Данные схемы будут выполнены в соответствии с типовыми схемам для проектирования [18, 19]. Выбор сделаем на основании технико-экономических расчётов в пункте 9.

5.4 Выбор провода воздушной линии 110 кВ

По рассчитанной нагрузке предприятия на 5-м уровне СЭС и потерям в выбранном трансформаторе рассчитаем ток нормального режима работы одной цепи воздушной линии 110 кВ, проложенной на двуцепных опорах. Ток в послеаварийном режиме, т.е. при отключении одного трансформатора или цепи

воздушной линии будет определяться номинальной мощностью одного трансформатора ГПП и его загрузкой в послеаварийном режиме.

$$I_{р.вл.норм} = \frac{\sqrt{(P_р^V + \Delta P_т)^2 + (Q_э)^2}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_с},$$

$$I_{р.вл.п/ав} = \frac{1,4\ S_{ном.т.гпп}}{\sqrt{3} \cdot U_с},$$

где n – число цепей воздушной линии или число параллельных ЛЭП;

$U_с$ – номинальное напряжение ЛЭП, кВ.

$$I_{р.вл.норм} = \frac{\sqrt{(21844,3 + 129,3)^2 + 10922,1^2}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 64,4\ А,$$

$$I_{р.вл.п/ав} = \frac{1,6 \cdot 16 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} = 134,4\ А.$$

Сечение выбираемого провода должно быть проверено по экономической плотности тока $j_{эк}$ [5, табл. 1.3.36]. Нормированное значение экономической плотности тока с одной стороны зависит от типа изоляции проводника и материала его жилы, а с другой от числа часов использования максимума нагрузки в год $T_{и.м}$. Для неизолированных алюминиевых проводов и $T_{и.м} > 5000$ имеем $j_{эк} = 1$ А/мм^2.

$$F_{р.вл} = \frac{I_{р.вл}}{j_{эк}},$$

$$F_{р.вл} = \frac{64,4}{1} = 64,4\ мм^2.$$

Принимаем к прокладке воздушную линию на двуцепных железобетонных опорах с проводом 2хАС-70/11, для которого $I_{дл.доп} = 265$ А.

Выводы по разделу 5

По определённой расчётной мощности нагрузки предприятия, то есть на пятом уровне СЭС, была рассчитана рациональная мощность трансформаторов ГПП и произведён их выбор. Рассчитано сечение и выбран провод питающей воздушной линии электропередач 110 кВ. Питание ГПП будет осуществляться от шин 110 кВ ТЭЦ, расстояние до которой 7,5 км. ВЛ будет выполнена на двуцепных ж/б опорах с грозозащитным тросом.

6 СИСТЕМА ВНУТРИЗАВОДСКОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

6.1 Выбор величины напряжения и схемы электроснабжения

Важным вопросом рационального электроснабжения является выбор напряжения схемы питания электроприёмников предприятия. На предприятии имеются высоковольтные ДСП 10 кВ, мощность которых составляет большую часть нагрузки предприятия, поэтому принимаем для схемы внутреннего электроснабжения напряжение 10 кВ.

При анализе возможных вариантов схем питания ТП и высоковольтных электроприемников, принято решение производить питание по комбинированной схеме, то есть с применением как радиальных, так и магистральных линий.

Для сохранения надёжности питания ТП, магистральные линии будут питать не более двух ТП, что также удобно при планировании прокладки питающих линий.

6.2 Выбор типа кабеля 10 кВ

В соответствии с рекомендациями проектных институтов [20] для прокладки в земляных траншеях в почве со средней коррозионной активностью грунта, наличием блуждающими токов, колебаний и растягивающих усилий (таблица 1.1) принимаем на рассмотрение для прокладки следящие марки кабелей: АСПУ и АСПлУ. В настоящее время кабель марки АСПУ соответствует кабелю марки АСП. Принимаем к прокладке кабель типа АСП.

Маркировка кабеля АСП расшифровывается следующим образом:

А – алюминиевая токопроводящая жила;

С – свинцовая оболочка;

П – броня из стальных оцинкованных проволок;

Конструкция: алюминиевая токопроводящая жила: однопроволочная (класс 1) сечением 25-240 мм^2 или многопроволочная (класс 2) сечением 70-240 мм^2.

Длительно допустимая температура нагрева жил кабелей при эксплуатации составляет +60°С, при перегрузке составляет +80°С.

Фазная бумажная изоляция, пропитанная вязким или нестекающим изоляционным пропиточным составом. Маркировка цифровая или цветовая. Заполнение из бумажных жгутов. Поясная изоляция - бумага, пропитанная вязким изоляционным составом. Экран из электропроводящей бумаги. Алюминиевая оболочка. Подушка – битум, плёнка ПВХ, крепированая бумага и кабельная пряжа. Подслой – битум и плёнка ПЭТ. Броня из стальных круглых оцинкованных проволок. Наружный покров из ПВХ пластиката.

Эксплуатация возможна в макроклиматических районах с умеренным и холодным климатом. Кабель прокладывают в земле (траншеях) с высокой коррозионной активностью с наличием блуждающих токов, если в процессе эксплуатации кабели подвергаются значительным растягивающим усилиям

(насыпные, болотистые, пучинистые и многолетнемерзлые грунты, вертикальные участки трасс). Срок службы кабеля АСП– не менее 30 лет.

6.3 Расчёт питающих линий

Произведём расчёт и выбор сечений питающих кабельных линий в соответствии с рекомендациями учебной и справочной литературы [5, 7, 21].

1) Сечение кабелей должно быть выбрано по экономической плотности тока для нормального режима работы.

2) Кабели должны удовлетворять требованиям в отношении предельно допустимого нагрева с учётом нормальных, а также послеаварийных режимов.

3) Сечение кабелей проверяется по потере напряжения в линии.

4) Кабели подлежат проверке на условия нагревания жил током короткого замыкания (КЗ), т.е. по термической устойчивости току короткого замыкания. Повышение температуры жил кабелей при КЗ ведёт к химическому разложению изоляции и резкому снижению её электрической и механической прочности.

При этом сечения кабеля принимается наибольшее, определённое по данным условиям. В силу необходимости расчёта токов короткого замыкания, в данном разделе представим лишь часть расчётов и предварительный выбор сечений кабелей питающих линий. Конечный выбор будет определяться по результатам расчёта токов короткого замыкания в разделе 7 и проверке принятых сечений на термическую стойкость току короткого замыкания.

6.3.1 Выбор сечения кабеля по экономической плотности тока

Производится расчёт тока протекающего по кабелю при нормальном и послеаварийном режиме работы. При этом для кабелей, питающих потребителей 1-й и 2-й категории, под послеаварийным режимом работы понимаем самый тяжёлый случай – отключение одной из линий, т.е. вся нагрузка перейдёт на резервирующую линию.

$$I_{р.кл} = \frac{S_{р.кл}}{\sqrt{3} \cdot U_с},$$

$$I_{р.к.норм} = I_{р.к} = \frac{I_{р.кл}}{n_к},$$

$$I_{р.к.п/ав} = \frac{I_{р.кл} \cdot 2}{n_к},$$

где $S_{р.кл}$ – расчётная мощность передаваемая по кабельной линии, кВ·А;

$I_{р.к.норм}$ – расчётный ток кабеля в нормальном режиме работы, А;

$n_к$ – число параллельно подключённых кабелей в кабельной линии.

$S_{р.кл}$ это нагрузка приходящаяся на кабельную линию, т.е. при питании двухтрансформаторной подстанции эта мощность будет равна половине расчётной мощности нагрузки ТП при радиальной схеме и половине мощности нагрузки всех ТП питаемых по данной кабельной линии при магистральной схеме. При питании синхронного двигателя это мощность питаемого по этой КЛ двигателя, для ИЧТ – это номинальная мощность печной установки. При питании секции шин РП – это половина всей мощности нагрузки подключённой к РП.

Выбор сечения кабеля по экономической плотности тока:

$$F_э = \frac{I_{р.к.норм}}{j_э},$$

где $j_э$ – нормированное значение экономической плотности тока, А/мм^2.

Нормированное значение экономической плотности тока с одной стороны зависит от типа изоляции проводника и материала его жилы, а с другой от числа часов использования максимума нагрузки в год $T_{и.м}$. Для кабелей с бумажной изоляцией и алюминиевыми жилами, при $T_{и.м} > 5000$ часов, в соответствии с ПУЭ принимаем $j_э = 1,2$. По рассчитанному экономическому сечению жилы кабеля выбирается ближайшее стандартное сечение.

6.3.2 Выбор сечения кабеля по длительно допустимому току в нормальном и послеаварийном режимах

Учитывая способ прокладки и условия окружающей среды (участок более 10 м с наихудшими условиями прокладки), а также материал жилы и изоляции кабеля, по ПУЭ [10] берём значение допустимого длительного тока $I_{дл.доп}$ для сечения, выбранного по экономической плотности тока в нормальном режиме работы.

В ПУЭ значения $I_{дл.доп}$ приняты для температур жил +65 ^{o}С, окружающего воздуха +25 ^{o}С и земли +15 ^{o}С, поэтому для учёта реальных условий прокладки кабелей вводятся поправочные коэффициенты.

$$I'_{дл.доп} = К_n \cdot К_t \cdot К_ρ \cdot I_{дл.доп},$$

где $К_n$ – поправочный коэффициент на количество работающих кабелей, лежащих рядом в земле (в трубах или без труб) [5, табл. 1.3.26];

$К_t$ – поправочный коэффициент на токи кабелей в зависимости от температуры земли и воздуха [5, табл. 1.3.3];

$К_ρ$ – поправочный коэффициент на допустимый длительный ток кабелей, проложенных в земле, в зависимости от удельного сопротивления земли, принимаем $К_ρ = 1$, для нормальной почвы [5, табл. 1.3.23].

Поправочный коэффициент на токи кабелей в зависимости от температуры земли и воздуха $К_t$ берём согласно ПУЭ [5, табл.1.3.3] для нормированной температуры жилы 60 °С, условной температуры среды окружающего воздуха +25 °С и земли +15 °С и соответствующей расчётной температуре окружающей среды +22,3 °С и +15,4 °С, по исходным данным (таблица 1.1). Для прокладки в земле $К_t = 0{,}996$, для прокладки в воздухе $К_t = 1{,}024$.

Произведём выбор кабелей для питания РПН 0,4 кВ. Принимаем аналогичный кабель АСП, но четырёхжильный для напряжения 1 кВ, для данного кабеля длительно допустимая температура нагрева жил кабелей при эксплуатации составляет +80°С, при перегрузке составляет +105°С. Расчёт представим в таблице 6.1.

Для кабелей с бумажной пропитанной изоляцией, несущих нагрузки меньше номинальных, и проложенных в земле, может допускаться перегрузка на период ликвидации послеаварийного режима в соответствии с ПУЭ.

$$I'_{дл.доп.п/ав} = I'_{дл.доп} \cdot К_{п/ав},$$

где $К_{п/ав}$ – коэффициент допустимой перегрузки кабеля на период ликвидации послеаварийного режима [5, табл. 1.3.2].

Если условие $I_{р.к.п/ав} < I'_{дл.доп.п/ав}$, для выбранного по экономической плотности тока сечения, не выполняется, тогда выбирается следующее стандартное сечение и повторяется расчёт.

6.3.3 Проверка кабеля по потере напряжения

Проверка кабеля по потере напряжения осуществляется для выбранного сечения, удовлетворяющего условиям по току послеаварийного режима. По размеченным на генеральном плане предприятия кабельным линиям определяется их длина, при этом учитываем увеличение длины кабеля за счёт применения прокладки "змейкой" – 2%, отходов – 2%, на изгибы и повороты – 4%, итого длина линии (длина траншеи по генплану плюс расстояние до электрооборудования в здание) будет дополнительно увеличена в 1,08 раза. Сопротивления кабелей для принятых сечений берём из справочной литературы [18].

$$\Delta U\% = \frac{L_{кл} \cdot (P_{р.кл} \cdot r_0 + Q_{р.кл} \cdot x_0)}{n_к \cdot U_с^2} \cdot 100\%.$$

По проведённым расчётам принимается сечение $F_р$, которое удовлетворяет требованиям по нагреву в нормальном и после аварийном режиме, а также по потере напряжения в кабеле.

6.3.4 Пример расчёта и выбора кабеля питающей линии 10 кВ

Для примера произведём расчёт сечения кабеля для линии №6 ГПП-ТП4. Линии №6 и 7 образуют двойную магистральную схему питания, поэтому КЛ 6 должна быть рассчитана в нормальном режиме работы на половину нагрузки ТП 4 и ТП 5. Из таблицы 4.2 и 4.3 находим активные и реактивные мощности нагрузки на первые секции шин ТП 1 и ТП 4, как половину суммы расчётной нагрузки ТП и потерь в трансформаторах ТП:

$$P_{тп4}^{сш1} = \frac{P_{р.тп1} + \Delta P_{т.тп1}}{2},$$

$$P_{тп4}^{сш1} = \frac{1077,4}{2} = 538,7 \text{ кВт},$$

$$Q_{тп4}^{сш1} = \frac{Q1_{тп} + \Delta Q_{т.тп}}{2},$$

$$Q_{тп4}^{сш1} = \frac{878,9}{2} = 439,5 \text{ квар},$$

Тогда для кабельной линии КЛ 1 можно будет произвести вычисление токов в нормальном и послеаварийном режимах работы:

$$I_{р.кл1} = \frac{\sqrt{(P_{тп4}^{сш1})^2 + (Q_{тп4}^{сш1})^2}}{\sqrt{3} \cdot U_с},$$

$$I_{р.кл1} = \frac{\sqrt{(538,7)^2 + (439,5)^2}}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 38,2 \text{ А},$$

$$I_{р.к.норм}^{кл1} = I_{р.к}^{кл1} = \frac{I_{р.кл1}}{n_к^{кл1}},$$

$$I_{р.к.норм}^{кл1} = I_{р.к}^{кл1} = \frac{38,2}{1} = 38,2 \text{ А},$$

$$I_{р.к.п/ав}^{кл1} = \frac{I_{р.кл1} \cdot 2}{n_к^{кл1}},$$

$$I_{р.к.п/ав}^{кл1} = \frac{38,2 \cdot 2}{1} = 76,4 \text{ А},$$

$$F_э^{кл1} = \frac{38,2}{1,2} = 31,9 \text{ мм}^2,$$

Берём ближайшее стандартное сечение 35 мм^2, с длительно допустимым током $I_{дл.доп} = 115$ А. Согласно генеральному плану для КЛ 6 наихудшей средой будет прокладка в траншее 6-ти работающих кабелей (кабельные линии 6, 7, 15, 16, 17, 18), согласно ПУЭ [5, табл.1.3.26] $К_п = 0,81$. Для нормальной почвы $К_\rho = 1$

[10, табл.1.3.23], и как было оговорено ранее, данный коэффициент не учитываем. Температурный коэффициент $К_t = 1{,}007$.

$$I'^{кл1}_{дл.доп} = 0{,}81 \cdot 0{,}996 \cdot 1 \cdot 115 = 92{,}8 \text{ А}.$$

Учтём допустимый послеаварийный перегруз на время ликвидации аварии коэффициентом $К_{п/ав} = 1{,}25$.

$$I'^{кл1}_{дл.доп.п/ав} = 92{,}8 \cdot 1{,}25 = 116 \text{ А}.$$

Длительно допустимый ток в послеаварийном режиме, с учётом условий прокладки кабеля, оказался больше расчётного послеаварийного тока $I^{кл1}_{р.к.п/ав} = 76{,}5$ А, следовательно данное сечение проходит по токам нормального и послеаварийного режимов с учётом условий прокладки и возможного послеаварийного перегруза.

Рассчитаем падение напряжение в кабеле данной КЛ 1. Сопротивления берём из справочной литературы [18].

$$L_{кл1} = 0{,}368 \cdot 1{,}08 = 0{,}4 \text{ км},$$

$$\Delta U\% = \frac{0{,}4 \cdot (538{,}7 \cdot 0{,}89 + 439{,}5 \cdot 0{,}095) \cdot 10^3}{1 \cdot (10{,}5 \cdot 10^3)^2} \cdot 100\% = 0{,}19\ \%.$$

Потери напряжения в кабеле не превышают 5%, следовательно, выбранное сечение удовлетворяет и этому требованию.

Аналогичные расчёты были проведены для всех остальных кабельных линий 10 и 0,4 кВ, результаты расчёта представим в таблице 6.1.

После проведённых расчётов принято предварительное сечение, которое удовлетворяет требованиям работы в нормальном и послеаварийном режимах сети. Предварительное сечение будем использовать в расчётах токов короткого замыкания, по результатам которых определим минимальное сечение кабеля по условиям его термической стойкости к току короткого замыкания.

Таблица 6.1 – Расчёт сечений силовых кабелей питающих линий

Номер кабельной линии	Начальный и конечный пункт КЛ	$P_{р.кл}$, кВт	$Q_{р.кл}$, квар	$S_{р.кл}$, кВ·А	$I_{р.кл}$, А	$n_к$	$F_э$, мм^2	$F_р$, мм^2	$I_{р.к.норм}$, А	$I_{р.к.п/ав}$, А	Наихудшая среда прокладки	$I_{дл.доп}$, А	Кол-во рядом лежащих кабелей	$K_п$, о.е.	K_t, о.е.	$I'_{дл.доп}$, А	$K_{п/а}$, о.е.	$I'_{дл.доп.п/ав}$, А	L, км	$r_о$, Ом/км	$x_о$, Ом/км	ΔU, %
1	ГПП - ТП 1	270,7	294,7	400,2	22,0	1	18,3	16	22,0	44,0	земля	75	1	1,00	0,996	74,7	1,25	93,4	0,172	1,94	0,113	0,09
2,3	ГПП - ТП 2	945,7	784,2	1228,5	67,6	1	56,3	50	67,6	135,1	земля	140	6	0,81	0,996	112,9	1,25	141,2	0,217	0,62	0,090	0,13
4, 5	ТП 2 - ТП 3	472,9	392,1	614,3	33,8	1	28,1	25	33,8	67,6	земля	90	6	0,81	0,996	72,6	1,25	90,8	0,123	1,24	0,099	0,07
6, 7	ГПП - ТП 4	538,7	439,5	695,2	38,2	1	31,9	35	38,2	76,5	земля	115	6	0,81	0,996	92,8	1,25	116,0	0,398	0,89	0,095	0,19
8, 9	ТП 4 - ТП 5	269,4	219,7	347,6	19,1	1	15,9	16	19,1	38,2	земля	75	6	0,81	0,996	60,5	1,25	75,6	0,123	1,94	0,113	0,06
10, 11	ГПП - ТП 6	929,3	784,2	1216,0	66,9	1	55,7	50	66,9	133,7	земля	140	6	0,81	0,996	112,9	1,25	141,2	0,526	0,62	0,090	0,31
11, 12	ТП 6 - ТП 7	464,7	392,1	608,0	33,4	1	27,9	25	33,4	66,9	воздух лоток	90	2	0,92	1,024	84,8	1,25	106,0	0,1858	1,24	0,099	0,10
13, 14	ГПП - ТП 8	304,1	132,3	331,6	18,2	1	15,2	16	18,2	36,5	земля	75	6	0,81	0,996	60,5	1,25	75,6	0,671	1,94	0,113	0,37
15	ГПП - ДСП1	3973,8	2462,7	4675,0	257,1	1	214,2	240	257,1	514,1	земля	355	6	0,81	0,996	286,4	1,25	358,0	0,1801	0,13	0,075	0,12
16	ГПП - ДСП2	3973,8	2462,7	4675,0	257,1	1	214,2	240	257,1	514,1	земля	355	6	0,81	0,996	286,4	1,25	358,0	0,216	0,13	0,075	0,14
17	ГПП - ДСП3	3973,8	2462,7	4675,0	257,1	1	214,2	240	257,1	514,1	земля	355	6	0,81	0,996	286,4	1,25	358,0	0,252	0,13	0,075	0,16
18	ГПП - ДСП4	3973,8	2462,7	4675,0	257,1	1	214,2	240	257,1	514,1	земля	355	6	0,81	0,996	286,4	1,25	358,0	0,288	0,13	0,075	0,19
Кабельные линии 1 кВ																						
19	ТП2 - РП1	54,2	40,2	67,5	97,4	1		25	97,4	0,0	земля	115	1	1,00	0,996	114,5	1,25	143,2	0,0578	1,24	0,060	2,52
20	ТП6 - РП2	59,9	72,1	93,7	135,3	1		50	135,3	0,0	земля	165	1	1,00	0,996	164,3	1,25	205,4	0,0737	0,62	0,060	1,91
21	ТП4 - РП3	71,2	63,6	95,5	137,8	1		50	137,8	0,0	земля	165	1	1,00	0,996	164,3	1,25	205,4	0,0994	0,62	0,060	2,98
22	ТП5 - РП4	43,6	55,4	70,5	101,7	1		25	101,7	0,0	земля	115	1	1,00	0,996	114,5	1,25	143,2	0,0405	1,24	0,060	1,45

Выводы по разделу 6

Были рассмотрены варианты фрагмента схемы внутризаводского электроснабжения для технико-экономического сравнения, дальнейший расчёт по технико-экономическому сравнению варрантов будет произведён в разделе 9.

Произведён выбор типа кабеля, расчёт количества и предварительного сечения кабелей питающих линий 10 и 0,4 кВ. К прокладке приняты кабели 10 кВ АСП с алюминиевыми токопроводящими жилами, бумажной изоляцией, алюминиевой оболочкой и броней из стальных проволок. Намечена прокладка кабелей в земляных траншеях, что обусловлено относительно небольшим количеством кабельных линий, а также лучшими условиями охлаждения кабелей в земле. Проходы под автодорогами и ж/д путями будут осуществляться проколами стальными трубами, в которые будут заложены асбестоцементные трубы, а также способом бурения и закладки асбестоцементных труб – способ устройства переходов требуется определять при конкретных условиях грунта и местности.В печном цехе для питания печных трансформаторов кабели будут подводиться по территории цеха в ж/б лотках на уровне пола, при этом будет обеспечена требуемая защита кабелей – в частности от растекания горячего металла.

Окончательный выбор сечений кабелей будет сделан по результатам расчёта токов КЗ в разделе 7.

7 РАСЧЁТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

В данном разделе произведём расчёт значений токов короткого замыкания (КЗ) в сетях напряжением до и выше 1000 В, в максимальных режимах работы энергосистемы. Значения токов КЗ требуются для проверки на термическую и электродинамическую стойкость электрооборудования и отключающую способность коммутационных аппаратов.

7.1 Расчёт токов короткого замыкания в сетях выше 1000 В

При расчёте токов трёхфазного короткого замыкания будем пользоваться положения руководящих документов [22, 23] и справочной литературой [7].

Расчёт проведём в относительных единицах, для этого зададимся базисными значениями. Принимаем $S_б$ = 1000 МВ·А и базисное напряжение – среднее напряжение II ступени $U_б = U_{бII} = 10{,}5$ кВ. Тогда используя точное приведение определим базисные напряжения для остальных ступеней, точное приведение осуществляется по реальным коэффициентам трансформации относительно базисной ступени напряжения (по номинальным напряжениям обмоток трансформаторов).

$$U_{бI} = U_б \cdot \frac{1}{n_{т1}},$$

$$U_{бI} = 10{,}5 \cdot \frac{1}{11/115} = 109{,}8 \text{ кВ},$$

$$U_{бII} = U_б = 10{,}5 \text{ кВ},$$

$$U_{бIII} = U_б \cdot \frac{1}{n_{т2}},$$

$$U_{бIII} = 10{,}5 \cdot \frac{1}{10/0{,}4} = 0{,}42 \text{ кВ}.$$

Определим базисные сопротивления для всех ступеней:

$$Z_б = \frac{U_б^2}{S_б},$$

$$Z_{бI} = \frac{(109{,}8 \cdot 10^3)^2}{1000 \cdot 10^6} = 12{,}056 \text{ Ом},$$

$$Z_{бII} = \frac{(10{,}5 \cdot 10^3)^2}{1000 \cdot 10^6} = 0{,}1103 \text{ Ом},$$

$$Z_{бIII} = \frac{(0{,}42 \cdot 10^3)^2}{1000 \cdot 10^6} = 0{,}000176 \text{ Ом}.$$

В данном разделе расчёт сопротивлений будет проведён в относительных единицах (о.е.), при этом символ «*» будем опускать. Если в дальнейшем понадобятся значения соответствующих сопротивлений в абсолютных единицах, то для перевода потребуется умножить полученное значение в относительных единицах на базисное сопротивление ступени напряжения, для которой ведётся расчёт. Базисные значения токов КЗ на соответствующих ступенях напряжения определяются по формуле 7.1:

$$I_б = \frac{S_б}{\sqrt{3}U_б}, \quad (7.1)$$

$$I_{бI} = \frac{10^9}{\sqrt{3}\cdot 109{,}8\cdot 10^3} = 5{,}258 \text{ кА},$$

$$I_{бII} = \frac{10^9}{\sqrt{3}\cdot 10{,}5\cdot 10^3} = 54{,}986 \text{ кА},$$

$$I_{бIII} = \frac{10^9}{\sqrt{3}\cdot 0{,}42\cdot 10^3} = 1374{,}6 \text{ кА}.$$

Тогда ток трёхфазного КЗ в именованных единицах, в требуемой точке, будет определяться по формуле:

$$I_к^{(3)} = \frac{E_э \cdot I_б}{X_\Sigma},$$

где X_Σ – суммарное сопротивление от источника питания до точки КЗ, о.е.;

$E_э$ – эквивалентная ЭДС источников подпитывающих место точки КЗ, о.е..

Вычислим сопротивления всех элементов схемы замещения, приведённые к базисным условиям, то есть в относительных единицах. Сопротивление энергосистемы:

$$X_c = \frac{S_б}{S_к},$$

$$X_c = \frac{1000\cdot 10^6}{5320\cdot 10^6} = 0{,}188$$

Сопротивление одной цепи воздушной линии выполненной проводом АС-70/11:

$$X_{вл} = X_{0.вл}\cdot L_{вл}\cdot \frac{S_б}{U^2_{ср.ном.I}},$$

$$X_{л} = X_{вл} = 0,444 \cdot 7,5 \cdot \frac{1000 \cdot 10^6}{\left(115 \cdot 10^3\right)^2} = 0,276$$

Сопротивления трансформаторов в относительных единицах определяется по формуле 7.2. Сопротивление трансформатора ГПП определяем при среднем положении регулятора РПН.

$$X_{т} = \frac{U_{кз}\% \cdot S_{б}}{100 \cdot S_{т.н}}, \qquad (7.2)$$

$$X_{тр} = X_{т.гпп} = \frac{10,5 \cdot 1000 \cdot 10^6}{100 \cdot 16 \cdot 10^6} = 6,56.$$

$$X_{кл} = X_{0.кл} \cdot L_{кл} \cdot \frac{S_{б}}{U^2_{ср.ном.II}},$$

Схема замещения для расчёта токов КЗ с указанием численных значений сопротивлений и ЭДС в относительных единицах, приведена на рисунке 7.1.

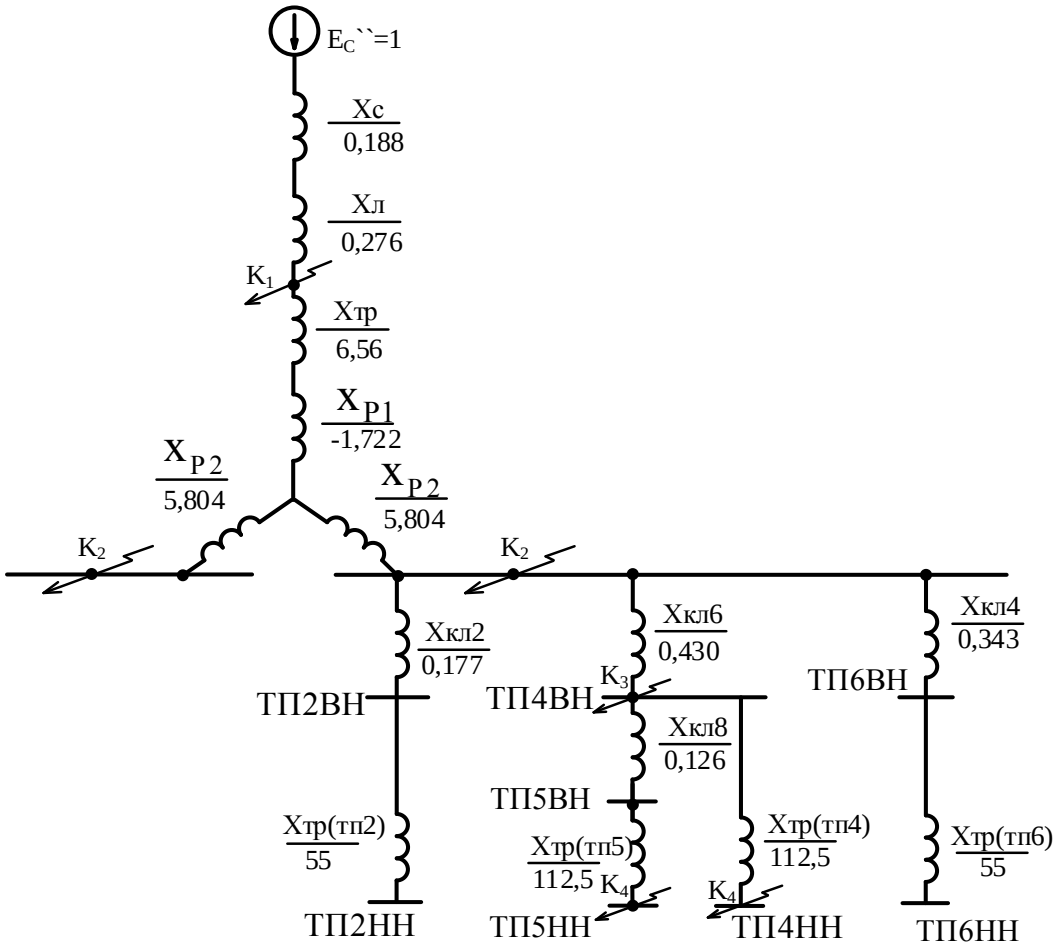

Рисунок 7.1 – Схема замещения для расчёта токов КЗ

Рассчитаем ток 3-х фазного короткого замыкания на шинах 10 кВ ГПП (точка $К_2$)

$$X_{сш1} = X_с + X_л + X_{тр} + X_{р1} + X_{р2},$$

$$I_к^{(3)К2} = \frac{E \cdot I_{бII}}{X_{сш1}},$$

$$I_к^{(3)К2} = \frac{1 \cdot 54986}{11{,}11} = 4{,}95 \text{ кА}.$$

Рассчитаем ток 3-х фазного короткого замыкания на вводах трансформатора ГПП (точка $К_1$)

$$I_к^{(3)К1} = \frac{E_с \cdot I_{бI}}{X_с + X_л},$$

$$I_к^{(3)К2} = \frac{1 \cdot 5{,}258}{0{,}188 + 0{,}276} = 11{,}328 \text{ кА}.$$

Рассчитаем значения ударного тока для точек $К_1$ и $К_2$, для этого воспользуемся справочными данными [12, табл. 2.45] для выбора постоянной времени T_a и ударного коэффициента $k_{уд}$.

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_к^{(3)} \cdot (1 + e^{\frac{-0{,}01}{Ta}}) = \sqrt{2} \cdot I_к^{(3)} \cdot k_{уд}. \quad (7.3)$$

Значение коэффициентов для расчётных точек: точка $К_1$ – T_a = 0,05 с, $k_{уд}$ = 1,8; точка $К_2$ – T_a = 0,12-0,16 с, $k_{уд}$ = 1,92-1,94. Рассчитаем значение ударного коэффициента при указанных коэффициентах.

$$i_{уд}^{К1} = \sqrt{2} \cdot 11{,}328 \cdot 1{,}8 = 28{,}836 \text{ кА},$$
$$i_{уд}^{К2} = \sqrt{2} \cdot 4{,}950 \cdot 1{,}92 = 13{,}441 \text{ кА}.$$

7.2 Расчёт токов короткого замыкания в сетях до 1000 В

Произведём расчёт тока трёхфазного короткого замыкания для точки $К_3$ – ввода трансформатора ТП со стороны питания (начало новой КЛ при магистральной линии) и в точке $К_4$ –шины 0,4 кВ цеховых ТП, расчёт произведём без учёта сопротивлений контактов и шин, считая что определяем ток КЗ прямо на выводах трансформатора. Рассчитаем сопротивления кабельных линий для данного расчёта с учётом активных и индуктивных сопротивлений кабельных линий и трансформаторов ТП.

$$X_{кл} = X_{0.кл} \cdot L_{кл} \cdot \frac{S_б}{U^2_{ср.ном.II}},$$

$$R_{кл} = R_{0.кл} \cdot L_{кл} \cdot \frac{S_б}{U^2_{ср.ном.II}},$$

$$X_т = \frac{U_{кз}\% \cdot S_б}{100 \cdot S_{т.н}},$$

$$R_т = \Delta P_{кз} \cdot \frac{S_б}{S^2_{т.н}},$$

$$X_{т(400)} = \frac{4,5 \cdot 1000 \cdot 10^6}{100 \cdot 250 \cdot 10^3} = 112,5,$$

$$R_{т(400)} = 5500 \cdot \frac{1000 \cdot 10^6}{(400 \cdot 10^3)^2} = 34,4,$$

$$X_{т(800)} = \frac{4,4 \cdot 1000 \cdot 10^6}{100 \cdot 800 \cdot 10^3} = 11,9,$$

$$R_{т(800)} = 7600 \cdot \frac{1000 \cdot 10^6}{(800 \cdot 10^3)^2} = 55,0,$$

Рассчитаем полное сопротивление

$$Z_{Кз} = \sqrt{R^2_{кл} + (X_{кл} + X_{сш1})^2},$$

$$I^{(3)Кз}_к = \frac{E \cdot I_{бII}}{Z_{Кз}},$$

$$Z_{К4} = \sqrt{(R_{кл} + R_т)^2 + (X_т + X_{кл} + X_{сш1})^2},$$

$$I^{(3)К4}_к = \frac{E_c \cdot I_{бIII}}{Z_{К4}},$$

Расчёт токов КЗ в точках $К_2$, $К_3$ и $К_4$ сведём в таблицы 7.1 и 7.2.

Значение коэффициентов для расчётных точек: точка В – Та = 0,01 с, kуд = 1,4; точка Г – Та = 0,25 с, kуд = 1,65.

Таблица 7.1 – Результаты расчёта токов КЗ в точке К2 и К3

Номер КЛ	F, мм^2	L, км	$r_о$, Ом/км	$x_о$, Ом/км	Точка КЗ, шины НН	$R_{кл}$, о.е.	$X_{кл}$, о.е.	$X_{кл}+X_{сш1}$, о.е.	Z, о.е.	$I_к^{(3)}$, кА	$i_{уд}$, кА
1	16	0,172	1,940	0,113	ГПП	0,000	0,000	11,11	11,11	4949,963	13440,59
2	50	0,217	0,620	0,090	ГПП	1,218	0,177	11,11	11,11	4949,963	13440,59
3	25	0,123	1,240	0,099	ТП2	0,000	0,000	11,29	11,35	4844,307	9591,24
4	35	0,398	0,890	0,095	ГПП	3,210	0,343	11,11	11,11	4949,963	13440,59
5	16	0,123	1,940	0,113	ТП4	0,000	0,000	11,45	11,89	4623,601	9154,26
6	50	0,526	0,620	0,090	ГПП	2,957	0,429	11,11	11,11	4949,963	13440,59
7	25	0,186	1,240	0,099	ТП6	0,000	0,000	11,54	11,91	4616,567	9140,34
8	16	0,671	1,940	0,113	ГПП	0,000	0,000	11,11	11,11	4949,963	13440,59
9	240	0,180	0,132	0,075	ГПП	0,000	0,000	11,11	11,11	4949,963	13440,59
10	240	0,216	0,132	0,075	ГПП	0,000	0,000	11,11	11,11	4949,963	13440,59
11	240	0,252	0,132	0,075	ГПП	0,000	0,000	11,11	11,11	4949,963	13440,59
12	240	0,288	0,132	0,075	ГПП	0,000	0,000	11,11	11,11	4949,963	13440,59

Таблица 7.2 – Результаты расчёта токов КЗ в точке К4

L, км	$r_о$, Ом/км	$x_о$, Ом/км	Точка КЗ, шины НН	$R_т$, о.е.	$X_т$, о.е.	$R_{кл+т}$, о.е.	$X_{кл+т}$, о.е.	$Z_{К4}$, о.е.	$I_к^{(3)К4}$, кА	$i_{уд}^{К4}$, кА
0,058	1,24	0,06	ТП2	11,9	55,0	13,1	55,2	67,6	20,345	55,243
0,074	0,62	0,06	ТП6	11,9	55,0	14,8	55,4	68,2	20,165	54,753
0,099	0,62	0,06	ТП4	34,4	112,5	37,6	112,8	129,5	10,613	28,817
0,041	1,24	0,06	ТП5	34,4	112,5	39,8	113,0	130,3	10,551	28,648

7.3 Выбор сечения кабелей питающих линий 10 кВ по условиям термической стойкости току короткого замыкания

Заключительным этапом выбора сечения кабеля является проверка ранее выбранных сечений на термическую устойчивость к току короткого замыкания, которая определяется тепловым импульсом от полного тока КЗ, кА^2·с.

$$B_к = (I_к^{(3)})^2 \cdot t_{кз.экв},$$

$$t_{кз.экв} = t_{откл} + T_a \cdot (1 - e^{\frac{-2 \cdot t_{откл}}{Ta}}),$$

$$F_{т.min} \geq \frac{\sqrt{B_к}}{C},$$

где $t_{кз.экв}$ – эквивалентное время протекания тока КЗ, с;

$t_{откл}$ – время КЗ, т.е. от момента его возникновения, до момента разрыва электрической дуги в выключателе, после срабатывания РЗА, с;

$F_{т.min}$ – минимальное сечение кабеля по условиям термической устойчивости его к току короткого замыкания, мм^2;

С – тепловая функция, А·с^2/мм^2.

Для кабелей с бумажной изоляцией и многопроволочными алюминиевыми жилами С = 100 [7, табл. 2.72].

Время $t_{откл}$ учитывает ряд факторов связанных со спецификой организации релейной защиты сети и складывается из следующих величин времени: $t_в$ – выдержка времени РЗА основной защиты, т.е. на выключателе КЛ, $t_{откл.в}$ – собственное время отключения выключателя, $t_{рза}$ – время на действия устройств релейной защиты.

Принимаем $t_{рза} = 0,01$ с, $t_{откл.в} = 0,1$ с. Значение выдержки времени принимаем индивидуально для каждого кабеля, в соответствии с принятыми уставками времени максимально-токовых защит, которые указаны на схеме электроснабжения.

Постоянную времени T_a затухания апериодической составляющей тока трёхфазного КЗ для шин 10 кВ ГПП принимаем T_a = 0,14 с [7, табл. 2.45].

При проверке кабелей на термическую стойкость расчётной точкой КЗ является:

– для одиночных кабелей одной строительной длины – точка КЗ в начале кабеля;

– для одиночных кабелей со ступенчатым соединением по длине – точки КЗ в начале каждого участка нового сечения [22].

Расчёт сечения кабелей по условия устойчивости к термическому действию тока трёхфазного короткого замыкания сведём в таблицу 7.1.

В таблице 7.3 окончательно выберем сечение жилы кабеля для каждой кабельной линии, как наибольшее требуемое сечение по рассмотренным условиям выбора и расчёта сечения жилы кабеля.

Для кабелей 1 кВ ввиду отсутствия точных данных по температурному коэффициенту С, принимаем его условно равным С = 90. Для кабелей 1 кВ термическая стойкость будет проверяться по току КЗ в точке $К_5$ (шины 0,4 кВ ТП), расчёты кабелей 0,4 кВ на термическую устойчивость к току КЗ представим в таблице 7.4, в этой же таблице произведён окончательный выбор сечения кабелей.

После окончательного выбора сечений питающих кабелей 10 кВ и 1 кВ, проверка нового сечения кабеля на длительно допустимый ток и потери напряжения в кабеле повторяться не будут. Так как из всех условий надёжной работы кабеля в нормальном, послеаварийном режиме и при коротком замыкании, выбирается наибольшее сечение жилы кабеля – соответственно сопротивление кабеля будет либо прежним, либо ниже, а соответственно и падение напряжения останется прежним или снизится.

Таблица 7.3 – Расчёт сечения кабелей 10 кВ по термической устойчивости

Номер КЛ	$I_к^{(3)К2}$ и $I_к^{(3)К3}$ *	С	$t_в$, с	$t_{откл.в}$, с	$t_{кз.экв}$, с	$F_{т.мин}$, мм^2	$F_т$, мм^2	$F_р$, мм^2	КЛ (начало – конец)	$n_к$	L, км	F, мм^2
1	4949,963	100	0,9	1,01	1,15	53,1	70	16	ГПП - ТП 1	1	0,172	70
2,3	4949,963	100	1,0	1,11	1,25	55,3	70	50	ГПП - ТП 2	1	0,217	70
4, 5	4844,307	100	1,0	1,11	1,12	51,3	50	25	ТП 2 - ТП 3	1	0,123	50
6, 7	4949,963	100	1,0	1,11	1,25	55,3	70	35	ГПП - ТП 4	1	0,398	70
8, 9	4623,601	100	1,0	1,11	1,12	48,9	50	16	ТП 4 - ТП 5	1	0,123	50
10, 11	4949,963	100	1,0	1,11	1,25	55,3	70	50	ГПП - ТП 6	1	0,526	70
11, 12	4616,567	100	1,0	1,11	1,12	48,9	50	25	ТП 6 - ТП 7	1	0,186	50
13, 14	4949,963	100	0,9	1,01	1,15	53,1	70	16	ГПП - ТП 8	1	0,671	70
15	4949,963	100	0,6	0,71	0,85	45,6	50	240	ГПП - ДСП1	1	0,180	240
16	4949,963	100	0,6	0,71	0,85	45,6	50	240	ГПП - ДСП2	1	0,216	240
17	4949,963	100	0,6	0,71	0,85	45,6	50	240	ГПП - ДСП3	1	0,252	240
18	4949,963	100	0,6	0,71	0,85	45,6	50	240	ГПП - ДСП4	1	0,288	240

*Расчёт $I_к^{(3)К3}$ производим для линий 4, 5, 8, 9, 11, 12.

Таблица 7.4 – Расчёт сечения кабелей 1 кВ по термической устойчивости

Номер КЛ	$I_к^{(3)К4}$, кА	C	$t_в$, с	$t_{откл.в}$, с	$t_{кз.экв}$, с	$F_{т.мин}$, мм^2	$F_т$, мм^2	$F_р$, мм^2	КЛ (начало – конец)	$n_к$	L, км	F, мм^2
19	20345,269	90	0,1	0,21	0,41	145,3	150	25	ТП2 - РП1	1	0,058	150
20	20164,729	90	0,1	0,21	0,41	144,1	150	50	ТП6 - РП2	1	0,074	150
21	10613,036	90	0,1	0,21	0,41	75,8	95	50	ТП4 - РП3	1	0,099	95
22	10550,693	90	0,1	0,21	0,41	75,4	95	25	ТП5 - РП4	1	0,041	95

Выводы по разделу 7

В данном разделе был осуществлён расчёт токов короткого трёхфазного замыкания в сетях 110, 10 и 0,4 кВ, при этом была учтена подпитка от синхронных высоковольтных электродвигателей. Данный расчёт, а также полученные по его результатам значения токов КЗ для требуемых точек СЭС, являются основой для выбора электрооборудования СЭС предприятия. По данным раздела семь были выбраны сечения кабельных линий, исходя из условия их стойкости к термическому воздействию токов КЗ.

8 ВЫБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ

Выбор коммутационных аппаратов, таких как автоматические выключатели 0,4 кВ (QF), высоковольтные выключатели 10 кВ (Q) и выключатели нагрузки 10 кВ с предохранителями (QW) производится по условиям нормального режима работы и по условиям стойкости КЗ. Первым условием по нормальному режиму работы является соответствие номинального напряжения коммутационного аппарата напряжению электрической сети:

$$U_{ком.ап.ном} \geq U_{сети.ном},$$
$$U_{QF} \geq 380\ В,$$
$$U_{Q} \geq 10\ кВ,$$
$$U_{QW} \geq 10\ кВ.$$

Вторым условием по нормальному режиму работы является соответствие номинального тока коммутационного аппарата максимальному рабочему току группы электроприемников в длительном режиме. При этом вводные коммутационные аппараты должны выдерживать максимальный рабочий ток силового трансформатора с учётом послеаварийной перегрузки (принимаем $К_{з.т.п/ав} = 1,6$), а секционный коммутационный аппарат должен быть рассчитан на 70% данного тока, так как через него питается только одна секция шин и возможна её неравномерная загрузка в 70% от общей мощности нагрузки на обе секции шин ТП, РП или ГПП.

$$I_{ком.ап.ном} \geq I_{раб.макс},$$
$$I_{ком.ап.вводной.ном} \geq I_{р.макс.т} = \frac{К_{з.т.п/ав} \cdot S_{т.н}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}},$$
$$I_{ком.ап.секционный.ном} \geq 0,7 \cdot I_{р.макс.т} = 0,7 \cdot \frac{К_{з.т.п/ав} \cdot S_{т.н}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}.$$

Номинальный ток ячеек КРУ и соответственно выключателей для защиты отходящих КЛ от ЗРУ выбирается по максимальному рабочему току питаемых силовых трансформаторов, т.е. для магистральной линии будут учитываться все подключённые трансформаторы, в режиме их максимальной послеаварийной перегрузки.

$$I_{ком.ап.кру.кл} \geq N_{т} \cdot I_{р.макс.т}.$$

Для выключателя защищающего кабельную линию питающую ДСП номинальный ток выбирается больше либо равным номинальному току двигателя.

$$I_{ком.ап.кру.дсп} \geq I_{дсп.ном} = \frac{S_{дсп}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.дсп}}.$$

По условиям стойкости КЗ предельная коммутационная стойкость, электродинамическая и термическая стойкость коммутационных аппаратов должна быть не менее соответствующих параметров КЗ в месте установки:

$$I_{ком.ап.откл} \geq I^{(3)}_{к.макс},$$
$$i_{ком.ап.дин} \geq i_{уд},$$

8.1 Выбор электрооборудования внешнего электроснабжения

Произведём выбор типа выключателей, разъеденителей и трансформаторов тока, устанавливаемых со стороны ВН трансформатора ГПП. Результаты выбора данного оборудования представлены в таблице 8.1.

Таблица 8.1 – Выбор разъединителей и трансформаторов тока на вводе в ГПП

Условия выбора	Расчётные параметры сети	Разъединитель РН-СЭЩ-2-II-110/1250-УХЛ1	Выключатель вгт - 110-40/31,50	Каталожные данные ТРГ-110-200-УХЛ2
Uном ≥ Uсети.ном	Uсети.ном = 110 кВ	Uном = 110 кВ	Uном = 110 кВ	Uном = 110 кВ
Iном ≥ Iраб.макс	Iраб.макс = 134,4 А	Iном = 1250 А	Iном = 1000 А	Iном = 200 А
iдин ≥ iуд	iуд = 28,8 кА	iдин = 31,5 кА	iдин = 31,5 кА	iдин = 40 кА

Для варианта Б (схема 4Н с неавтоматической перемычкой) также необходимо 4 разъеденителя: 2 разъеденителя типа РН-СЭЩ-1а-II-110/1250 и 2 разъеденителя типа РН-СЭЩ-2-II-110/1250. Выбираем сдвоенный реактор типа РБСНГ 10-2х1000-0,45У1. Для заземления нейтрали трансформатора ТДН-16000-110/10 принимаем к установке заземлитель однополюсный наружной установки ЗОН – 110М/II, который будем использовать с ручным приводом ПРЗ - 16. Для защиты нейтрали трансформатора и высоковольтных аппаратов, включаемых в эту нейтраль, устанавливаем нелинейный ограничитель перенапряжений ОПНн-П-110/56.

Для защиты трансформатора от перенапряжений выбираем ограничитель перенапряжений ОПН-П-110/100. Для переходов гибких шинопроводов над дорогой (от ОПН 110 кВ до ВН выводов силового трансформатора ГПП) используем блок опорных фарфоровых изоляторов ИОС-110-1250.

Принимаем для ГПП переменный оперативный ток, поэтому для питания собственных нужд и релейной защиты ГПП принимаем к установке в ячейку КРУ-СЭЩ-70-10-630/31,5 трансформатор собственных нужд ТЛС-40/10, при этом две такие ячейки подключены к разным шинам 10 кВ, а на шинах 0,4 кВ собственных нужд имеют устройство АВР взаимодействующее с секционным автоматическим выключателем ВА-СЭЩ-TS-100 (с моторным приводом МОР 2). Трансформатор собственных нужд защищается предохранителем ПКТ-10-5.

8.2 Выбор электрооборудования внутреннего электроснабжения

Проанализировав рынок электрооборудования, останавливаем свой выбор на предприятии ЗАО «ГК «Электрощит» - ТМ Самара» («Электрощит Самара» – торговая марка СЭЩ), которое также входит в состав транснациональной корпорации Schneider Electric. Производимая СЭЩ продукция имеет обширную номенклатуру изделий, обладающих высоким качеством и надёжностью.

При выборе электрооборудования будем пользоваться каталогами компании СЭЩ, которые находятся в свободном доступе [24].

Выбираем ячейки КРУ-70-10 для электроснабжения печей. Для шин СШ3 и СШ4 ячейки будут одинаковыми. Аналогично для шин СШ1 и СШ2. Выбор представим в таблице 8.2 – 8.5.

Таблица 8.2 – Выбор вводной ячейки КРУ для ЗРУ ГПП для СШ3 и СШ4

Параметры сети/ Тип ЭО	Параметры сети / каталожные данные ЭО			
	$U_{эо.ном}$, кВ	$I_{эо.ном}$, А	$I_{эо.откл}$ ($I_{эо.терм}$), кА	$i_{эо.дин}$, кА
КРУ СЭЩ-70-10-1600/20	10	630	20	81
ВВУ-СЭЩ-Э-10-20/1600	10	1600	20	50
ТОЛ-СЭЩ-10-1500 У2 0,5/5Р	10	600	40	100
Параметры сети	$U_{с.ном}$ = 10 кВ	$I_{раб.макс}$ = 1028 А	$I_{к.макс}$ = 4,95 кА	$i_{уд}$ = 13,44 кА

Таблица 8.3 – Выбор секционной ячейки КРУ для ЗРУ ГПП для СШ3 и СШ4

Параметры сети/ Тип ЭО	Параметры сети / каталожные данные ЭО			
	$U_{эо.ном}$, кВ	$I_{эо.ном}$, А	$I_{эо.откл}$ ($I_{эо.терм}$), кА	$i_{эо.дин}$, кА
КРУ СЭЩ-70-10-1000/20	10	1000	20	81
ВВУ-СЭЩ-Э-10-20/1000	10	1000	20	50
ТОЛ-СЭЩ-10-800 У2 0,5/5Р	10	800	40	100
Параметры сети	$U_{с.ном}$ = 10 кВ	$I_{раб.макс}$ = 720 А	$I_{к.макс}$ = 9,558 кА	$i_{уд}$ = 26,1 кА

Таблица 8.4 – Выбор вводной ячейки КРУ для СШ1 и СШ2

Параметры сети/ Тип ЭО	Параметры сети / каталожные данные ЭО			
	$U_{эо.ном}$, кВ	$I_{эо.ном}$, А	$I_{эо.откл}$ ($I_{эо.терм}$), кА	$i_{эо.дин}$, кА
КРУ СЭЩ-70-10-630/20	10	630	20	81
ВВМ-СЭЩ-10-20/630	10	630	20	50
ТОЛ-СЭЩ-10-600 У2 0,5/5Р	10	600	40	100
Параметры сети	$U_{с.ном}$ = 10 кВ	$I_{раб.макс}$ = 426 А	$I_{к.макс}$ = 4,95 кА	$i_{уд}$ = 13,44 кА

Таблица 8.5 – Выбор секционной ячейки КРУ для СШ1 и СШ2

Параметры сети/ Тип ЭО	Параметры сети / каталожные данные ЭО			
	$U_{эо.ном}$, кВ	$I_{эо.ном}$, А	$I_{эо.откл}$ ($I_{эо.терм}$), кА	$i_{эо.дин}$, кА
КРУ СЭЩ-70-10-630/20	10	630	20	81
ВВМ-СЭЩ-10-20/630	10	630	20	50
ТОЛ-СЭЩ-10-300 У2 0,5/5Р	10	300	40	100
Параметры сети	$U_{с.ном}$ = 10 кВ	$I_{раб.макс}$ = 298 А	$I_{к.макс}$ = 9,558 кА	$i_{уд}$ = 26,1 кА

Приведём подробный пример выбора одной из ячеек отходящих линий ЗРУ, например КЛ №15 питающей ДСП (4675 кВт), представим пример в таблице 8.6.

Таблица 8.6 – Выбор ячейки КРУ отходящей КЛ №15 ДСП1

Параметры сети/ Тип ЭО	Параметры сети / каталожные данные ЭО			
	Uэо.ном, кВ	Iэо.ном, А	Iэо.откл (Iэо.терм), кА	iэо.дин, кА
КРУ-СЭЩ-70-10-630/20	10	630	20	81
ВВМ-СЭЩ-10-20/630 У2	10	630	20	50
ТОЛ-СЭЩ-10-300 У2 0,5/5Р	10	80	16	40
Параметры сети	Uс.ном = 10 В	Iраб.макс = 257,1 А	Iк.макс = 9,558 кА	iуд = 26,1 кА

Выберем оборудование для ячейки с трансформатором напряжения. Ограничитель перенапряжений выбираем ОПН-10/29. Предохранитель ПКН-10-2. Трансформатор напряжения НАЛИ-СЭЩ-10.

Также для защиты отходящей КЛ №15 и других КЛ применяем трансформатор токов нулевой последовательности ТЗЛКР-СЭЩ-0,66-1. Для других присоединений также будем использовать ячейки КРУ-СЭЩ-70-10-630/20. Выбор выключателей и трансформаторов тока для данных ячеек представим в таблице 8.7.

Таблица 8.7 – Выбор выключателей и трансформаторов тока для защиты КЛ

КЛ (начало – конец)	$U_{с.н}$, кВ	$I_{раб.}$, А	$I_{раб.макс}$, А	$I_{к.мак}$, кА	$i_{уд}$, кА	Тип выключателя	Тип ТТ
ГПП - ТП 1	10	22,0	22,0	4,95	13,44	ВВМ-СЭЩ-10-20/630 У2	ТОЛ-СЭЩ-10-01-30
ГПП - ТП 2	10	67,6	135,1	4,95	13,44	ВВМ-СЭЩ-10-20/630 У2	ТОЛ-СЭЩ-10-01-150
ГПП - ТП 4	10	38,2	76,5	4,95	13,44	ВВМ-СЭЩ-10-20/630 У2	ТОЛ-СЭЩ-10-07-80
ГПП - ТП 6	10	66,9	133,7	4,95	13,44	ВВМ-СЭЩ-10-20/630 У2	ТОЛ-СЭЩ-10-07-150
ГПП - ТП 8	10	18,2	36,5	4,95	13,44	ВВМ-СЭЩ-10-20/630 У2	ТОЛ-СЭЩ-10-01-50
ГПП - ДСП1	10	257,1	257,1	4,95	13,44	ВВМ-СЭЩ-10-20/630 У2	ТОЛ-СЭЩ-10-104-300
ГПП - ДСП2	10	257,1	257,1	4,95	13,44	ВВМ-СЭЩ-10-20/630 У2	ТОЛ-СЭЩ-10-104-300
ГПП - ДСП3	10	257,1	257,1	4,95	13,44	ВВМ-СЭЩ-10-20/630 У2	ТОЛ-СЭЩ-10-104-300
ГПП - ДСП4	10	257,1	257,1	4,95	13,44	ВВМ-СЭЩ-10-20/630 У2	ТОЛ-СЭЩ-10-104-300

Для КТП питающихся по магистральной схеме выберем выключатели нагрузки с предохранителями, результаты представим в таблице 8.8.

Значения токов КЗ взяты для точки $К_2$ (таблица 7.1). Данный выключатель нагрузки будет располагаться в ячейке высоковольтного ввода к трансформатору КТП, принимаем к установке ячейку КСО-СЭЩ-10-630/20.

Таблица 8.8 – Выбор выключателей нагрузки на ВН трансформаторов ТП

Номер ТП	$U_{с.н}$, кВ	$I_{раб.}$, А	$I_{раб.макс}$, А	$I_{к.макс}$, кА	$i_{уд}$, кА	Тип выключателя нагрузки	Тип предохранителя
ТП 2	10	67,6	135,1	4,95	13,44	ВНА-СЭЩ-10/630-20	ПКТ 103-10-160-20
ТП 3	10	33,8	67,6	4,84	9,59	ВНА-СЭЩ-10/630-20	ПКТ 103-10-80-20
ТП 4	10	38,2	76,5	4,95	13,44	ВНА-СЭЩ-10/630-20	ПКТ 103-10-80-20
ТП 5	10	19,1	38,2	4,62	9,15	ВНА-СЭЩ-10/630-20	ПКТ 103-10-50-20
ТП 6	10	66,9	133,7	4,95	13,44	ВНА-СЭЩ-10/630-20	ПКТ 103-10-160-20
ТП 7	10	33,4	66,9	4,62	9,14	ВНА-СЭЩ-10/630-20	ПКТ 103-10-80-20

Результаты выбора автоматических выключателей для КРУН КТП сведём в таблицы 8.9 и 8.10. Токи КЗ для расчёта брались по точке $К_4$ расчётной схемы (шины 0,4 кВ ТП).

Таблица 8.9 – Выбор вводных автоматических выключателей РУНН КТП

Номер ТП	$S_{т.н}$, кВА	$U_{с.н}$, кВ	$I_{раб.}$, А	$I_{раб.макс}$, А	$I_{к.макс}$, кА	$i_{уд}$, кА	Тип автоматического выключателя
ТП 1	400	0,4	577,58	577,58	10,61	28,82	ВА-СЭЩ-В-АН16D
ТП 2	800	0,4	1773,26	3546,52	20,35	55,24	ВА-СЭЩ-В-АН25E
ТП 3	800	0,4	886,63	1773,26	20,16	54,75	ВА-СЭЩ-В-АН25E
ТП 4	400	0,4	1003,47	2006,95	10,61	28,82	ВА-СЭЩ-В-АН16D
ТП 5	400	0,4	501,74	1003,47	10,55	28,65	ВА-СЭЩ-В-АН16D
ТП 6	800	0,4	1755,14	3510,28	20,35	55,24	ВА-СЭЩ-В-АН25E
ТП 7	800	0,4	877,57	1755,14	20,16	54,75	ВА-СЭЩ-В-АН25E
ТП 8	400	0,4	478,65	957,31	10,61	28,82	ВА-СЭЩ-В-АН16D

Таблица 8.10 – Выбор секционных автоматических выключателей РУНН КТП

Номер ТП	$S_{т.н}$, кВА	$U_{с.н}$, кВ	$I_{раб.макс}$, А	$I_{к.макс}$, кА	$i_{уд}$, кА	Тип автоматического выключателя
ТП 2	800	0,4	2482,56	20,35	55,24	ВА-СЭЩ-В-АН20D
ТП 3	800	0,4	1241,28	20,16	54,75	ВА-СЭЩ-В-АН20D
ТП 4	400	0,4	1404,86	10,61	28,82	ВА-СЭЩ-В-АН13D
ТП 5	400	0,4	702,43	10,55	28,65	ВА-СЭЩ-В-АН13D
ТП 6	800	0,4	2457,19	20,35	55,24	ВА-СЭЩ-В-АН20D
ТП 7	800	0,4	1228,60	20,16	54,75	ВА-СЭЩ-В-АН20D
ТП8	400	0,4	2482,56	10,61	28,82	ВА-СЭЩ-В-АН13D

Таблица 8.11 – Выбор автоматических выключателей линий 0,4 кВ от ТП к РПН

Номер ТП	Номер РПН	Iраб., А	Iп/ав, А	Iк.макс, кА	iуд, кА	Тип автоматического выключателя
ТП2	1	97,4	97,4	20,35	55,24	ВА-СЭЩ-TS-100N
ТП 6	2	135,3	135,3	20,16	54,75	ВА-СЭЩ-TS-150N
ТП 4	3	137,8	137,8	10,61	28,82	ВА-СЭЩ-TS-150N
ТП 5	4	101,7	101,7	10,55	28,65	ВА-СЭЩ-TS-125N

В таблице 8.11 проведен выбор вводных автоматических выключателей для РПН, устанавливаемых в цехах 4, 5, 6 и 9. К установке в качестве РПН выбираем ВРУ-26-63 с номинальными параметрами: $I_{ном}$=250 А и $U_{ном}$=0,38 кВ.

8.3 Выбор измерительного оборудования

К трансформаторам тока вводной ячейки ЗРУ 10 кВ подключаются приборы учёта и измерительные приборы. Для проверки ТТ требуется определить мощность подключаемых приборов, представим перечень подключаемых приборов и создаваемую ими нагрузку на трансформаторы тока по фазам в таблице 8.15.

Таблица 8.15 – Измерительная нагрузка трансформатора тока

Прибор	Тип прибора	Количество приборов	Нагрузка фазы, ВА		
			A	B	C
Амперметр	Е 311	1	0,5	-	-
Счётчик активной и реактивной энергии	СЕ 303 S31-506	1	0,1	0,1	0,1
Итого			0,6	0,1	0,1

Наиболее загруженной фазой является фаза А. Определим сопротивление измерительных приборов для данной фазы.

$$Z_{изм.приб} = \frac{S_{изм.приб}}{I_{2ном}^2},$$

$$Z_{изм.приб} = \frac{0,6}{5^2} = 0,024 \text{ Ом}.$$

Примем для приборов подключённых во вторичную обмотку ТТ сопротивление контактов $Z_{конт.} = 0,05$ Ом. А номинальное сопротивление вторичной обмотки ТТ определим из следующей формулы, используя каталожные значения мощности нагрузки ТТ для активно-индуктивной нагрузки и класса точности 0,5 [25].

$$Z_{2ном} = \frac{S_{2ном}}{I_{2ном}^2},$$

$$Z_{2ном} = \frac{10}{5^2} = 0,4 \text{ Ом}.$$

Определим допустимое сопротивление соединительных проводов для схемы полная звезда.

$$Z_{пров.} = 0,5 \cdot (Z_{2ном} - Z_{изм.приб} - Z_{конт.}),$$

$$Z_{пров.} = 0,5 \cdot (0,4 - 0,024 - 0,05) = 0,163 \text{ Ом}.$$

В качестве соединительных принимаем медные провода. Примем условную длину провода равной $L_{расч} = 5$ м. Определим сечение медных проводов, удельное сопротивление меди $\rho = 0,0175$ Ом $\cdot$ мм^2 / м.

$$q = \frac{\rho \cdot L_{расч}}{Z_{пров.}},$$

$$q = \frac{0,0175 \cdot 8,66}{0,163} = 0,93 \text{ мм}^2.$$

Принимаем кабель контрольный КРВГ изоляция жил из резины, оболочка из поливинилхлоридного пластиката, защитные покровы отсутствуют. Сечение жилы по условиям механической прочности принимаем 2,5 мм^2.

Для выполнения защиты от однофазных замыканий на землю (ОЗЗ) и контроля изоляции, а также электроизмерений, принимаем к установке на шины 10 кВ ЗРУ ячейку КРУ СЭЩ-70-10-630/20 с трансформатором напряжения типа

3хЗНОЛ-СЭЩ, со встроенным плавким предохранителем ПКН-10-2, который используется с ОПН-10/29.

Проведём проверку трансформатора напряжения по классу точности, для правильной работы в заданном классе точности нагрузка подключённых приборов, должна быть меньше номинальной мощности вторичной обмотки трансформатора напряжения.

В таблице 8.16 представим подключённые к трансформатору напряжения приборы и их параметры.

Таблица 8.16 – Нагрузка трансформатора напряжения

Прибор		Тип	Число приборов	Число обмоток	S одной обмотки, В·А	cosφ	sinφ	Общая потребляемая мощность	
								P, Вт	Q, вар
Ввод 10 кВ от трансформатора	Вольтметр	Е 311	2	1	2,0	1,0	0	4,0	–
	Счётчик активной и реактивной энергии	СЕ 303	1	2	2,0	0,5	0,86	2,0	3,44
Линии 10 кВ	Счётчик активной и реактивной энергии	СЕ 303	17	2	2,0	0,5	0,86	17,0	28,65
Итого								23,0	32,09

Мощность потребляемая приборами:

$$S_{изм.приб} = \sqrt{P^2 + Q^2},$$

$$S_{изм.приб} = \sqrt{23^2 + 32,09^2} = 39,5\ В \cdot А.$$

Для счётчиков денежного расчёта проверка трансформаторов напряжения ведётся по классу точности 0,5. Согласно каталогам на электрооборудование [25] принимаем из ряда номинальных трёхфазных мощностей основной вторичной обмотки подходящую мощность $S_{2ном} = 45\ В \cdot А$.

Ввиду относительно большого номинального сопротивления вторичной обмотки ТН, принимаем контрольный кабель КРВГ с минимальным сечением 2,5 мм^2.

Выводы по разделу 8

В данном разделе произведён выбор всего основного электрооборудования сетей 110, 10 и 0,4 кВ, а также измерительные приборы их параметры. Выбранное оборудование соответствует параметрам соответствующей электрической сети и условиям их размещения, оборудование выбрано с учётом требований надёжной работы и электробезопасности, при возможных аварийных и послеаварийных режимах работы электрической сети.

Выбранное оборудование, их номенклатурные названия и модели, а также основные параметры, места и способы подключения отображены на схеме электрической принципиальной СЭС предприятия, которая входит в графическую часть выпускной квалификационной работы.

9 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ СИСТЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ

9.1 Условия технико-экономического сравнения

В разделе 5 подразделе 3 были приведены два варианта для технико-экономического сравнения. Представим сравниваемые схемы ОРУ с указанием выбранного оборудования на рисунке 9.1. При технико-экономическом расчёте необходимо учитывать надёжность, недоотпуск электроэнергии, электрооборудование и строительно-монтажные работы, которые будут отличаться в представленных вариантах. Одинаковое для обоих вариантов электрооборудование не учитывается при сравнении вариантов. Для сравнения вариантов воспользуемся справочной литературой, по которой мы можем условно принять цены принятого оборудования, так как реальные цены производителей предоставляются только в коммерческих целях. В качестве источников цен на электрооборудование берём справочники 1984 [21] и 1989 [26] годов. Представим перечень учитываемого оборудование, а также соответствующее ему оборудование из справочников, которое соответствует и наиболее отвечает параметрам выбранного. Приведём цены на данное оборудование, при этом цены представим в двух вариантах – аналогично ценам справочников и приведённые к реальным ценам, т.е. к ценам 2016 года. Для приведения цен к текущему году будем использовать коэффициент перевода, который получается из индексов цен на оборудование электроэнергетики. Так в соответствии с документом «Письмо Госстроя СССР №15-Д от 17.09.1990» индекс изменения стоимости оборудования не входящего в смету стройки для электроэнергетики в 1991 году составляет 1,65. А в соответствии с последними постановлениями [27] индекс изменения сметной стоимости оборудования на I квартал 2017 года к уровню цен по состоянию на 01.01.1991 год для электроэнергетики составил 75,96. То есть для перевода цены из справочной литературы 1984-1989 года воспользуемся поправочным коэффициентом: $К = 1,65 \cdot 75,96 = 125,33$. То есть умножая цену 1984 года на коэффициент К = 125,33 получим цену по состоянию на 2017 год. Данная методика применяется нами только для относительного сравнения двух представленных вариантов и не даёт реальных данных на стоимость сравниваемых вариантов.

Рассмотрим варианты схем внешнего электроснабжения. Как видим отличие двух вариантов лишь в наличии перемычки, которое влияет на величину капитальных затрат и на надёжность электроснабжения. Поэтому для сравнения вариантов необходимо рассчитать ущерб от недоотпуска электроэнергии в обоих случаях.

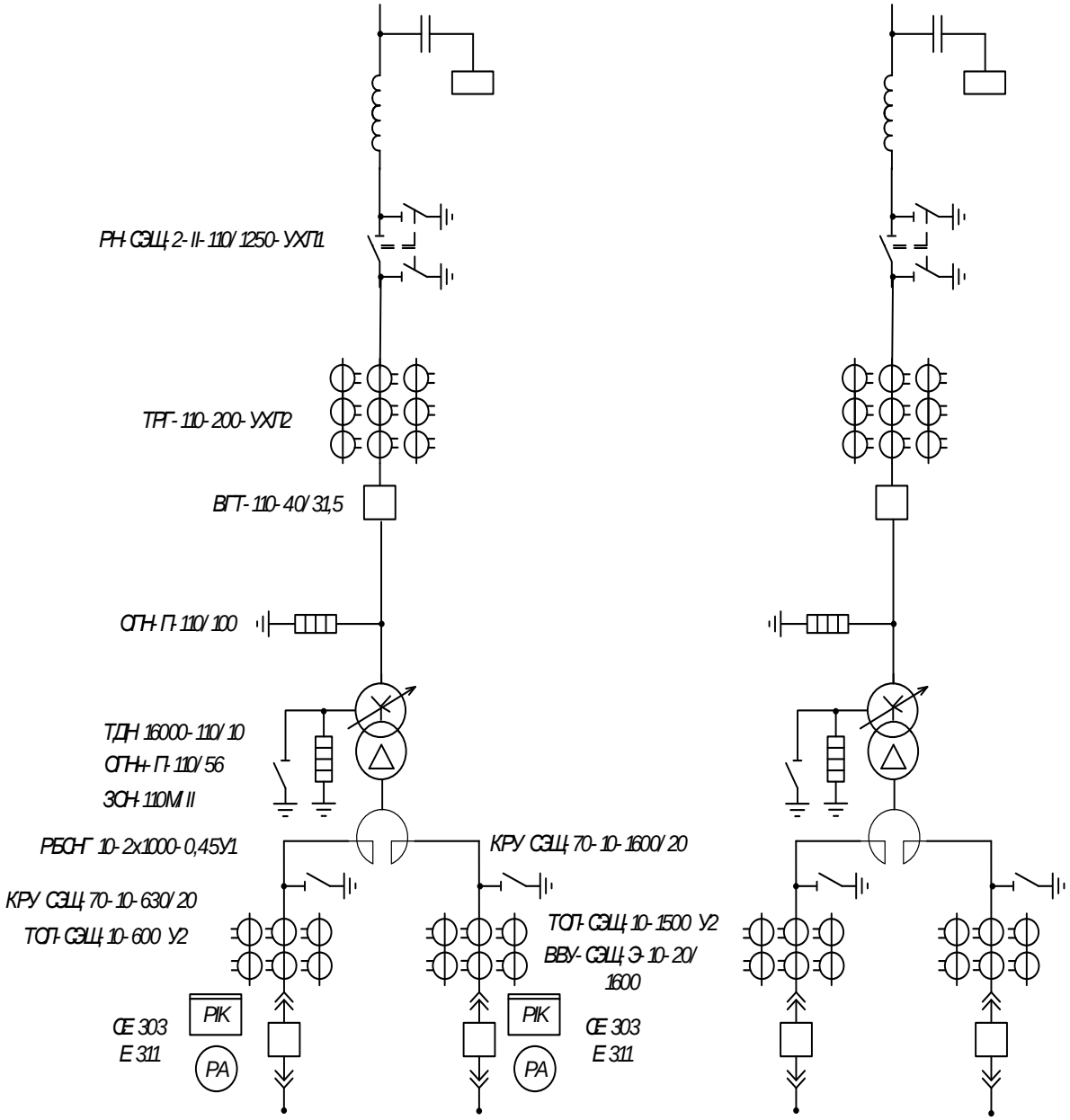

Рисунок 9.1 – Схема варианта А (3Н)

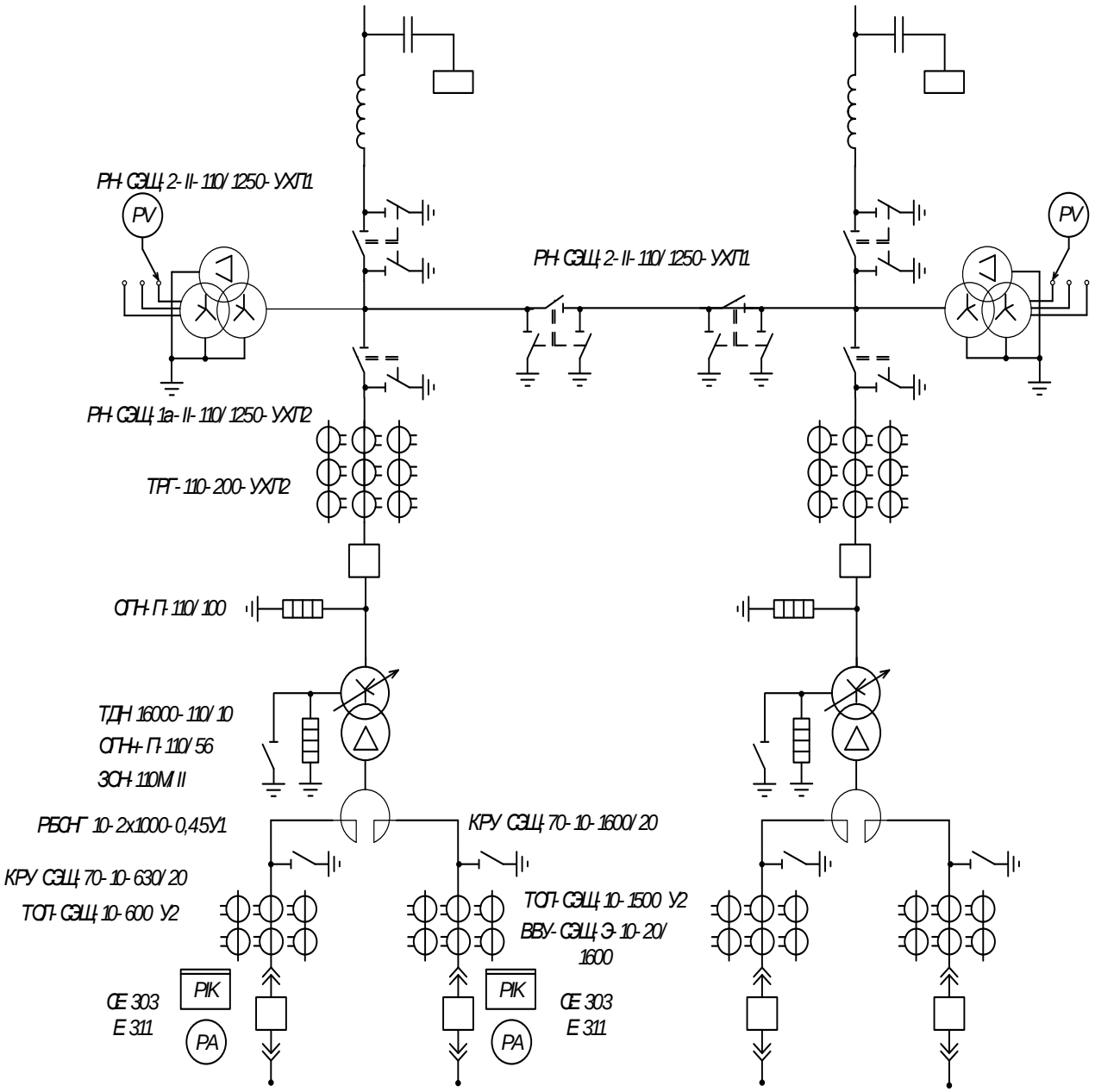

Рисунок 9.2 – Схема варианта Б (4Н с неавтоматической перемычкой)

9.2 Исходные данные технико-экономического сравнения вариантов СЭС

Представим в таблице 9.1 данные электрооборудования учитываемого в технико-экономическом расчёте, а также цены справочные и приведённые к текущему году.

Таблица 9.1 – Капитальные затраты на электрооборудование

Электрооборудование	Кол-во	Наименование по справочнику	Цена по справочнику, за единицу, тыс. рублей	Цена на 2016-й год, тыс.руб	
				за единицу	суммарная
Вариант Б					
Неавтоматическая перемычка со стороны линий	1	Неавтоматическая перемычка со стороны линий	12,3	1504,8	1504,8
Суммарные капитальные затраты на электрооборудование, вариант Б					1504,8

Рассчитаем надёжность электроснабжения предприятия и нагрузку, которую необходимо отключить при аварии для обеспечения коэффициента загрузки трансформатора ГПП Кз = 1,4. Данные для расчёта надёжности возьмём из справочной литературы [13] и представим в таблицах 9.2 и 9.3

Таблица 9.2 – Данные по надёжности элементов СЭС для варианта А

Элемент	Кол-во	$T_{план}$, лет	$K_п$ лет/год *10^(-3)	$W_{внеплан.}$, 1/год	$T_{внеплан}$ *10^(-3), лет
Разъединитель	3	3	1,1	0,008	1,70
Выключатель 110 кВ	2	3	9,7	0,200	1,20
Линия	1	4	0,2	0,083	0,07
Трансформатор	1	6	7,7	0,010	45,0
Реактор	1	3	0,8	0,002	1,10
Выключатель 10 кВ	1	3	2,2	0,020	2,30

Таблица 9.3 – Данные по надёжности элементов СЭС для варианта Б

Элемент	Кол-во	$T_{план}$, лет	$K_п$ лет/год *10^(-3)	$W_{ав.}$, 1/год	$T_{ав}$ *10^(-3), лет
Разъединитель	4	3	1,100	0,008	1,70
Выключатель 110 кв	2	3	9,700	0,200	1,20
Линия	1	4	0,248	0,083	0,07
Трансформатор	1	6	7,700	0,010	45,0
Реактор	1	3	0,780	0,002	1,10
Выключатель 10 кв	1	3	2,200	0,020	2,30

Найдём время планового простоя для варианта А. График планового ремонта имеет цикл 12 лет. Создадим график таким образом, чтобы время планового ремонта было минимальным: через 3 года ремонтируются элементы 1, 2, 5 и 6;

через 4 года ремонтируется элемент 3; Через 6 лет ремонтируются элементы 1, 2, 4, 5, 6; через 8 лет ремонтируется элемент 3; через 12 лет ремонтируются все элементы. Тогда суммарное время планового простоя за 12 лет будет равно:

$$T^{А}_{план(12)} = К_{п2} \cdot T_{план2} \cdot 2 + К_{п4} \cdot T_{план4} \cdot 2 + К_{п3} \cdot T_{план3} \cdot 2$$

$$T^{А}_{план(12)} = 9{,}7 \cdot 10^{-3} \cdot 3 \cdot 2 + 7{,}7 \cdot 10^{-3} \cdot 6 \cdot 2 + 0{,}25 \cdot 10^{-3} \cdot 4 \cdot 2 = 152{,}58 \cdot 10^{-3} \text{ лет}$$

Найдём среднее время планового простоя за год в часах

$$T^{А}_{ср.г.план} = \frac{T^{А}_{план(12)} \cdot n \cdot 8760}{12}$$

$$T^{А}_{ср.г.план} = \frac{152{,}58 \cdot 10^{-3} \cdot 2 \cdot 8760}{12} = 222{,}77 \text{ ч/год}$$

где n – количество линий, n=2.

Найдём время внепланового простоя для графика А

$$T^{А}_{ав} = 8760 \cdot 2 \cdot \sum_{1}^{i} W_{авi} \cdot T_{авi} \cdot n_{э}$$

$$T^{А}_{ав} = 8760 \cdot 2 \cdot 1{,}02 \cdot 10^{-3} = 17{,}95 \text{ ч/год}$$

где n – количество элементов.

Аналогично рассчитаем время планового и внепланового простоя для схемы Б, при этом учитывая, что теперь элементы 3 и 2 резервируются с помощью перемычки

$$T^{А}_{план(12)} = К_{п2} \cdot T_{план2} \cdot 2 + К_{п4} \cdot T_{план4} \cdot 2$$

$$T^{Б}_{план(12)} = 9{,}7 \cdot 10^{-3} \cdot 3 \cdot 2 + 7{,}7 \cdot 10^{-3} \cdot 6 \cdot 2 = 150{,}6 \cdot 10^{-3} \text{ лет}$$

Найдём среднее время планового простоя за год в часах

$$T^{Б}_{ср.г.план} = \frac{150{,}6 \cdot 10^{-3} \cdot 2 \cdot 8760}{12} = 219{,}88 \text{ ч/год}$$

где n – количество линий, n=2.

Найдём время внепланового простоя для графика А

$$T^{Б}_{ав} = 8760 \cdot 2 \cdot 0{,}69 \cdot 10^{-3} = 13{,}65 \text{ ч/год}$$

Рассчитаем мощность, которую необходимо отключить при работе одного трансформатор для обеспечения коэффициента загрузки трансформатора ГПП Кз = 1,4.

$$К_{з.т} = \frac{\sqrt{(P_р^V)^2 + (Q_э - \Delta Q_т)^2}}{S_{ном.т.ГПП}},$$

$$P_{откл} = 859,28 \text{ квар},$$

$$Q_{откл} = 828,66 \text{ квар},$$

$$S_{откл} = \sqrt{P_{откл}^2 + Q_{откл}^2},$$

$$S_{откл} = \sqrt{859,28^2 + 828,66^2} = 1193,75 \text{ кВА}.$$

9.3 Технико-экономический расчёт сравниваемых вариантов

Проведём технико-экономический расчёт для сравнения рассматриваемых вариантов по ежегодным приведённым затратам.

$$З = Е_н \cdot К + И_н + У,$$

$$К = К_п,$$

$$И_н = И_а + И_{т.р} + И_э,$$

где $З$ – ежегодные приведённые затраты, тыс.руб/год;

$Е_н$ – нормативный коэффициент эффективности капиталовложений, 1/год;

К – капитальные вложения, тыс.руб;

$К_п$ – капитальные вложения в подстанции, тыс.руб;

$И_н$ – ежегодные издержки на эксплуатацию сети, тыс.руб/год;

$И_а$ – амортизационные отчисления, тыс.руб/год;

$И_{т.р}$ – отчисления на текущий ремонт, тыс.руб/год;

$И_э$ – затраты на потери электроэнергии, тыс.руб/год.

У – ущерб в результате недоотпуска электроэнергии.

Принимая нормативный срок окупаемости равным 8 лет, будем иметь $Е_н = 0,125$ 1/год.

$$И_а = Е_{а(п)} \cdot К_п,$$

$$И_{т.р} = Е_{т.р(п)} \cdot К_п,$$

где $Е_а$ – годовая норма амортизации, 1/год;

$Е_{т.р}$ – годовая норма отчислений на текущий ремонт, 1/год.

Из справочной литературы [7, табл. 2.23] принимаем следующие коэффициенты отчислений: для силового электротехнического оборудования ПС $E_а = 0{,}063$, $E_{т.р} = 0{,}01$.

Потери электроэнергии в нормальном режиме не изменятся, поэтому их учитывать не будем.

Найдём ущерб от недоотпуска электроэнергии

$$У = \Delta W_{ав} \cdot К_{уд.ав} + \Delta W_{план} \cdot К_{уд.план},$$

$$\Delta W_{ав} = S_{откл} \cdot T_{ав},$$

$$\Delta W_{ав}^{А} = 1193{,}75 \cdot 17{,}95 = 21428 \text{ кВт} \cdot \text{ч},$$

$$\Delta W_{ав}^{Б} = 1193{,}75 \cdot 13{,}65 = 16292 \text{ кВт} \cdot \text{ч},$$

$$\Delta W_{план} = S_{откл} \cdot T_{срг.план},$$

$$\Delta W_{план}^{А} = 1193{,}75 \cdot 222{,}77 = 265927 \text{ кВт} \cdot \text{ч},$$

$$\Delta W_{план}^{Б} = 1193{,}75 \cdot 219{,}88 = 262477 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Коэффициенты $К_{уд.ав}$ и $К_{уд.план}$ возьмём из справочника [7]; $К_{уд.ав}$=0,89 и $К_{уд.план}$=0,3. Тогда ущерб для варианта А будет равен

$$У^{А} = 21428 \cdot 0{,}83 + 265927 \cdot 0{,}3 = 98850 \text{ руб} / \text{год},$$

$$У^{Б} = 16292 \cdot 0{,}83 + 262477 \cdot 0{,}3 = 93243 \text{ руб} / \text{год}.$$

Приведём цены к 2017 году умножив на поправочный коэффициент

$$У^{А} = 12389{,}2 \text{ тыс.руб} / \text{год},$$

$$У^{Б} = 11786{,}6 \text{ тыс.руб} / \text{год}.$$

Определим затраты для обоих вариантов

$$З^{А} = У^{А},$$

$$З^{А} = 12389{,}2 \text{ тыс.руб} / \text{год},$$

$$З^{Б} = (E_н + E_{а(п)} + E_{т.р(п)}) \cdot К_п + У^{Б},$$

$$З^{Б} = (0{,}125 + 0{,}01 + 0{,}063) \cdot 1504{,}8 + 11786{,}6 = 11984{,}3 \text{ тыс.руб/год}.$$

Выводы по разделу 9

В данном разделе было произведено технико-экономическое сравнение двух вариантов фрагмента электрической сети предприятия.

По произведённому расчёту видно, что вариант А будет дороже на 404,9 тыс.руб в год, поэтому принимаем к реализации вариант Б – «схема №110-4Н два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий». При выборе варианта фрагмента СЭС по технико-экономическому расчёту, учитываются только его приведённые годовые затраты, при этом следует помнить о влиянии внутренних и внешних факторов на реализацию варианта. Анализ рассматриваемых вариантов будет продолжен в разделе 14.

10 РАСЧЁТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

Дуговые сталеплавильные печи вносят существенные искажения в сеть, тем самым ухудшают показатели качества электроэнергии питающей сети. Колебания напряжения возникают в результате резких изменений активной и реактивной мощностей. Толчки мощности приводят к значительным колебаниям токов фаз печи. Поэтому изначально было принято схемное решение отделить ДСП от спокойной нагрузки с помощью сдвоенного реактора.

Произведем расчет для определения соответствия качества потребляемой энергии.

Для группы однотипных печей:

$$\delta U_{max} = \frac{S_{т.н}}{S_к} \cdot \sqrt[4]{n} \cdot 100\% \le 1\%, \qquad (10.1)$$

где S_k - мощность к.з в точке подключения ДСП, $S_{К'_3}$=86,8 МВА;

$S_{т.н}$ - мощность одной печи, $S_{т.н}$=5500 кВА;

n - количество ДСП, n=2.

По формуле 10.1:

$$\delta U_{max} = \frac{5,5}{86,8} \cdot \sqrt[4]{2} \cdot 100\% = 7,54\%.$$

Колебания напряжения на нагрузке находятся на недопустимом уровне.

Нелинейные искажения в напряжении питающей сети появляются за счет нелинейности ВАХ дуги. В сеть генерируются гармоники, начиная со второй.

Произведем оценку максимального значения коэффициента несинусоидальности напряжения.

$$I = \frac{1,25 \cdot I_н \cdot \sqrt[4]{n}}{\nu^2}, \qquad (10.2)$$

где ν – номер гармоники,

$I_н$– номинальный ток печного трансформатора.

$$I_{ном} = \frac{S_{т.н}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \text{ А},$$

$$I_{ном} = \frac{5500}{\sqrt{3} \cdot 10} = 317,5 \text{ А}.$$

По формуле 10.2:

$$I = \frac{1,25 \cdot 317,5 \cdot \sqrt[4]{2}}{\nu^2} = \frac{472}{\nu^2} \text{ А}.$$

Тогда напряжение гармоник будет равно:

$$U_n = I \cdot X_э,$$

где $X_э$ – эквивалентное сопротивление сети относительно печи,

U_n– напряжение гармоник.

$$X_э = \frac{(x_C + x_{ВЛ} + x_{ТР} + x_{Р1}) \cdot (x_Н + x_{КЛН} + x_{Р2} + x_{ТРН})}{(x_C + x_{ВЛ} + x_{ТР} + x_{Р1}) + (x_Н + x_{КЛ} + x_{Р2} + x_Т)} + x_{Р2} + x_{КЛП} + x_{ТРП},$$

где x_C – сопротивление системы,

$x_{ТР}$ – сопротивление трансформатора ГПП,

$x_{КЛН}$ – сопротивление кабельной линии идущей до ТП,

$x_Н$ – сопротивление нагрузки,

$x_{ТРН}$ – сопротивление трансформатора питающего нагрузку,

$x_{КЛП}$ – сопротивление кабельной линии питающей печной трансформатор,

$x_{ТРП}$ – сопротивление печного трансформатора.

Напряжение гармоник на нагрузке будет равно:

$$U_{пн} = U_n \cdot \frac{(x_C + x_{ВЛ} + x_{ТР} + x_{Р1}) \cdot x_Н}{(x_C + x_{ВЛ} + x_{ТР} + x_{Р1} + x_Н + x_{КЛ} + x_{Р2} + x_Т) \cdot x_э}.$$

Найдём коэффициент несинусоидальности для ν-ой гармоники

$$K_n = \frac{U_n}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \cdot 100\%.$$

Суммарный коэффициент несинусоидальности на печном трансформаторе равен

$$K_u = \frac{\sqrt{\sum_{i=1}^{n} U_n^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \cdot 100\%,$$

$$K_n = 7,18\ \%.$$

Несимметрия напряжения при работе ДСП возникает за счет несимметрии короткой сети и характеризуется коэффициентом обратной последовательности.

Напряжение обратной последовательности

$$U_2 = \sqrt{3} \cdot I_2 \cdot x_{2\Sigma},$$

где I_2 – ток обратной последовательности, А.

$$I_2 = \frac{S_п}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}},$$

где $S_п$ – мощность печи пульсирующая, ВА.

$$S_п = \frac{1}{2 \cdot \cos\varphi} \cdot \sqrt{(2 \cdot P' - P'')^2 + 3 \cdot (P'')^2}, \qquad (10.3)$$

где P', P'' – мощности мертвой и дикой фаз, кВт.

Примем коэффициент несимметрии короткой сети $\varepsilon_{кс} = 0,3$

Мощность мертвой фазы:

$$P' = \left(\frac{1}{3} - \varepsilon_{кс} \cdot \frac{1}{6}\right) \cdot \sum_1^4 P_i,$$

$$P' = \left(\frac{1}{3} - 0,3 \cdot \frac{1}{6}\right) \cdot 11000 = 2649 \text{ кВт}.$$

Мощность дикой фазы:

$$P'' = \left(\frac{1}{3} + \varepsilon_{кс} \cdot \frac{1}{6}\right) \cdot \sum_1^2 P_i,$$

$$P'' = \left(\frac{1}{3} + 0,3 \cdot \frac{1}{6}\right) \cdot 11000 = 3584 \text{ кВт}.$$

Пульсирующая мощность по формуле (10.3):

$$S_п = \frac{1}{2 \cdot 0,85} \cdot \sqrt{(2 \cdot 2649 - 3584)^2 + 3 \cdot 3584^2} = 7577 \text{ кВА}.$$

Найдём коэффциент несимметрии по обратной последовательности на печном трансформаторе

$$К_{2u} = \frac{S_n}{4 \cdot S_{кз}} \cdot 100\% = \frac{7577}{4 \cdot 86763} \cdot 100\% = 2{,}18\ \%.$$

Это значение находится в пределах нормы $К_{2u.пред}$=3% для 3 класса по ГОСТ Р 51317.2.4.

Выводы по разделу 10

Все показатели находятся в пределах допустимого, поэтому дополнительных мер по улучшению качества не требуется благодаря мере принятой ранее (разделение спокойной и резкопеременной нагрузок).

11 КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

В данном разделе проведём оценку располагаемых источников реактивной мощности и расчёт оптимальных значений вырабатываемой ими реактивной мощности. На основе расчётных данных выберем низковольтные батареи конденсаторов для ТП и высоковольтные для шин ГПП.

Принимаем для расчёта оптимальных мощностей компенсирующих устройств, что нагрузка на шины ГПП равномерна ввиду малой относительной потребляемой реактивной мощности ТП 1 подключённой к СШ 1, также принимаем нагрузку на шинах ТП распределённой равномерно. Произведём расчёт компенсирующих устройств для секции шин 1, схема замещения сети для расчёта КРМ представлена на рисунке 11.1.

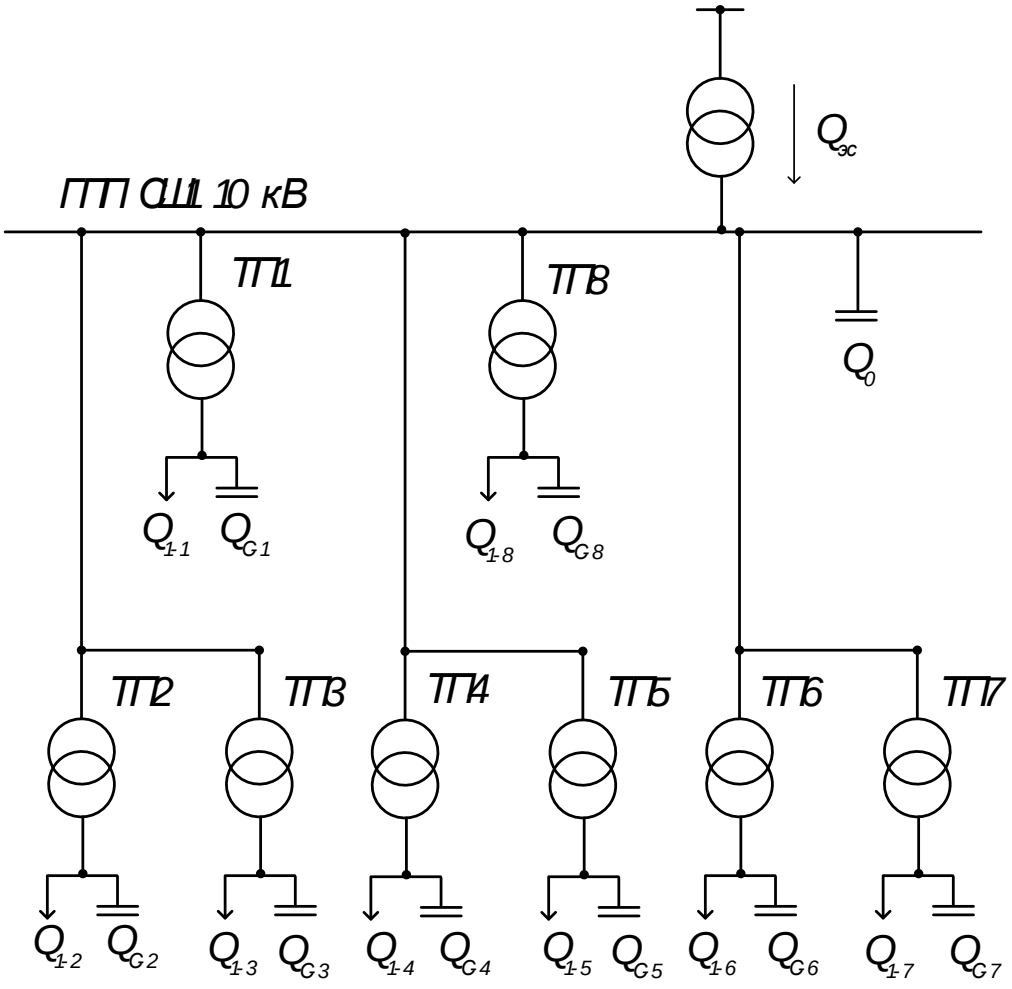

Рисунок 11.1 – Схема замещения сети для расчёта КРМ

Данные для расчёта компенсирующих устройств 0,4 кВ представлены в таблице 11.1. В данной таблице приведены данные трансформаторов ТП из таблиц 4.2 и 4.3, а также указаны сопротивления трансформаторов и суммарные сопротивления кабельных линий по которым они питаются. Активное

сопротивление трансформатора приведённое к стороне ВН 10 кВ рассчитывается по формуле:

$$R_{тр} = \frac{\Delta P_{кз} \cdot U^2_{ном}}{S^2_{т.н}}.$$

Таблица 11.1 – Данные для расчёта КРМ на шинах 0,4 кВ ТП

ТП	$S_{т.н}$, кВА	Q_1, квар	$\Delta Q_т$, квар	$R_т$, Ом	КЛ (начало - конец)	$R_{кл}$, Ом	$R_э$, Ом
ТП1	400	135,1	24,5	3,79	ГПП - ТП 1	0,076	3,866
ТП2	800	360,9	31,2	1,31	ГПП - ТП 2	0,096	1,496
ТП3	800	360,9	31,2	1,31	ТП 2 - ТП 3	0,076	1,583
ТП4	400	199,0	20,7	3,79	ГПП - ТП 4	0,176	4,139
ТП5	400	199,0	20,7	3,79	ТП 4 - ТП 5	0,076	4,222
ТП6	800	361,3	30,8	1,31	ГПП - ТП 6	0,233	1,756
ТП7	800	361,3	30,8	1,31	ТП 6 - ТП 7	0,115	1,911
ТП8	400	112,4	19,9	3,79	ГПП - ТП 8	0,297	4,087
Итого		2090	209,7				

Для определения оптимальной реактивной мощности, генерируемой БК, рассчитаем эквивалентные сопротивления соответствующих ТП [28]. Для ТП питающихся по радиальной схеме, эквивалентное сопротивление равно сумме сопротивлений трансформатора и кабельной линии.

$$R^р_э = R_{кл} + R_т.$$

Для ТП питающихся по магистральной схеме первоначально вычисляется эквивалентная проводимость точки 1 – после первой кабельной линии (рисунок 11.2).

$$\frac{1}{R_1} = \frac{1}{R_{т.1}} + \frac{1}{R_{кл.1-2} + R_{т.2}}.$$

Тогда эквивалентные сопротивления присоединений:

$$R^м_{э.тп1} = \left(1 + \frac{R_{кл.0-1}}{R_1}\right) \cdot R_{т.1},$$

$$R^м_{э.тп2} = \left(1 + \frac{R_{кл.0-1}}{R_1}\right) \cdot (R_{кл.1-2} + R_{тп.2}).$$

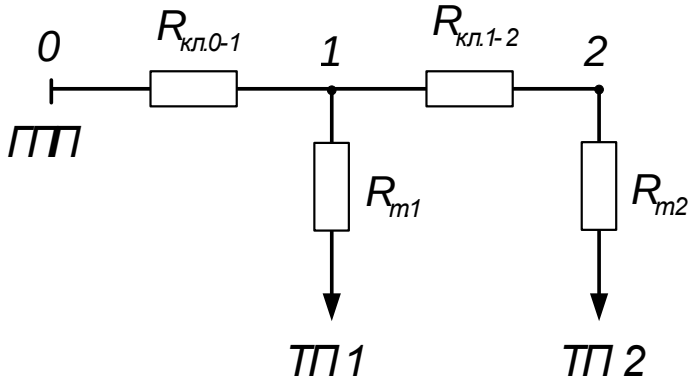

Рисунок 11.2 – Поясняющая схема для расчёта эквивалентных сопротивлений ТП питаемых по магистральным линиям

Рассчитаем для ТП 2 и ТП 3 питаемых по магистральной схеме: ГПП – ТП 2 – ТП 3 эквивалентные сопротивления присоединений.

$$\frac{1}{R_1} = \frac{1}{1,31} + \frac{1}{0,076+1,31} = 1,49 \text{ Ом},$$

$$R_{э.тп1} = (1+0,0,096\cdot 1,49)\cdot 1,31 = 1,5 \text{ Ом},$$

$$R_{э.тп1} = (1+0,096\cdot 1,49)\cdot(0,076+1,31) = 1,58 \text{ Ом}.$$

Результаты расчёта эквивалентных сопротивлений присоединений представлены в таблице 11.1.

Получение реактивной мощности возможно при помощи батарей конденсаторов 0,4 кВ на шинах ТП и 10 кВ на шинах ГПП, а также она может вырабатываться синхронными электродвигателями и быть получена из энергосистемы, поэтому требуется оценить экономические показатели каждого варианта КРМ по приведённым затратам.

В общем случае затраты на генерацию реактивной мощности определяются по формуле, тыс.руб/год:

$$З = З_0 + З_1 \cdot Q + З_2 \cdot Q^2,$$

где $З_0$ – постоянная составляющая затрат, тыс.руб/год;

$З_1$ – удельные затраты на 1 Мвар генерируемой мощности, тыс.руб/(Мвар·год);

$З_2$ – удельные затраты на 1 Мвар^2 генерируемой мощности, тыс.руб/(Мвар^2·год).

Для батарей конденсаторов удельные затраты на генерацию реактивной мощности будут вычисляться по формулам:

$$З_{0.г.бк} = Е_{Σв} \cdot К_{в} + Е_{Σр} \cdot К_{р},$$
$$З_{1.г.бк} = Е_{Σбк} \cdot К_{бк} + С'_{0} \cdot ΔР_{бк},$$
$$З_{2.г.бк} = 0,$$

где $Е_{Σв}, Е_{Σр}, Е_{Σбк}$ – суммарные коэффициенты отчислений на вводное устройство, регулирующее устройство и БК соответственно, 1/год;

$К_{в}, К_{р}, К_{бк}$ – капитальные вложения на вводное устройство, регулирующее устройство и БК соответственно, тыс.руб;

$ΔР_{бк}$ – удельные потери в конденсаторах, кВт/Мвар.

Для батарей статических конденсаторов $Е_{Σбк} = 0,203$ 1/год.

Стоимость БК с учётом индекса цен.

$$К_{бк.вн} = 6 \cdot 125,33 = 752 \text{ тыс.руб/Мвар},$$
$$К_{бк.нн} = 12 \cdot 125,33 = 1504 \text{ тыс.руб/Мвар}.$$

Найдём $С'_{0}$

$$С'_{0} = δ \cdot (α \cdot К_{М} + β \cdot τ_{м}),$$

где $С'_{0}$ – стоимость 1 кВт потерянной электроэнергии, тыс.руб/(кВт·год);

$δ$ – коэффициент учитывающий затраты на расширение сетей;

$α$ – основная ставка двуставочного тарифа, тыс.руб/(кВт·год);

$К_{м}$ – отношение потерь активной мощности в момент наибольшей активной нагрузки энергосистемы;

$β$ – дополнительная плата за 1 кВт·ч, руб./(кВт·ч);

$τ_{м}$ – время годовых максимальных потерь, ч/год.

Коэффициент учитывающий затраты на расширение сетей 10 кВ принимаем $δ = 1,1$. Для электросталеплавильного предприятия принимаем $К_{м} = 1$. Время максимальных потерь принимаем $τ_{м} = 3521$ ч для трёхсменной работы и cosφ = 0,8 [7, табл. 2.25].

В соответствии с текущими тарифами на электроэнергию $α = 228,17 \text{ руб} / (\text{кВт} \cdot \text{мес}) = 2738 \text{ тыс.руб} / (\text{кВт} \cdot \text{год})$, $β = 0,45 \text{ руб}/(\text{кВт} \cdot \text{ч})$ (таблица 1.1).

$$С'_{0} = 1,1 \cdot (2738 \cdot 1 + 0,45 \cdot 3521) / 1000 = 4,77 \text{ тыс.руб}/(\text{кВт} \cdot \text{год}).$$

Для БК 10 кВ в качестве вводного устройства принимаем ячейку КРУ-СЭЩ-70-630/20 и вакуумный выключатель ВВМ-СЭЩ-10-20/630.

Из каталога на компенсирующие устройства [29] имеем сведения, что $\Delta P_{бк} < 2$ кВт/Мвар, принимаем $\Delta P_{бк} = 2$ кВт/Мвар.

$$З_{0.г.бк.вн} = (0,063 + 0,01 + 0,12) \cdot (531,8 + 218,6) + 0 = 148,6 \text{ тыс.руб/год},$$
$$З_{1.г.бк.вн} = 0,208 \cdot 752 + 4,77 \cdot 2 = 166 \text{ тыс.руб/(год} \cdot \text{Мвар)}.$$

Для БК 0,4 кВ в качестве вводного устройства принимаем автоматический выключатель ВА-СЭЩ-TS на токи в интервале 40-300 А. Для БК 0,4 кВ принимаем $\Delta P_{бк} = 2$ кВт/Мвар.

$$З_{1.г.бк.нн} = 0,208 \cdot 1504 + 4,77 \cdot 2 = 322,4 \text{ тыс.руб/(год} \cdot \text{Мвар)}.$$

Определим расчётные оптимальные реактивные мощности БК 0,4 кВ, с учётом, что к шинам 10 кВ подключается БК 10 кВ, то есть можно принять коэффициент Лагранжа $\lambda = З_{бк.вн} = З_{1.бк.вн} = 166$ тыс.руб/(год $\cdot$ Мвар).

$$Q_{с.р.бк.нн} = Q_1 + \Delta Q_т + \frac{З_{1.г.бк.вн} - З_{1.г.бк.нн}}{2a \cdot C'_0 \cdot R_{э.тп}} = Q_1 + \Delta Q_т + \frac{Z}{R_{э.тп}},$$
$$a = \frac{1000}{U^2_{ном}},$$
$$a = \frac{1000}{(10 \cdot 10^3)^2} = 10 \text{ кВ}^{-2},$$
$$Z = \frac{З_{1.г.бк.вн} - З_{1.г.бк.нн}}{2a \cdot C'_0},$$
$$Z = \frac{170,3 - 317,8}{2 \cdot 10 \cdot 11,425} = -1639,5 \text{ квар} \cdot \text{Ом}.$$

Если расчётная оптимальна реактивной мощность БК оказывается отрицательной $Q_{с.р.бк.нн} < 0$, то она оптимальная мощность БК принимается равной нулю $Q_{с.бк.нн} = 0$. Если $Q_{с.р.бк.нн} > 0$, то $Q_{с.бк.нн} = Q_{с.р.бк.нн}$.

Далее с учётом требуемой мощности компенсирующих устройств $Q_к$ для одной шины ТП (таблица 4.2) выбирается ближайшая стандартная мощность низковольтной батареи конденсаторов.

$$Q_{бк.нн} \geq Q_{с.бк.нн} + Q_к.$$

Результаты расчётов по выбору низковольтных БК сведены в таблицу 11.2
Для примера рассчитаем мощность БК для ТП 8.

$$Q_{с.р.бк.тп8} = 132,3 + \frac{-1639,5}{4,09} = \text{ -268,8 квар},$$

$$Q_{с.бк.тп8} = 0 \text{ квар},$$

$$Q_{с.бк.тп8} + Q_{к.тп8(сш1)} = 0 + \frac{322,2}{2} = 161,1 \text{ квар}.$$

Таблица 11.2 – Результаты расчётов мощности БК 0,4 кВ

Место установки БК	$Q_1+\Delta Q_т$, квар	$R_{э.тп}$, Ом	$Q_{с.бк.нн}$, квар		$Q_к$, квар	$Q_к+ Q_{с.бк.нн}$, квар	$Q_{бк.нн}$, квар
			Расчётное	Принятое			
ТП1	159,6	3,866	-264,5	0,0	0,0	0,0	0
ТП2	392,1	1,496	-703,98	0,0	0,0	0,0	0
ТП3	392,1	1,583	-643,6	0,0	0,0	0,0	0
ТП4	219,7	4,139	-176,4	0,0	0,0	0,0	0
ТП5	219,7	4,222	-168,6	0,0	0,0	0,0	0
ТП6	392,1	1,756	-541,4	0,0	0,0	0,0	0
ТП7	392,1	1,911	-465,9	0,0	0,0	0,0	0
ТП8	132,3	4,087	-268,8	0,0	161,1	161,1	200
Итого для БК 0,4 кВ	2299,7	-	-	161,1	161,1	161,1	200

Принимаем к установке на шины ТП 1 конденсаторную нерегулируемую установку, без фильтров гармоник, КРМ(УК)-0,4-200-УХЛ4 [29]. При этом ток установки будет 216,5 А, для подключения выбираем автоматический выключатель ВА-СЭЩ-TS-300N.

Определим оптимальную реактивную мощность получаемую из энергосистемы, как наименьшее из двух значений определяемых по формулам:

$$Q'_{эс1.сш1} = \alpha_1 \cdot P_{р.сш1},$$

$$Q'_{эс2.сш1} = Q_{р.сш1},$$

где α_1 – коэффициент, зависящий от района объединённой энергосистемы;

$К_{н.р}$ – коэффициент несовпадения реактивной мощности;

$P_{р.сш1}$, $Q_{р.сш1}$ – расчётные активная и реактивная мощность нагрузки подключённой к секции шин 1.

Коэффициенты принимаем в соответствии с рекомендациями методической литературы [30, табл. 1, 2] $\alpha_1 = 0,31$, $К_{н.р} = 0,85$.

По данным из таблицы 3.3 рассчитаем мощность активных и реактивных нагрузок приходящихся на секции шин 1 и 3 ГПП, при этом учитываем, что однотрансформаторная ТП 1 подключена только к СШ 1, остальные нагрузки равномерно распределены на обе пары секций шин.

$$P_{р.сш1} = P_{р.тп.сш1} + 2 \cdot P_{р.печи}$$

$$P_{р.сш1} = \left(\frac{6873,6 - 264,8}{2} + 264,8 \right) + 7947,5 = 11516,7 \text{ кВт},$$

$$Q_{р.сш1} = Q_{р.тп.сш1} + 2 \cdot Q_{р.печи}$$

$$Q_{р.сш1} = \left(\frac{5776,3 - 270,2}{2} + 270,2 \right) + 4925,3 = 7948,7 \text{ квар},$$

$$Q'_{эс1.сш1} = 0,31 \cdot 11516,7 = 3570,2 \text{ квар},$$

$$Q'_{эс2.сш1} = 7948,7 \text{ квар}.$$

Принимаем оптимальную реактивную мощность, потребляемую из энергосистемы и определим оптимальное значение коэффициента реактивной мощности для секции шин 1.

$$Q_{эс.сш1} = Q'_{эс.сш1} = 3570,2 \text{ квар},$$

$$tg\varphi_{эс.сш1.опт} = \frac{3570,2}{11516,7} = 0,31.$$

Из условия баланса реактивных мощностей на секции шин 1 ГПП, определим требуемую мощность батареи конденсаторов 10 кВ.

$$Q_0 = \sum (Q1 + \Delta Q_т) + \Delta Q_{т.гпп} - \left(\Sigma Q_{бк.нн} + Q_{эс.сш1} \right),$$

$$Q_0 = 7015,5 + 209,7 + 1058,1 - \left(200 + 3570,2 \right) = 4674,2 \text{ квар}.$$

Принимаем к установке на секцию шин 1 высоковольтную установку компенсации реактивной мощности КРМ-10,5-4700 УХЛ4 [35]. Конденсаторная установка будет подключаться через ячейку КРУ-СЭЩ-70-630/20 с вакуумным выключателем ВВМ-СЭЩ-20/630 и трансформаторы тока ТОЛ-СЭЩ-10-01-100.

Для секции шин 2 ГПП с учётом меньшей реактивной мощности принимаем к установке КРМ-10,5-4500 УХЛ4 с таким же вводным устройством.

Результаты расчётов представим в таблице 11.3.

Таблица 11.3 – Результат выбора компенсирующих устройств

Место установки БК	$Q_к$, квар	$Q_к$+ $Q_{с.бк}$, квар	$Q_{бк}$, квар	Тип принятой установки КРМ	Ток, А	Вводной аппарат
ТП1	0,0	0,0	0	-	-	-
ТП2	0,0	0,0	0	-	-	-
ТП3	0,0	0,0	0	-	-	-
ТП4	0,0	0,0	0	-	-	-
ТП5	0,0	0,0	0	-	-	-
ТП6	0,0	0,0	0	-	-	-
ТП7	0,0	0,0	0	-	-	-
ТП8	161,1	161,1	200	КРМ(УК)-0,4-200 УХЛ4	288,7	ВА-СЭЩ-TS-300N
Итого по БК 0,4кВ	161,1	161,1	200			
ГПП СШ 1	0,0	4674,2	4700	КРМ-10,5-4700 УХЛ4	98,1	ВВМ-СЭЩ-20/630
ГПП СШ 2	0,0	4514,6	4500	КРМ-10,5-4500 УХЛ4	86,6	ВВМ-СЭЩ-20/630
Итого по БК 10 кВ		9188,8	9200	-	-	-

Проверим баланс реактивной мощности на СШ1. Рассчитаем потребляемые и генерируемые мощности.

$$Q_{п.сш1} = \sum (Q1 + \Delta Q_т) + Q_к + \Delta Q_{т.гпп},$$

$$Q_{п.сш1} = 7015,5 + 209,7 + 529,1 + 161,1 + 1058,1 = 8444,4 \text{ квар},$$

$$Q_{г.сш1} = \Sigma Q_{бк.нн} + \Sigma Q_{сд} + Q_{бк.вн} + Q_{эс.сш1},$$

$$Q_{г.сш1} = 200 + 1106,6 + 4700 + 3570,2 = 8470,2 \text{ квар}.$$

Рассчитанное значение генерируемой мощности незначительно превышает значение потребляемой реактивной мощности, то есть из энергосистемы будет потребляться меньше рассчитанного оптимального значения. Рассчитаем разницу мощностей:

$$\Delta Q, \% = \frac{Q_{г.сш} - Q_{п.сш}}{Q_{п.сш}} \cdot 100\%,$$

$$\Delta Q, \% = \frac{8470,2 - 8444,4}{8444,4} \cdot 100\% = 0,31\ \%.$$

Так как разница в мощностях лежит в пределах 5%, то считаем, что баланс реактивных мощностей шин 1 ГПП получился.

Рассчитаем реальные коэффициент реактивной мощности для секции шин 1.

$$tg\varphi_р = \frac{Q_{п.сш1} - (Q_{г.сш1} - Q_{эс.сш1})}{P_{р.сш1}},$$

$$tg\varphi_р = \frac{8444,4 - (8470,2 - 3570,2)}{11516,2} = 0,308.$$

Рассчитаем резерв реактивной мощности, считая, что минимальный резерв составляет 10%

$$Q_{рез} \geq Q_{п.сш} \cdot 0,1,$$

$$Q_{рез.сш1} \geq 8444,4 \cdot 0,1 = 844,44 \text{ квар},$$

Принимаем к установке на секцию шин 1 и секцию шин 2 высоковольтную установку компенсации реактивной мощности КРМ-10,5-850 УХЛ4 [29].

Выводы по разделу 11

Оптимальный выбор схемы компенсации реактивной мощности является важной задачей, при построении рационального электроснабжения промышленного предприятия. Расчёт был проведён на основе метода Лагранжа. Расчёт по методу Лагранжа является относительно простым и достаточно точным, позволяет учитывать данные электрических нагрузок и параметры СЭС.

По результатам расчётов были получены наиболее рациональные величины генерируемых реактивных мощностей для высоковольтных синхронных электродвигателей, низковольтных и высоковольтных батарей конденсаторов. Произведён выбор устройств компенсации реактивной мощности КРМ 0,4 и 10 кВ, а также их вводные устройства.

Проведена оценка резерва реактивной мощности, для обеспечения которого были установлены дополнительные установки компенсации реактивной мощности.

12 НЕСЕЛЕКТИВНАЯ СИГНАЛИЗАЦИЯ НА ПОДСТАНЦИИ

12.1 Организация защиты

Принципиальная схема подстанции изображена на рисунке 12.1.

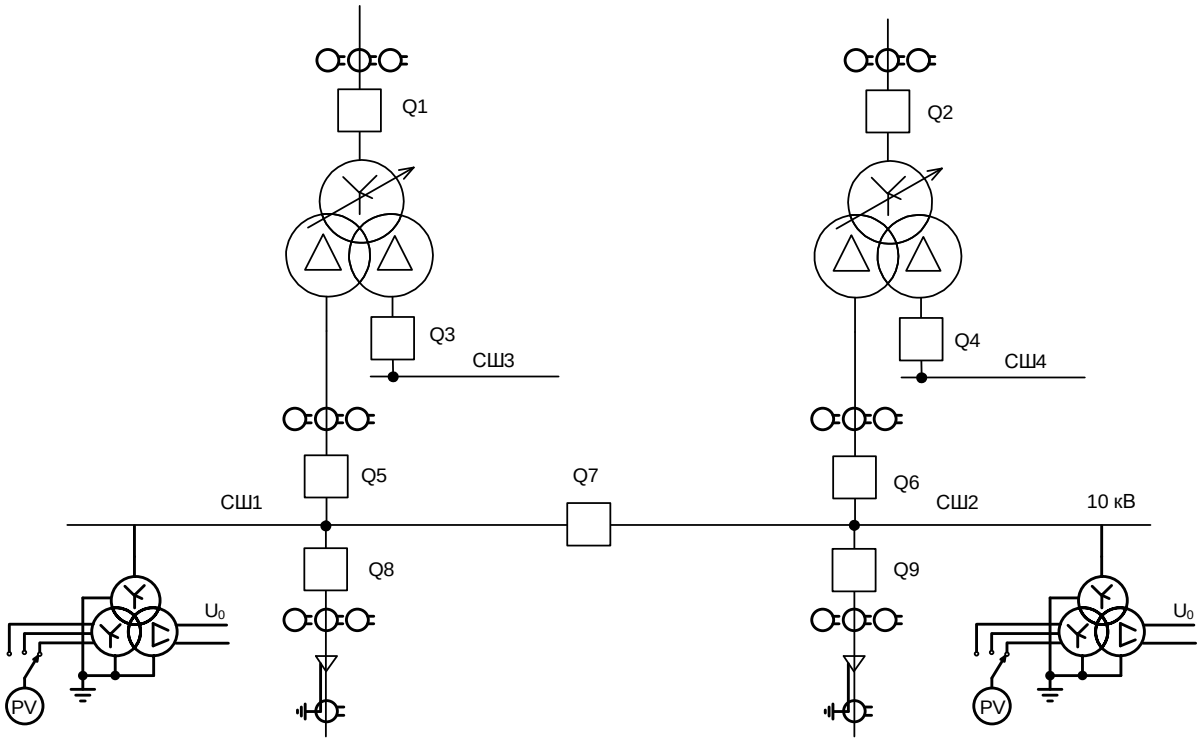

Рисунок 12.1 – Принципиальная схема подстанции

Защита от ОЗЗ, согласно ПУЭ, должна быть выполнена в виде [5, п. 3.2.96]:

1. Селективной защиты (устанавливающей повреждённое направление), действующей на сигнал.
2. Селективной защиты (устанавливающей повреждённое направление), действующей на отключение, когда это необходимо требованиями безопасности.
3. Устройство контроля изоляции, при этом отыскание повреждённого элемента должно осуществляться специальными устройствами, допускающими отыскание повреждённого элемента поочерёдным отключением присоединений.

В настоящее время в Росси и за рубежом применяются следующие основные разновидности защит от ОЗЗ:

1. Защиты, измеряющие напряжение нулевой последовательности.
2. Ненаправленные защиты, регистрирующие составляющую промышленной частоты тока нулевой последовательности.
3. Направленные защиты, реагирующие на составляющие в токе нулевой последовательности.
4. Защиты реагирующие на высшие гармонические составляющие в токе нулевой последовательности.

5. Защиты, фиксирующие «наложенный» ток с частотой, отличной от промышленной.

6. Защиты, реагирующие на составляющие тока и напряжения нулевой последовательности в переходном процессе ОЗЗ.

Первый тип относится к неселективной защите, остальные – к селективной.

О возникновении ОЗЗ персонал электрических сетей (непосредственно на ПС или РП или при дистанционном управлении – по каналам телемеханики) первоначально узнаёт по срабатыванию неселективной сигнализации выполненной трансформатором напряжения. В нормальном режиме работы электрической сети напряжение на нейтрали может изменяться в пределах 0–15 В, а при возникновении ОЗЗ увеличивается до 100 В.

При этом неселективная сигнализация только указывает, на какой из секций сборных шин РП произошло ОЗЗ. Определение повреждённого присоединения может проходить по двум вариантам:

1. Если на ПС или в РП установлена селективная сигнализация, измеряющая токи, протекающие по ТТНП, установленным в начале каждого присоединения, то данная сигнализация должна указать повреждённое присоединение с однофазным замыканием на землю.

2. Если на ПС или в РП отсутствует селективная сигнализация или она не может определить повреждённое присоединение, то оперативный персонал начинает последовательно отключать по одному присоединению (без нарушения электроснабжения потребителей).При этом возможны ещё два варианта:

– Если после отключения какого-либо присоединения напряжение на нейтрали сохраняется неизменным и равно 100 В, то это говорит о том, что присоединение с ОЗЗ не найдено. Отключённое присоединение подключают к секции сборных шин и переходят к следующему присоединению.

– Если после отключения присоединения напряжение на нейтрали снижается со 100 В практически до 0–15 В, то это является признаком, что отключено присоединение, в котором возникло ОЗЗ.

После определения присоединения с ОЗЗ в электрической сети производят переключения, запитывая потребителя по другим линиям. Повреждённое присоединение выводят из работы, определяют место повреждения, причину возникновения ОЗЗ и устраняют её.

12.2 Трансформаторы напряжения

Устройство контроля изоляции (или общая неселективная сигнализация появления ОЗЗ в электрической сети, питаемой от сборных шин подстанции или высоковольтного распределительного пункта) фиксирует факт возникновения ОЗЗ в электрической сети. Устройство подключается к одной из секций сборных шин подстанции, используя информацию о напряжении нулевой последовательности (его ещё называют общей неселективной защитой напряжения нулевой последовательности или 1-й ступенью защиты от ОЗЗ). Практически все устройства контроля изоляции сети напряжением 6–10–35 кВ

выполняются с использованием трансформаторов напряжения TV – трехфазных, либо трех однофазных. Основные типы трансформаторов напряжения используемых для неселективной сигнализации: 3хЗНОЛ, НТМИ, НАМИ, НАМИТ. На сегодняшний день наиболее надежными являются трансформаторы напряжения типа НАМИ и НАМИТ (трехфазный трансформатор напряжения антирезонансный, измерительный), которые рекомендуется устанавливать на подстанциях и распределительных пунктах электрических сетей напряжением 6–10–35 кВ.

На рисунке 12.2 приведена схема включения устройства контроля изоляции, выполненная с использованием трансформатора напряжения типа НАМИ.

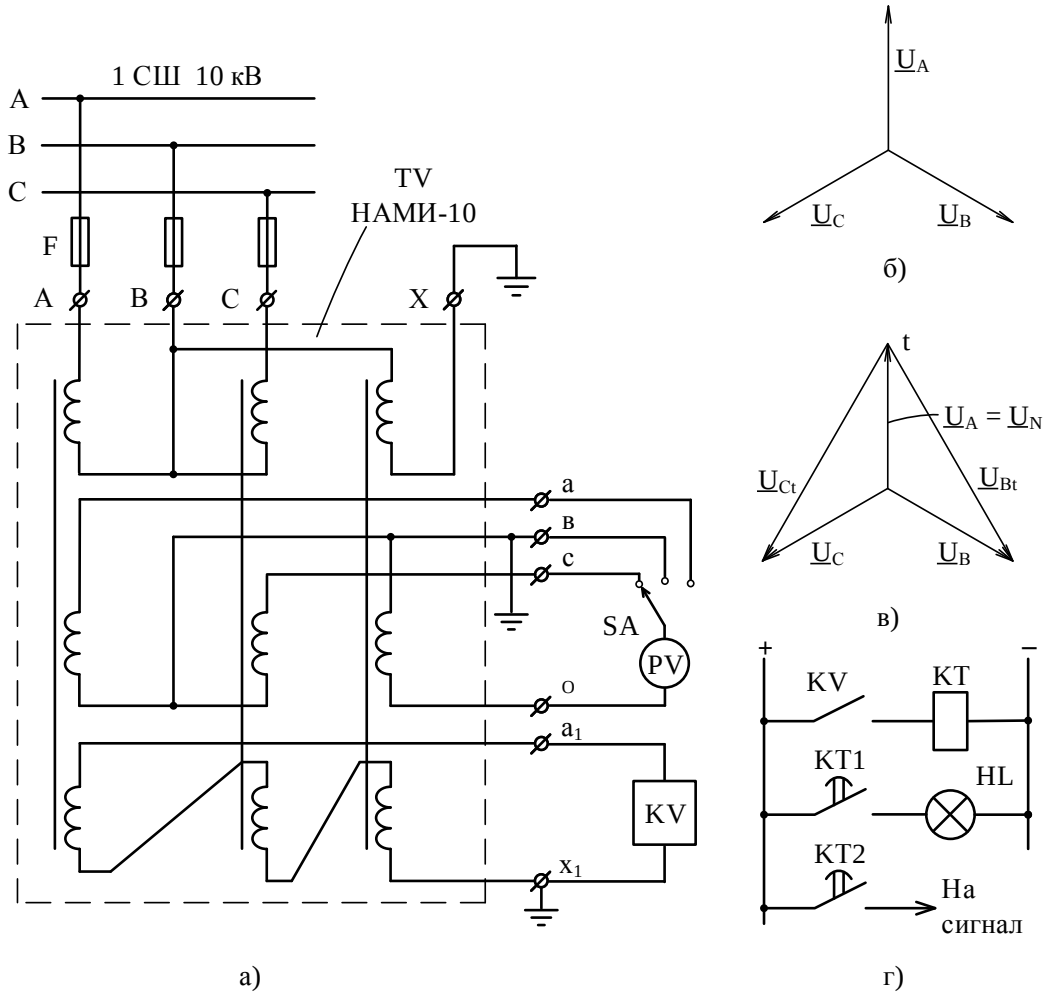

Рисунок 12.2 – Схема включения устройства контроля изоляции (а, г) и векторные диаграммы напряжений до ОЗЗ (б) и при ОЗЗ (в)

Вторичная обмотка TV, соединенная по схеме «разомкнутого треугольника», является фильтром напряжения нулевой последовательности $3U_O$. В нормальном режиме работы сети при симметричных напряжениях фаз относительно земли U_{At}, U_{Bt} и U_{Ct} на выводах этой обмотки напряжение, пропорциональное напряжению

нейтрали U_N, практически отсутствует (имеется только напряжение небаланса, значение которого обычно не превышает 1 В). При возникновении ОЗЗ, например, фазы А напряжение этой фазы относительно земли UAt становится равным нулю (точка «t» перемещается в вершину треугольника А – рисунок 9, в). Напряжения неповрежденных фаз В и С относительно земли U_{Bt} и U_{Ct} увеличиваются с фазного значения до линейного, а напряжение на нейтрали сети N становится равным значению фазного напряжения источника питания поврежденной фазы $U_N = U_A$. При этом на обмотке, соединённой по схеме «разомкнутого треугольника» напряжение достигает 100 В и защита напряжения нулевой последовательности (для электрической сети с компенсацией ёмкостных токов), имеющая уставку по напряжению $0{,}3 \cdot U_Ф = 30$ В, с выдержкой времени 0,5–0,7 с срабатывает на сигнал (на рисунке 12.2, г обозначено: KV – реле напряжения, КТ – реле времени, HL – сигнальная лампа). В электрической сети с изолированной нейтралью уставку по напряжению иногда снижают до уровня $0{,}06 \cdot U_Ф = 6$ В.

Дополнительно устройство контроля изоляции позволяет контролировать напряжения фаз сети относительно земли с помощью одного вольтметра PV с переключателем SA, подключаемого к фазам вторичной обмотки трансформатора напряжения TV, соединённой по схеме «звезда с нулём» или с помощью трех вольтметров, постоянно подключенных к этой обмотке. В нормальном, симметричном режиме все три напряжения фаз относительно земли на выводах вторичной обмотки TV, соединенной по схеме «звезда с нулём», одинаковы и равны $100/\sqrt{3} \approx 57{,}7$ В. При возникновении ОЗЗ показание вольтметра поврежденной фазы понижается до нуля при металлическом замыкании, а показания вольтметров других фаз увеличиваются до линейного значения – 100 В. Таким образом, устройство контроля изоляции позволяет, во-первых, выявить появление ОЗЗ с указанием секции сборных шин с повреждённым присоединением, но, не указывая какое из них повреждено (отсюда название «общая неселективная защита»), во-вторых, показать какая из фаз сети повреждена. После срабатывания защиты на сигнал персонал электрических сетей обязан немедленно приступить к определению присоединения с ОЗЗ.

Трансформатор напряжения 3хЗНОЛ, в отличие от НАМИ, не обладает защитой от феррорезонанса. Поэтому такой тип трансформторов целесообразно использовать только при определённых условиях: отсутствуют феррорезонансные процессы или трансформатор защищён от них. Кроме того, при увеличении тока, падает класс точности трансформатора. Схема подключения обмоток трансформаторов напряжения 3хЗНОЛ представлена на рисунке 12.3.

Рассмотрим трёхфазный трансформатор напряжения НАМИТ. Схема трансформатора показана на рисунке 12.4.

Трансформатор напряжения НАМИТ, в котором используется защита от феррорезонанса, предназначен для измерения напряжения и контроля изоляции в электрических сетях напряжением 6 и 10 кВ с любым режимом нейтрали.

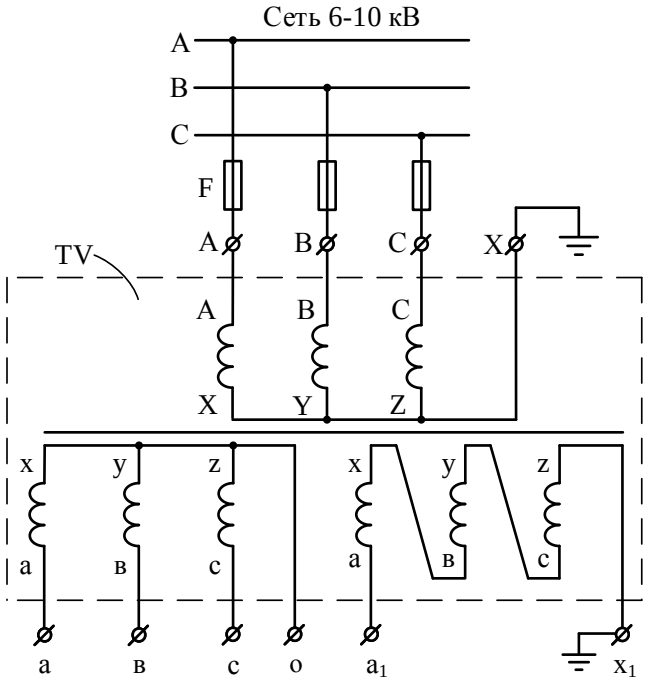

Рисунок 12.3 – Схема трансформатора напряжения 3хЗНОЛ

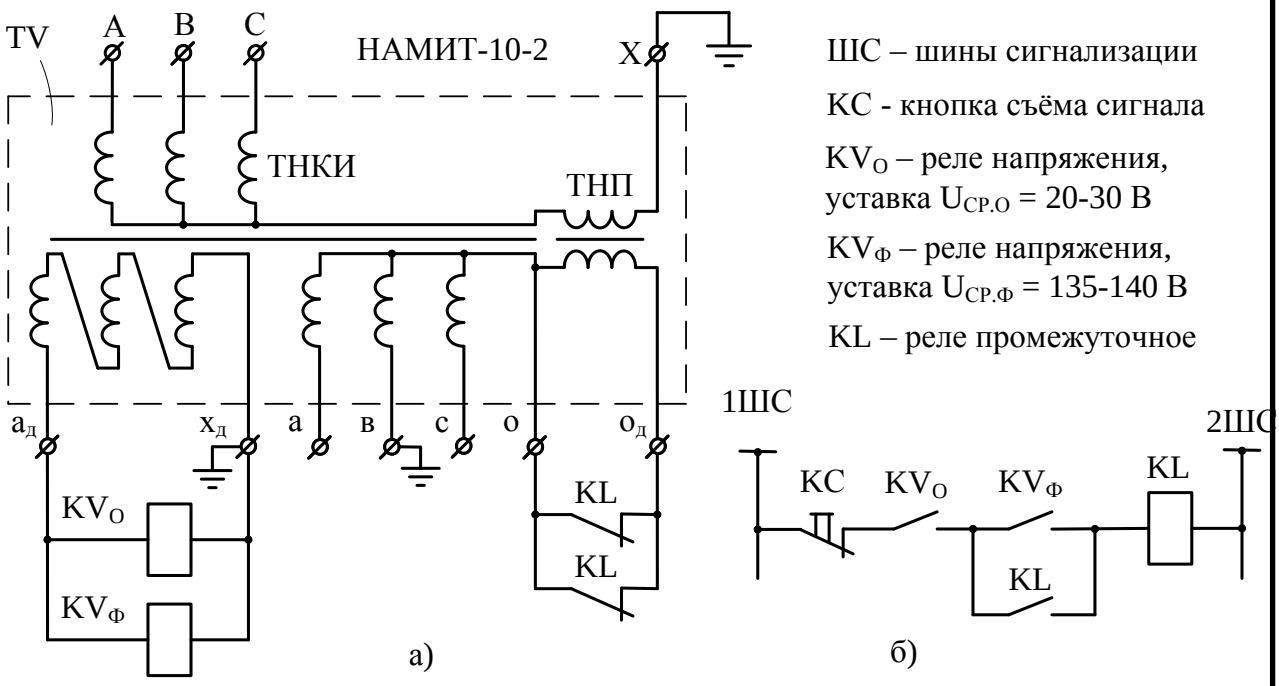

Рисунок 12.4 – Схема трансформатора напряжения типа НАМИТ

Трансформатор типа НАМИТ (рисунок 12.4, а) состоит из двух трансформаторов напряжения, установленных в одном корпусе:

ТНКИ – трансформатор напряжения контроля изоляции. Предназначен для питания цепей измерительных приборов, учета электрической энергии и контроля изоляции;

ТНП – трансформатор нулевой последовательности, предназначен для защиты трансформатора ТНКИ от повреждений (феррорезонанса) при однофазных замыканиях на землю.

Трансформатор ТНКИ конструктивно представляет трехстержневой, трехобмоточный трансформатор напряжения и позволяет получить те же семь напряжений, что трансформатор, показанный на рисунок 12.2.

Трансформатор ТНП представляет однофазный двухобмоточный трансформатор, первичная обмотка которого включена между нейтралью первичной обмотки трансформатора ТНКИ и землей. Автоматическое изменение индуктивного сопротивления трансформатора ТНП, обеспечиваемое с помощью схемы, показанной на рисунок 12.4, б, исключает феррорезонансные процессы при дуговых однофазных замыканиях в электрической сети с изолированной нейтралью.

При нормальном режиме работы сети напряжение на «разомкнутом треугольнике» U_O близко к нулю, что значительно меньше уставок $U_{CP.O}$ и $U_{CP.Ф}$ реле KV_O и $KV_Ф$. При этом контакты KV_O и $KV_Ф$ разомкнуты, реле KL обесточено, а его контакты KL шунтируют вторичную обмотку трансформатора ТНП, обусловливая минимальное значение индуктивного сопротивления первичной обмотки трансформатора ТНП и не оказывая влияния трансформатора ТНП на трансформатор ТНКИ.

При дуговых замыканиях, когда напряжение смещения нейтрали может значительно превысить фазное напряжение сети, напряжение U_O становится больше уставок $U_{CP.O}$ и $U_{CP.Ф}$, срабатывают реле KV_O, $KV_Ф$ и KL, обеспечивая размыкание нормально замкнутых контактов KL, которые дешунтируют вторичную обмотку трансформатора ТНП. При этом индуктивное сопротивление первичной обмотки трансформатора ТНП резко возрастает, ограничивая ток (ток насыщения) первичной обмотки трансформатора ТНКИ, защищая его от феррорезонанса.

Структура условного обозначения:

НАМИТ-10-2 УХЛ2:

Н - трансформатор напряжения;

А - антирезонансный;

М - с естественным масляным охлаждением;

И - для измерительных цепей;

Т - трехфазный;

10 - номинальное напряжение, кВ;

2 - конструктивный вариант;

УХЛ2 - климатическое исполнение и категория размещения по ГОСТ

Бак трансформатора сварен из листовой стали. Каждый трансформатор имеет пломбу, препятствующую разборке трансформатора, расположенную на одном из болтов, крепящих крышку к раме бака. Пломба подтверждает пригодность трансформатора напряжения к работе в качестве измерительного.

Масса трансформатора не более 110 кг

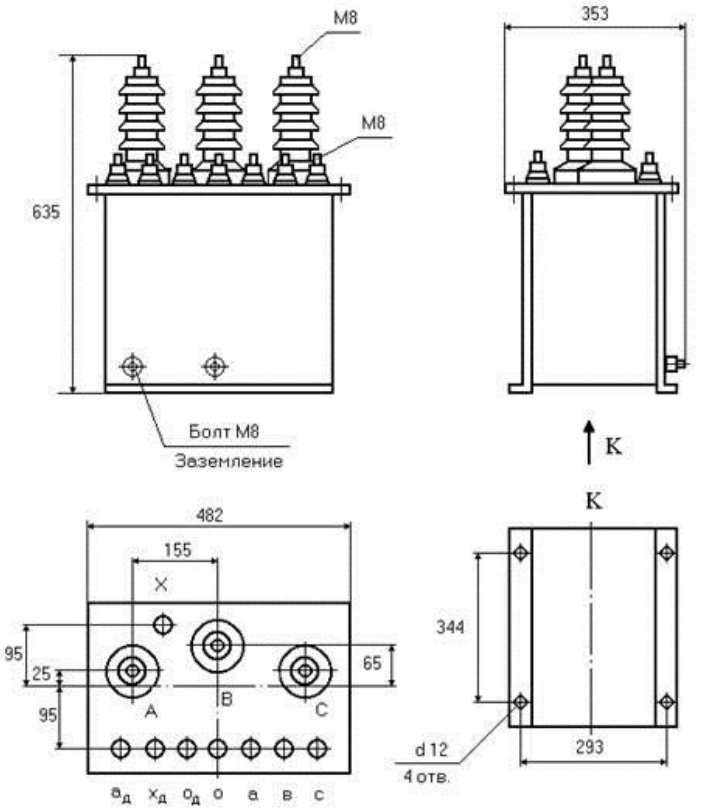

Рисунок 12.5 – Конструктивное исполнение трансформатора НАМИТ

Выводы к разделу 12

В данном разделе была описана неселективная защита от однофазных замыканий на землю на подстанции и контроль изоляции. Так же были описаны трансформаторы тока НАМИ и НАМИТ.

13 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ

13.1 Территория, компоновка и конструктивная часть подстанции

13.1.1 Размещение главной понизительной подстанции предприятия

Главная понизительная подстанция предприятия будет располагаться на территории предприятия, максимально приближенная к условному центру электрических нагрузок предприятия, при этом не соприкасаясь с производственными цехами. Воздушная линия подходит к ГПП со стороны питающей подстанции энергосистемы, не проходя по территории предприятия. Выдержано расстояние между основной дорогой предприятия и ЗРУ подстанции, для удобной прокладки кабельных линий, выпиленных в земляных траншеях.

К подстанции обеспечены подъезды от основных автодорог предприятия, которые выполнены с асфальтобетонным покрытием. Транспортное обслуживание на ОРУ будет осуществлено с технологических проездов, шириной 4 м. В ОРУ 110 кВ предусмотрен проезд для передвижных монтажно-ремонтных механизмов и приспособлений, а также передвижных лабораторий, в соответствии с ПУЭ [5, п.4.2.45]. Подъезд пожарных машин возможен с двух сторон ГПП.

13.1.2 Габариты и разрывы на подстанции

В соответствии с требованиями ПУЭ электрооборудование, токоведущие части, изоляторы, крепления, ограждения, несущие конструкции, изоляционные и другие расстояния должны быть выбраны таким образом, чтобы:

– В нормальном режиме работы электроустановки (ЭУ) обеспечивали безопасность обслуживающего персонала, а также не могли допустить повреждения электрооборудования и возникновения аварийной ситуации;

– При нарушении нормальных условий работы ЭУ была обеспечена необходимая локализация повреждений, обусловленных действием КЗ;

– При снятом напряжении с ЭУ, её части и конструкции могли подвергаться безопасному техническому обслуживанию и ремонту без нарушения работы соседних ЭУ;

– Была обеспечена возможность удобного транспортирования оборудования [5, п.4.2.17].

Для обеспечения безопасности работ, производимых в цепях устройств релейной защиты, все вторичные обмотки измерительных трансформаторов тока и напряжения должны иметь постоянное заземление. При необходимости разрыва токовой цепи, измерительных приборов и реле, цепь вторичной обмотки трансформаторов тока предварительно закорачиваются на специально предназначенных для этого зажимах.

Таблица 13.1 – Минимальные фактические расстояния в свету от токоведущих частей до различных элементов ОРУ

Наименование расстояния	Обозначение	Изоляционное расстояние, мм,	
		10 кВ	110 кВ
От токоведущих частей или от элементов оборудования и изоляции, находящихся под напряжением, до заземлённых конструкций или постоянных внутренних ограждений высотой не менее 2 м	$А_{Ф-З}$		2500
Между проводами разных фаз	$А_{Ф-Ф}$	220	1300
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		1650
От неогражденных токоведущих частей до земли или до кровли зданий при наибольшем провисании проводов	Г	2930	3800
От контакта и ножа разъединителя в отключённом положении до ошиновки, присоединённой ко второму контакту	Ж		2000

Все расстояния соответствуют требованиям ПУЭ в части расстояний от токоведущих частей до различных частей подстанции [5, табл. 4.2.5].

Для обеспечения безопасной работы, исключения ошибки персонала и лёгкого распознавания частей и фаз одноименных шин на ОРУ и ЗРУ, фазы токоведущих частей должны иметь следующую окраску в соответствии с ПУЭ:

– Фаза А – жёлтый цвет;
– Фаза В – зелёный цвет;
– Фаза С – красный цвет.

Заземляющие ножи окрашены в чёрный цвет.

13.1.3 Размещение трансформаторов ГПП

Обеспечена установка трансформаторов таким образом, чтобы были удобные и безопасные условия для наблюдения за уровнем масла в маслоуказателях без снятия напряжения. В тёмное время суток предусмотрено освещение маслоуказателей, для случая, когда общего освещения недостаточно.

К газовым реле трансформаторов обеспечен безопасный доступ для наблюдения и отбора проб газа без снятия напряжения. Для этого трансформаторы обеспечиваются стационарной лестницей, в соответствии с комплектацией установленной заводом изготовителем.

Трансформаторы установлены на специальные направляющие изготавливаемые из рельс Р50, которые монтируются на фундаменты НСП-12а [31]. Для закрепления трансформатора на направляющих предусмотрены упоры, устанавливаемые с обеих сторон трансформатора. При этом уклон масляного трансформатора, необходимый для обеспечения поступления газа к газовому реле, будет создан путём установки подкладок под катки.

Для предотвращения растекания масла при аварии и распространения пожара предусмотрен маслоприёмник, маслоотвод и маслосборник (рисунок 13.1). Обозначения на рисунке 13.1: 1 − маслоприемник; 2 − дренажно-гравийная засыпка; 3 − маслоотвод; 4 − маслосборник; 5 − насос; 6 − колодец.

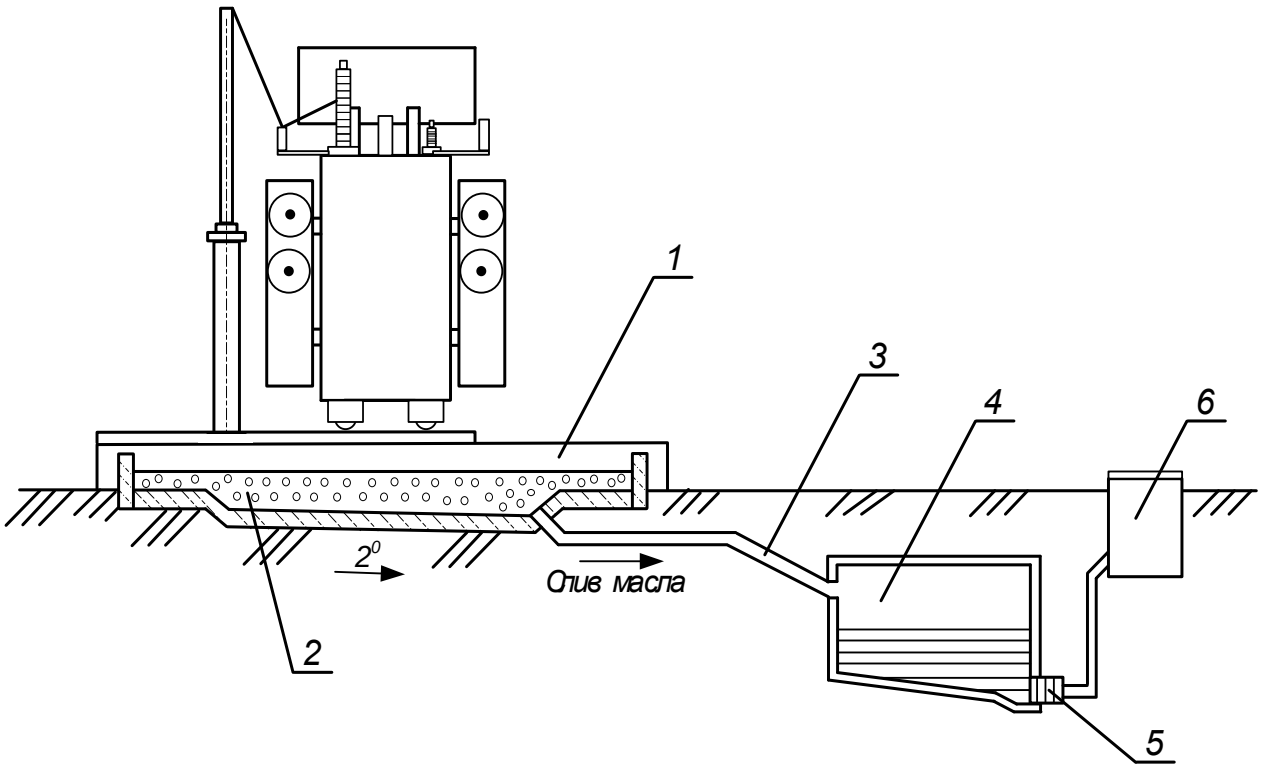

Рисунок 13.1 – Схема отвода и чистки замасленных стоков трансформатора

Маслосборники рассчитан на приём 100% масла. А также на задержание 20% расчётного расхода воды. Маслоотводы рассчитаны на отвод 50% масла и полное количество воды не более чем за 0,25 часа. В нормальном режиме эксплуатации при достижении уровня замасленной воды в маслосборнике выше 0,5 м от днища должна производиться откачка и вывоз в установленные места.

Так как трансформаторы ГПП имеют единичную мощностью до 63 МВ·А, то выполнение перегородки между ними не требуется. Расстояние между трансформаторами превышает минимальные 1,25 м, в соответствии с ПУЭ [5, п.4.2.211].

Так как трансформаторы имеют систему охлаждения с дутьём и естественной циркуляцией масла (Д), то предусмотрим устройствами для автоматического пуска и останова устройства системы охлаждения.

Навешивание шкафа управления на бак трансформатора допускается, если шкаф и устанавливаемое в нем оборудование рассчитаны на работу в условиях вибрации, создаваемой трансформатором. Автоматический пуск осуществляется в зависимости от температуры верхних слоёв масла или температуры обмотки и независимо от этого по току нагрузки трансформатора. Расположение задвижек охладительных устройств обеспечивает удобный доступ к ним, возможность отсоединения трансформатора от системы охлаждения и выкатки трансформатора без слива масла из охладителей.

Для шкафов приводов устройств регулирования напряжения под нагрузкой предусмотрим электрический подогрев с автоматическим управлением.

Для демонтажа и монтажа узлов трансформатора и системы охлаждения обеспечен подъезд автокранов соответствующей грузоподъёмности и длины стрелы, при этом предусмотрена выкатка трансформатора по рельсам максимально близко к автодороге, для его погрузки/разгрузки.

13.1.4 Защитные средства ГПП

Для обеспечения безопасности обслуживающего персонала применяются как индивидуальные средства защиты, так комплексные мероприятия направленные на предотвращение неправильных действий персонала, которые могут повлечь за собой появление аварийной ситуации или получение увечий. Перечислим основные требования по обеспечению безопасной работы персонала.

Двери помещений электроустановок, камер, щитов и сборок, кроме тех, в которых проводятся работы, должны быть закрыты на замок. На приводах (рукоятках приводов) коммутационных аппаратов с ручным управлением (выключателей, разъединителей) во избежание подачи напряжения на рабочее место должны быть вывешены плакаты «Не включать! Работают люди».

На приводах разъединителей, которыми отключена для работ ВЛ или КЛ, независимо от числа работающих бригад, вывешивается один плакат «Не включать! Работа на линии». Этот плакат вывешивается и снимается по указанию оперативного персонала, ведущего учёт числа работающих на линии бригад.

В электроустановках должны быть вывешены плакаты «Заземлено» на приводах разъединителей и выключателей нагрузки, при ошибочном включении которых может быть подано напряжение на заземлённый участок электроустановки. Для временного ограждения токоведущих частей, оставшихся под напряжением, могут применяться щиты, ширмы, экраны, изготовленные из изоляционных материалов.

На временные ограждения должны быть нанесены надписи «Стой! Напряжение» или укреплены соответствующие плакаты.

Для защиты персонала выполняющего работы в электроустановках, должны применяться индивидуальные средства защиты, которые делятся на основные и дополнительные. К основным изолирующим средствам относятся

диэлектрические перчатки, слесарно-монтажный инструмент с изолированными рукоятками. В качестве дополнительных защитных средств применяются диэлектрические коврики, боты, изолирующие штанги, диэлектрические подставки.

Согласно ПТЭЭП [39] и «Инструкции по применению и испытанию средств защиты, используемых в электроустановках» СО 153-34.03.603-2003 [44], для эксплуатационного обслуживания распределительного устройства выше 1 кВ должны иметься средства защиты перечисленные в таблице 13.2.

Таблица 13.2 – Нормы комплектования средствами защиты распределительных устройств ГПП 110/10 кВ

Номер в списке	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	2 шт.
5.2	10 кВ	2 шт.
6	Защитные ограждения (щиты)	2 шт.
7	Плакаты и знаки безопасности (переносные)	2 комплекта
8	Противогаз изолирующий	2 шт.
9	Защитные очки или щитки	2 шт.

13.1.5 Устройство дверей ГПП

Для проезда на территорию ГПП транспорта предусмотрены двустворчатые ворота шириной 4,7 м, ворота запираются на навесной замок. Для прохода персонала на территорию ОРУ ГПП предусмотрена калитка шириной 1 м, в ограждении ГПП, расположенная со стороны безопасного подхода к ЗРУ.

Для ЗРУ ГПП принимаем две входные двери из помещений РУ, открывающиеся наружу с самозапирающимися замками, отпираемые без ключа с внутренней стороны помещения. Двери будут выполнены двустворчатыми, ширина дверного проёма 1 м, высота 2 м, согласно ПУЭ [10].

Двери между отсеками одного РУ или между смежными помещениями двух РУ будут иметь устройство, фиксирующее двери в закрытом положении и не препятствующее открыванию дверей в обоих направлениях.

13.2 Электробезопасность

13.2.1 Заземляющие ножи и система блокировки

По требованию обеспечения безопасности работ на открытом распределительном устройстве 110 кВ подстанции, установлены разъединители РН-II-110 с заземляющими ножами. Для заземляющих ножей используется механическая блокировка. Заземляющие ножи окрашены в чёрный цвет. Рукоятки приводов заземляющих ножей окрашены в красный цвет, а рукоятки других приводов – в цвета оборудования.

Ячейки комплектных распределительных устройств 10 кВ, расположенных в ЗРУ, имеют механическую блокировку.

13.2.2 Расчёт заземляющего устройства ОРУ ГПП

Защитное, рабочее и грозозащитное заземление на ГПП выполним на основе одного заземляющего устройства. Произведём расчёт заземления в соответствии с требованиями ПУЭ [5, глава 1.7]. Приведём данные для расчёта.

Заземление рассчитывается для открытого распределительного устройства ГПП 110/10 кВ. Электросеть 110 кВ выполнена с эффективно заземлённой нейтралью обмоток источника тока. Электросеть 10 кВ выполнена с изолированной нейтралью. На ГПП имеется сеть 0,4 кВ для питания собственных нужд подстанции – сеть выполнена с глухозаземлённой нейтралью трансформатора.

Для электросети 110 кВ, так ка на имеет эффективное заземление, принимаем ток однофазного короткого замыкания на землю равным току трёхфазного замыкания. Из раздела 7 принимаем $I_к^{(1)} = I_к^{(3)А} = 11{,}328$ кА.

Так как место размещения предприятия и соответственно подстанции является условным, в соответствии с руководством по проектированию заземлений установок проводной связи [32], принимаем тип почвы чернозём с удельным сопротивлением 50 Ом·м. В зимнее время происходит промерзание грунта, а значит происходит увеличение его удельного сопротивления. Город Челябинск относится ко II климатической зоне. Принимаем глубину промерзания грунта $h_1 = 2$ м. Для промёрзшего чернозёма принимаем удельное сопротивление 250 Ом·м. С учётом принятых удельных сопротивлений расчёт заземления будем проводить как для двуслойного грунта с удельными сопротивлениями слоёв $\rho_1 = 250$ Ом·м и $\rho_2 = 50$ Ом·м.

В соответствии с требованиями ПУЭ по части заземляющих устройств в электроустановках выше 1 кВ в сети с эффективно заземлённой нейтралью: расчёт заземления следует выполнять с соблюдением требований либо к сопротивлению, либо к напряжению прикосновения [5, п. 1.7.88], а также должно выполняться требования, что напряжение на заземляющем устройстве при стекании с него тока замыкания на землю не должно превышать 10 кВ [5, п 1.7.89]. Расчёт будем производить с соблюдением требований

по сопротивлению заземляющего устройства, которое должно иметь в любое время года значение не более 0,5 Ом с учётом сопротивления естественных и искусственных заземлителей [5, п 1.7.90]. При расчёте естественные заземлители учитывать не будем.

По требованиям ПУЭ принимаем глубину заложения электрода $t_в$ = 0,6 м; длину вертикального заземлителя $l_в$ = 4 м. Изобразим поперечный разрез схемы установки электродов заземлителя на рисунке 2. Для вертикальных электродов принимаем прутковую сталь круглого сечения 10 мм.

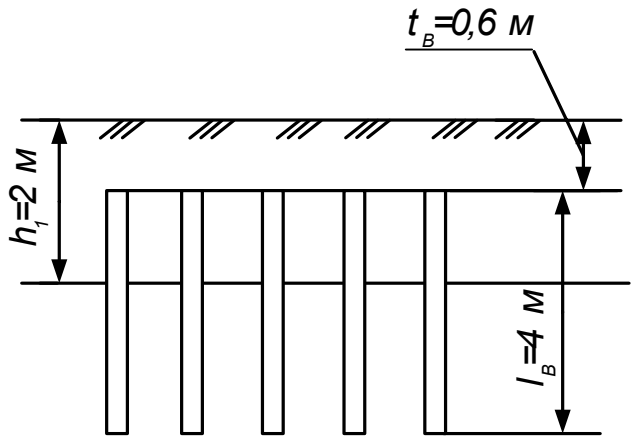

Рисунок 13.2 – Схема закладки электродов заземляющего устройства

Горизонтальные заземлители проложим по краю контура заземляющего устройства так, чтобы они в совокупности образовывали замкнутый контур. Внешнюю ограду ГПП не рекомендуется присоединять к заземлителю, поэтому для исключения электрической связи прокладываем контур на расстоянии 2 м от ограды. Также в соответствии с ПУЭ [5, 1.7.90] продольные заземлители должны быть проложены вдоль осей электрооборудования со стороны обслуживания на расстоянии 0,8-1,0 м от фундаментов или оснований оборудования.

Предварительную схему заземляющего устройства ГПП представим на рисунке 13.3. Расчёт сложного заземлителя в многослойной земле произведём способом наведённых, для этого проведём ряд вычислений по методике из учебника по основам техники безопасности в электроустановках [33].

Площадь занимаемая заземляющим устройством ГПП равна:

$$S = 62 \cdot 30{,}5 = 1891 \text{ м}^2.$$

По плану заземления на рисунке 13.3 имеем длину горизонтальных электродов $L_г = 645$ м, а число вертикальных электродов n = 69. Рассчитаем суммарную длину вертикальных заземлителей:

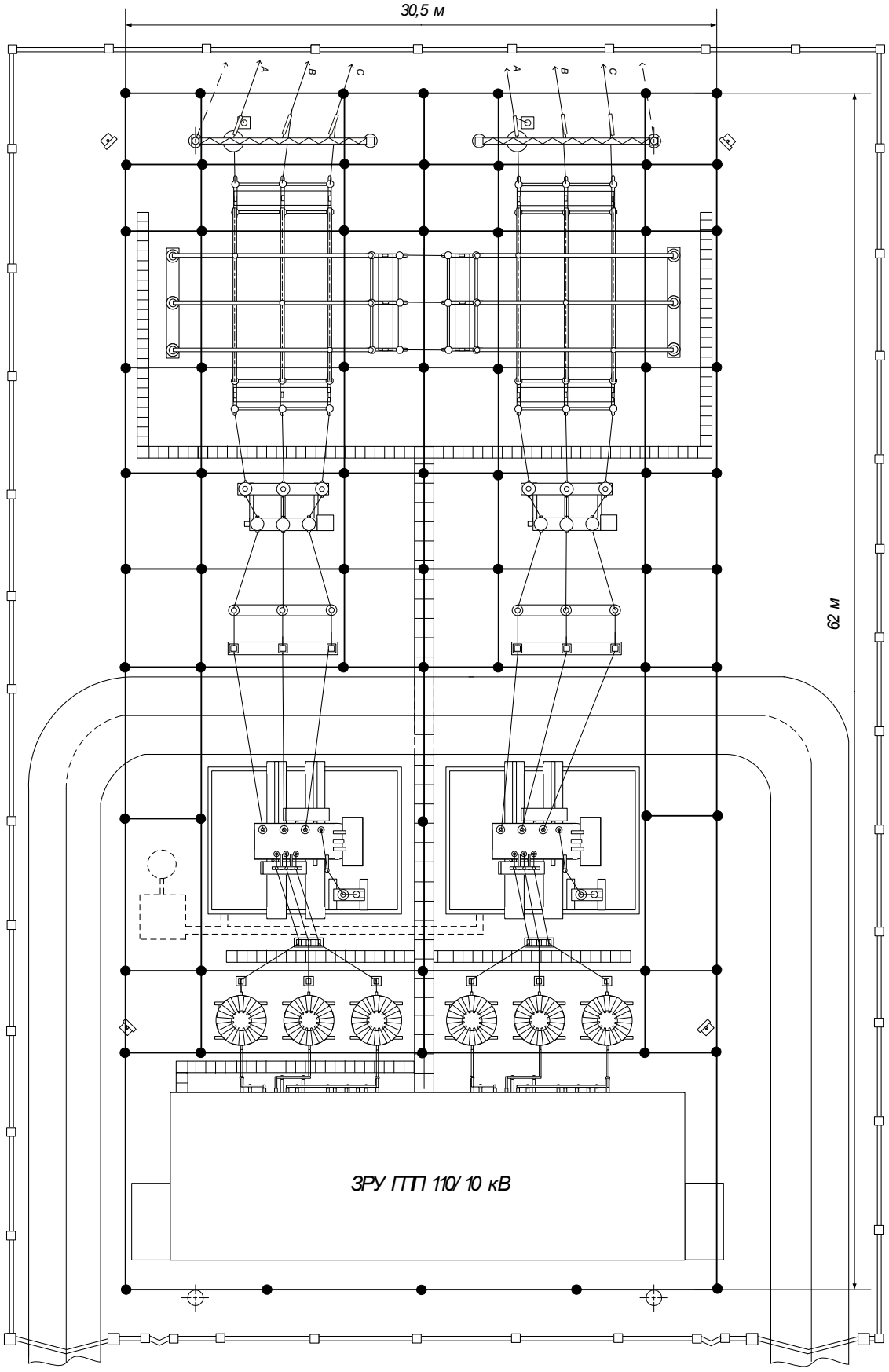

Рисунок 13.3 – План заземляющего устройства ГПП

$$L_в = n \cdot l_в,$$
$$L_в = 69 \cdot 4 = 276 \text{ м}.$$

Составим условную – расчётную модель заземлителя, она будет представлять собой горизонтальную квадратную сетку из взаимно пересекающихся полос с вертикальными электродами. Расчётная модель имеет одинаковые с принятой схемой площадь, суммарную длину горизонтальных, а также вертикальных электродов и их количеств, глубину заложения в землю. Заземлитель расчётной модели принимается погруженным в однородную землю с расчётным эквивалентным сопротивлением $\rho_э$, при котором искомое R имеет тоже значение, что и в принятой схеме заземлителя в двуслойной земле [33].

Вычислим длину одной стороны модели будет равна:

$$\sqrt{S} = \sqrt{1891} = 43{,}49 \text{ м}.$$

Количество ячеек m по одной стороне модели и длина стороны ячейги b:

$$m = \frac{L_г}{2\sqrt{S}} - 1,$$
$$b = \frac{\sqrt{S}}{m},$$
$$m = \frac{645}{2\sqrt{1891}} - 1 = 6{,}41 \approx 7,$$
$$b = \frac{\sqrt{1891}}{7} = 6{,}21 \text{ м}.$$

Уточним длину горизонтальных электродов:

$$L'_г = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m+1),$$
$$L'_г = 2 \cdot \sqrt{1891} \cdot (7+1) = 695{,}8 \text{ м}.$$

Рассчитаем расстояние между вертикальными электродами, исходя из их количества:

$$a = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{n},$$
$$a = \frac{4 \cdot \sqrt{1891}}{69} = 2{,}52 \text{ м}.$$

Относительная глубина погружения в землю вертикальных электродов:

$$t_{отн} = \frac{l_в + t_в}{\sqrt{S}},$$

$$t_{отн} = \frac{4 + 0,6}{\sqrt{1891}} = 0,1058 \text{ м}.$$

Относительная длина верхней части вертикального заземлителя, т.е. части находящейся в верхнем слое земли:

$$l_{отн} = \frac{h_1 - t_в}{l_в},$$

$$l_{отн} = \frac{2 - 0,6}{4} = 0,35 \text{ м}.$$

По справочным данным [33, табл. 3.9] для $\rho_1/\rho_2 = 5$ и $a/l_в = 0,89$ методом интерполяции получаем значение $\rho_э/\rho_2 = 1,32$. Тогда

$$\rho_э = 1,32 \cdot 50 = 66 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

Искомое расчётное сопротивление сложного заземлителя:

$$R = A \cdot \frac{\rho_э}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_э}{L'_г + n \cdot l_в},$$

Для данной формулы определим коэффициент А, для $0,1 \le t_{отн} \le 0,5$.

$$A = 0,385 - 0,25 \cdot t_{отн},$$

$$A = 0,385 - 0,25 \cdot 0,1058 = 0,359,$$

$$R_и = 0,359 \cdot \frac{66}{\sqrt{1891}} + \frac{66}{695,8 + 69 \cdot 4} = 0,612 \text{ Ом}.$$

Сопротивление искусственного заземлителя больше установленного ПУЭ 0,5 Ом, для сети 110 кВ с эффективно заземлённой нейтралью, поэтому будем использовать дополнительно естественный заземлитель – систему трос-опора ВЛ 110 кВ, для которой примем следующие параметры: $r_{оп} = 10$ Ом, длину пролёта 250 м, сечение грозозащитного троса 50 мм^2.

Тогда активное сопротивление троса:

$$r_{тр} = 0{,}15 \cdot \frac{l_{пр}}{F_{тр}},$$

$$r_{тр} = 0{,}15 \cdot \frac{250}{50} = 0{,}75 \text{ Ом}.$$

Сопротивление искусственного заземлителя система трос-опора, при числе опор менее 20 определяется по формуле:

$$R_{e1} = \sqrt{r_{оп} \cdot r_{тр}} \cdot \operatorname{cth}\left(n \cdot \sqrt{r_{тр} / r_{оп}} \right),$$

$$R_{e1} = \sqrt{10 \cdot 0{,}75} \cdot \operatorname{cth}\left(11 \cdot \sqrt{0{,}75 / 10} \right) = 2{,}74 \cdot \operatorname{cth}(3{,}01) = 2{,}75 \text{ Ом}.$$

Тогда сопротивление заземляющего устройства при использовании естественного и искусственного заземления:

$$R_з = \frac{R_и \cdot R_e}{R_и + R_e},$$

$$R_з = \frac{0{,}612 \cdot 2{,}75}{0{,}612 + 2{,}75} = 0{,}50 \text{ Ом}.$$

Значение сопротивления уменьшилось до максимально допустимого значения 0,5 Ом по ПУЭ. Проверим в соответствии с ПУЭ [10, п.1.7.89] напряжение на заземляющем устройстве при стекании с него тока замыкания на землю, оно не должно превышать 10 кВ.

$$U_{з.у} = I_к^{(1)} \cdot R_з = 11327 \cdot 0{,}5 = 5{,}66 \text{ кВ}.$$

Напряжение находится в допустимых пределах. Расчётами была подтверждена возможность использования предложенного искусственного заземлителя, его работа будет в комплексе с системой трос-опора.

13.2.3 Компенсация ёмкостных токов замыкания на землю в сети 10 кВ

Произведём расчёт ёмкостного тока подпитки однофазного замыкания на землю для сети 10 кВ, в упрощённой форме:

$$I_з = \frac{U_с}{350} \cdot (35 \cdot L_{кл}^{\Sigma} + L_{вл}^{\Sigma}),$$

где $I_з$ – ток ОЗЗ в сети с изолированной нейтралью, А;

U_c – номинальное напряжение сети, кВ;

$L^{\Sigma}_{кл}$, $L^{\Sigma}_{вл}$ – суммарная длина электрически связанных КЛ и ВЛ, км.

Длина кабельных линий сети 10 кВ $L^{\Sigma}_{кл} = 5{,}595$ км. Воздушных линий 10 кВ нет.

$$I_з = \frac{10}{350} \cdot (35 \cdot 5{,}595 + 0) = 5{,}595 \text{ А}.$$

В соответствии с ПУЭ [10, п.1.2.16] компенсацию ёмкостного тока замыкания на землю для сети 10 кВ с изолированной нейтралью, без ж/б и металлических опор ВЛ, следует проводить при токе ОЗЗ более 20 А.

Рассчитанное значение тока ОЗЗ не превышает нормативного, поэтому компенсацию ёмкостных токов проводить не требуется.

13.2.4 Контроль изоляции в сети 10 кВ

В сети 10 кВ предусмотрим автоматический контроль изоляции, действующий на сигнал. Устройство контроля изоляции в сети 10 кВ с изолированной нейтралью будет работать с трансформатором напряжения НАЛИ-СЭЩ-10, которые подключены к каждой секции шин 10 кВ ГПП. Принцип работы устройства контроля изоляции рассмотрен в разделе 12.

13.3 Вентиляция и освещение

Различают три типа освещения: естественное, искусственное и совмещенное. Искусственное освещение делится на: рабочее, аварийное, эвакуационное. Технологическое оборудование подстанции работает постоянно, поэтому на подстанции должно быть обеспечено надежное и бесперебойное освещение.

На понижающей подстанции 110/10кВ группы цехов электросталеплавильного производства рабочее, аварийное и эвакуационное освещение во всех помещениях, на рабочих местах и на открытой территории соответствует установленным требованиям (СП 52.13330.2011).

Светильники аварийного освещения отличаются от светильников рабочего освещения знаками или окраской.

На щитах управления подстанции, а также на диспетчерских пунктах светильники аварийного освещения обеспечивают на фасадах панелей основного щита освещенность не менее 30 лк; две лампы присоединены к шинам постоянного тока через предохранители и автоматы и включены круглосуточно.

Эвакуационное освещение на подстанции обеспечивает в помещениях и проходах освещенность не менее 5 лк на уровне пола.

Рабочее и аварийное освещение в нормальном режиме питается от разных независимых источников питания. При отключении источников питания на

подстанции и на диспетчерском пункте аварийное освещение автоматически переключается на аккумуляторную батарею. Сеть аварийного освещения не имеет штепсельных розеток.

Светильники эвакуационного освещения присоединены к сети, не зависящей от сети рабочего освещения. При отключении источника питания эвакуационного освещения переключается на аккумуляторную батарею. На подстанции тракторного завода предусмотрено рабочее и аварийное освещение. Рабочее освещение является основным и выполнено во всех помещениях и на открытых участках территории (ОРУ). Аварийное освещение предусмотрено в тех помещениях, где должна быть обеспечена безопасная эксплуатация технологического оборудования. На территории ОРУ аварийное освещение не предусмотрено.

Питание наружного освещения выполняется самостоятельными линиями, не связанными с внутренним освещением помещений.

Искусственное освещение ОРУ осуществляется прожекторами. Прожектора размещаются на возвышениях: крыше здания ОПУ, мачтах молниеотводов, площадках обслуживания, на порталах ОРУ. На территории ОРУ подстанции осветительная сеть выполнена кабелем.

Освещение ОРУ осуществляется прожекторами типа РО42–700 с газоразрядной лампой ДРЛ-700, питающимися от сети переменного тока напряжением 220 В.

Таблица 12.3 − Параметры прожектора РО42–700

Тип прожектора	Максимальная сила света, кд, не менее	Углы рассеивания до 0,1 максимальной силы света, град, не менее		КПД %, не менее	Габаритные размеры, мм, не более		
		в горизонтальной плоскости	в вертикальной плоскости		H	B	L
РО42–700	46 000	−	17	72	610	677	272

Таблица 12.4 − Параметры дуговой ртутной лампы ДРЛ-400

Тип лампы	Напряжение сети, В	Мощность, Вт	Световой поток, лм	Средняя продолжительность горения, ч	Тип цоколя
ДРЛ-250	220	250	13 500	12 000	Е-40

Для ликвидации аварийных ситуаций в отсутствие рабочего освещения персонал подстанции обеспечен светильниками с автономным питанием.

В виду громоздкости оборудования, устанавливаемого на ОРУ (автотрансформаторов, коммутационного оборудования), высоких порталов и опор образуются резкие тени. Для их сокращения и обеспечения нормальной

освещенности на рабочих местах освещение осуществляется с двух противоположных сторон ОРУ.

Группы прожекторов располагаются с учётом размещения основного оборудования и отходящих линий электропередачи высокого напряжения.

Произведём расчёт освещения ОРУ ГПП, для этого воспользуемся методом удельной мощности осветительных приборов, для создания освещённости на территории ОРУ в соответствии с нормами. Так согласно СП 52.13330.2011 «Естественное и искусственное освещение» [9] для освещения мест производства работ вне здания, при разрядах зрительной работы XII, XIII и XIV требуется минимальная освещённость в горизонтальной плоскости 10, 5 и 2 лк соответственно. Принимаем минимальную освещённость на территории ОРУ ГПП равную 10 лк.

Для расчёта освещения принимаем площадь территории ОРУ с высоковольтным оборудованием, на которой требуется обеспечить нормируемые 10 лк освещённости, равной $S_{ору}$ = 35 х 50 м = 1750 м^2

Определим суммарный световой поток, лм:

$$\Sigma\Phi = E_н \cdot S_{ору} \cdot k_з \cdot k_п ,$$

где $E_н$ – нормативная освещённость, лк;

$k_з$ – коэффициент запаса, учитывает потери света из-за загрязнения светильника;

$k_п$ – коэффициент потерь, учитывает потери света в зависимости от конфигурации освещаемой площади.

Принимаем $k_з = 1{,}3$, $k_п = 1{,}4$.

$$\Sigma\Phi = 10 \cdot 1891 \cdot 1{,}3 \cdot 1{,}4 = 34416 \text{ лм} .$$

Освещение на ОРУ организуем при помощи осветительных установок типа ОУ-2 устанавливаются на опорные изоляторы, которые используются для создания перехода от ОПН к ВН выводам силового трансформатора, над дорогой.

Определим требуемое число прожекторов:

$$N = \frac{\Sigma\Phi}{\Phi_л \cdot \eta}$$

где $\Phi_л$ − световой поток лампы прожектора;

η − КПД прожектора.

$$N = \frac{34416}{13500 \cdot 0{,}72} = 3{,}54$$

Исходя из расчёта примем к установке 4 прожектора типа РО42–250 с газоразрядными ртутными лампами ДРЛ-250, установленными на высоте 4м.

13.4 Пожарная безопасность ГПП

В соответствии с НПБ 105-03 [34] помещение закрытого распределительного устройства, в котором расположены комплектные распределительные устройства, по взрывопожарной и пожарной опасности относится к категории Д, так как в нём расположены только негорючие вещества и материалы в холодном состоянии,. Общестанционный пункт управления (ОПУ) на ЗРУ 10 кВ следует отнести к категории В4. Представим помещения и территории ГПП, их класс по взрывопожарной и пожарной опасности в таблице 13.3.

Таблица 13.3 – Характеристика помещений ГПП и их категории по взрывопожарной и пожарной опасности

Наименование помещения	Тип помещения по РД 34.03.350-98	Условия производства, характеристика веществ и материалов в помещении	Категория помещения
ЗРУ 10 кВ, помещение с КРУ	ЗРУ с элегазовым оборудованием и вакуумными выключателями	Горючие вещества в малом количестве	В4
ЗРУ 10 кВ, помещение ОПУ	Помещения щитов, пунктов управления (ЦЩУ, ГЩУ, БЩУ, МЩУ, ГРЩУ, ЦПУ, АПУ, ППУ, ОПУ и т.п.)	Щиты НКУ релейной защиты и автоматики управления и регулирования. Трудногорючие материалы	В4
ОРУ 110 кВ	-	Наружная установка, в которой присутствуют горючие и (или) трудногорючие жидкости	$В_Н$

В соответствии с таблицей 13.3 и требованиями ППБ 01-03 [35] для возможного пожара класса Е – пожары, связанные с горением электроустановок, проведём комплектацию пожарного щита ЩП-Е и представим в таблице 13.4 [35, табл. 4].

Система маслосбора для трансформатора ГПП, чтобы предотвращать растекание масла при аварии и распространение пожара, рассмотрена в пункте 13.1.3 данного раздела. На ПС напряжением 110 кВ с трансформаторами мощностью до 63 МВ·А пожарный водопровод и водоём не предусматриваются [5, п.4.2.70].

Таблица 13.4 – Комплектация противопожарных щитов ГПП

Наименование первичных средств пожаротушения		Нормы комплектации в зависимости от типа пожарного щита
		ЩП-Е
Огнетушитель углекислотный (ОУ), вместимостью л/массой огнетушащего состава, кг	5/3	2
Лом		-
Багор		-
Крюк с деревянной рукояткой		1
Ведро		-
Комплект для резки электропроводов: ножницы, диэлектрические боты и коврик		1
Асбестовое полотно, грубошёрстная ткань или войлок (кошма, покрывало из негорючего материала)		1
Лопата штыковая		-
Лопата совковая		1
Ёмкость для хранения воды объёмом:	0,2 $м^3$	-
Ящик с песком		1

13.4.1 Расчёт молниезащиты подстанции

Для региона, в котором расположен город Челябинск, характерное количество грозовых часов в году 40…60, тогда в соответствии с требованиями ПУЭ организуем молниезащиту ГПП предприятия.

Для защиты ГПП от прямых ударов молнии будем использовать стержневые молниеотводы. В соответствии с принятым конструктивным исполнением ОРУ 110 кВ, два стержневых молниеотвода будут совмещены с принимающими порталами, ещё два стержневых молниеотвода будут расположены с противоположной стороны ГПП. При этом все требования по размещению молниеотводов на порталах выполняются.

Произведём расчёт размеров и параметров молниеотводов в соответствии с рекомендациями инструкцией молниезащиты зданий и сооружений [36]. Схема для расчёта молниезащиты из четырёх молниеотводов приведена на рисунке 13.4. Молниеотводы расположены по углам прямоугольник со сторонами a и b, и диагональю D.

На рисунке 13.4: 1 − стержневой молниеотвод, 2 − зона защиты молниеотвода, 3 − сечение зоны защиты на высоте h_x от земли.

Для защиты внутреннего пространства ГПП должно выполняться условие:

$$D \le 8 \cdot p \cdot (h - h_x), \qquad (13.1)$$

где h − высота стержневого молниеотвода, м;

h_x − высота точки на границе защищаемой зоны, м;

p − коэффициент зависящий от высоты молниеотвода.

Принимаем к установке молниеотводы высотой $h \leq 30$ м, для данной высоты молниеотвода будем иметь $p = 1$.

В соответствии с конструктивным чертежом ГПП и принятыми размерами, вычислим диагональ D:

$$D = \sqrt{a^2 + b^2},$$

$$D = \sqrt{60^2 + 23,7^2} = 64,5 \text{ м}.$$

Высоту защищаемого объекта принимаем $h_x = 8$ м. В соответствии с типовыми проектами на ОРУ 110 кВ [53] принимаем высоту молниеотвода равной $h = 19,35$ м.

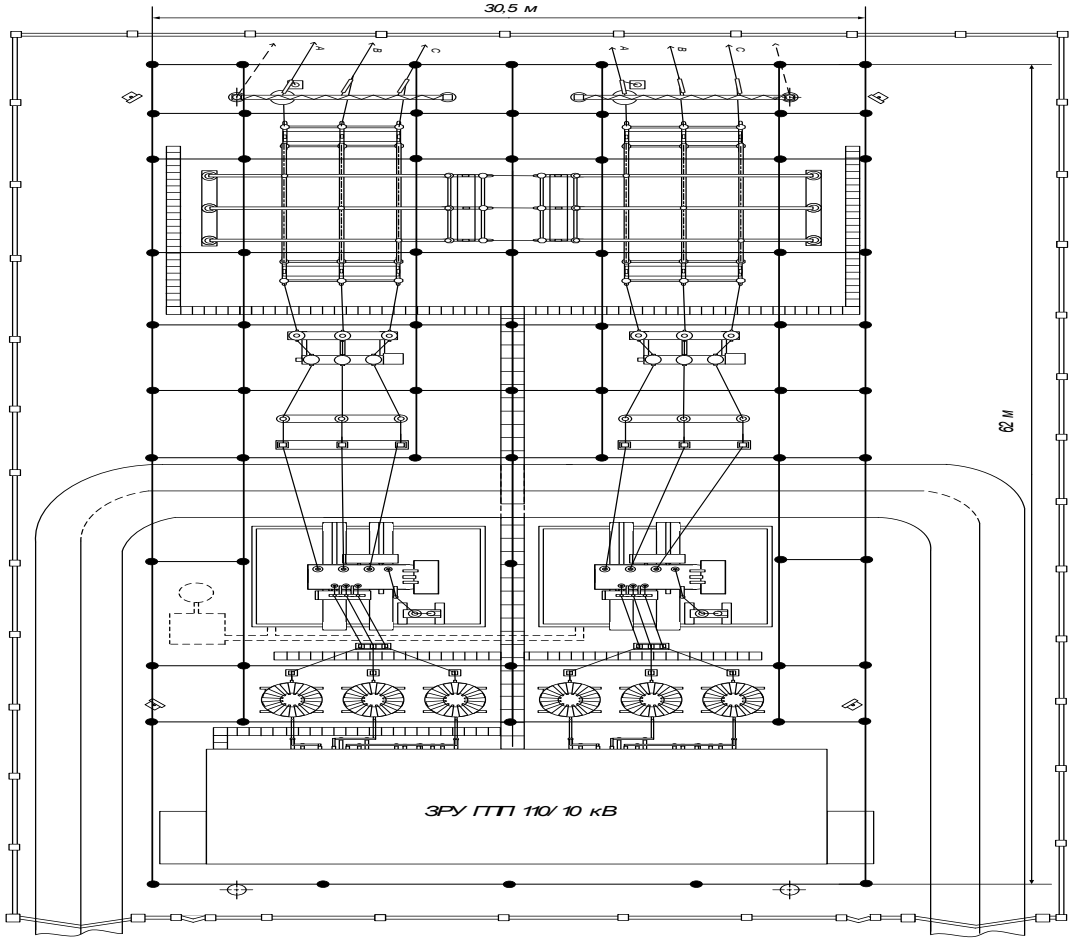

Рисунок 13.4 – Схема защиты молниеотводами

По формуле 13.1

$$64,5 \leq 8 \cdot 1 \cdot (19,35 - 8) = 90,8.$$

Требование по защите от молний внутреннего пространства в прямоугольнике из четырёх молниеотводов выполняется. Также определим

внешние границы зоны защиты молниеотвода. Высота и радиус защитного конуса:

$$h_0 = 0{,}85 \cdot h,$$

$$r_0 = 1{,}2 \cdot h,$$

$$h_0 = 0{,}85 \cdot 19{,}35 = 16{,}45 \text{ м},$$

$$r_0 = 1{,}2 \cdot 19{,}35 = 23{,}22 \text{ м}.$$

Размеры горизонтальных сечений зоны защиты молниеотводов, при уровне надёжности защиты $P_з = 0{,}9$, будут вычисляться по следующим формулам. Максимальная полуширина зоны r_x в горизонтальном сечении на высоте h_x:

$$r_x = r_0 \cdot \frac{h_0 - h_x}{h_0},$$

$$r_x = 23{,}22 \cdot \frac{16{,}45 - 8}{16{,}45} = 11{,}93 \text{ м}.$$

Полуширина горизонтального сечения в центре между молниеотводами r_x будет определяться исходя из высоты внутренней зоны защиты в центре между молниеотводами:

$$r_{cx} = r_0 \cdot \frac{h_c - h_x}{h_c},$$

$$h_c = h_0 - 0{,}14 \cdot (a - h),$$

$$h_c = 16{,}45 - 0{,}14 \cdot (60 - 19{,}35) = 10{,}76 \text{ м},$$

$$r_{cx} = 23{,}22 \cdot \frac{10{,}76 - 8}{10{,}76} = 5{,}96 \text{ м}.$$

Произведённый расчёт подтверждает, что оборудование и ГПП и обслуживающий персонал защищены от прямых ударов молнии.

Выводы по разделу 13

В разделе по безопасности жизнедеятельности рассмотрены основные принципы и методы обеспечения безопасности персонала понижающей подстанции 110/10 кВ рассматриваемого промышленного предприятия.

Рассмотрены вопросы электробезопасности, освещения территории ОРУ, а также пожарной безопасности на ГПП.

На основе принятых в разделе расстояний и разрывов, для безопасной работы

электроустановок и их безопасного обслуживания, был составлен конструктивный чертёж ГПП. Учтены требования по обеспечению пожаробезопасности для трансформаторов – предусмотрены маслоприёмник, маслосборник и маслоотвод, выполнена защита подстанции от прямых ударов молнии, а также рассчитано заземление и его конструктивное исполнение, согласно плану ГПП.

14 ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

14.1 Анализ технико-экономического сравнения вариантов фрагмента СЭС

Задачей технико-экономического расчёта является выбор более рационального и выгодного с экономической точки зрения варианта. Описание сравниваемых вариантов фрагмента внутризаводского электроснабжения и условия проведения технико-экономического расчёта были разобраны в разделе 9.

Схемы рассматриваемых фрагментов СЭС представлены на рисунках 9.1 и 9.2. Задачей технико-экономического расчёта был выбор оптимальной схемы ОРУ: вариант А – схема 3Н с выключателями и вариант Б – схема 4Н с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий. В разделе 9 были подробно описаны оба варианта и проведено их технико-экономическое сравнение на основе справочных данных на цены электрооборудования, ущерб от недоотпуска электроэнергии, а также данные по коэффициентам отчислений. Все рассчитанные данные из таблиц 9.1-9.3, а также искомые годовые затраты на реализацию обоих вариантов, сведены в таблицу 14.1.

Расчёт приведённых годовых затрат проводился по формуле:

$$З = (E_н + E_{а(л)} + E_{т.р(л)}) \cdot К_л + (E_н + E_{а(п)} + E_{т.р(п)}) \cdot К_п + C'_0 \cdot \Delta P_р,$$

Для дополнительной оценки и сравнения вариантов данного фрагмента СЭС, проведём сравнение по методу SWOT-анализа.

SWOT-анализ заключается в приведении сильных (S) и слабых (W) сторон варианта, а также влияние внешней среды на реализацию данного варианта: возможности (O) и опасности (T). Для каждого варианта влияющие факторы будут занесены в таблицу SWOT-анализа.

Таблица 14.1 – Данные по приведённым затратам на сравниваемые варианты

Пункт затрат	Кол-во	Суммарная стоимость,	$E_н$, 1/год	$E_а$, 1/год	$E_{т.р}$, 1/год	З, млн.руб/год
Вариант А – схема 3Н с выклячателями						
Недоотпуск электроэнергии, млн руб/год		12,389				12,389
Сумма по варианту А						12,389
Вариант Б – схема 4Н с выключателями с неавтоматической перемычкой со стороны линий						
Стоимость оборудования, монтажа и обслуживания перемычки, млн руб	1	1,504	0,125	0,063	0,01	0,298
Недоотпуск электроэнергии, млн руб/год		11,687				11,687
Сумма по варианту Б						11,985

Результаты проведённого SWOT-анализа представлены в таблицах 14.2 и 14.3 для варианта А и Б соответственно.

Таблица 14.2 – SWOT-анализ варианта А – Схема 3Н

S	Уменьшение количества электрооборудования в ОРУ 110 кВ	Большое количество потребителей 2 категории надёжности	W
	Упрощение схемы	Снижение надёжности электроснабжения по сравнению со схемой 4Н	
	Уменьшение занимаемой территории	Отключение большой мощности в результате простоя ВЛ	
O	Использование альтернативы вложения средств	Ограниченные сроки производства стали по заказу потребителя	T
		Длительное время простоя воздушной линии в результате планового ремонта или отказа	
		Большой коэффициент загрузки трансформатора ($К_З$=0,74)	

Таблица 14.3 – SWOT-анализ варианта Б – схема 4Н

S	Перспектива для развития схемы электроснабжения	Увеличение количества оборудования в ОРУ 110 кВ	W
	Увеличение надёжности	Увеличение капитальных затрат	
		Более сложные оперативные переключения	
O	Большие объёмы производства	Отсутствие квалифицированного персонала	T
	Длительное время простоя воздушной линии в результате планового ремонта или отказа	Большая загрязнённость атмосферы	
		Снижение заказов на товар производимый предприятием (фактиеская мощность ниже рассчётной)	

Анализируя таблицы 14.2 и 14.3 можно сделать вывод: количество сильных и слабых сторон совпадает в обоих вариантах, однако определяющим фактором является надёжность, и поэтому выбираем вариант Б.

14.2 Стоимость оборудования и его эксплуатации

Приведём капитальные затраты на оборудование в таблице 14.4

Таблица 14.4 – Капитальные затраты на оборудование подстанции

Оборудование	Количество, шт	Стоимость 1 ед., тыс. руб	Общая стоимость, тыс. руб.
КРУ-СЭЩ-70-10-630/20	13	608,817	7914,621
3хЗНОЛ-10	4	262,661	1050,644
ТСН-25	2	209,989	419,978
КРУ-СЭЩ-70-10-1600/20	2	582,597	1165,194
КРУ-СЭЩ-70-10-630/20	4	520,370	2081,480
ОПН-10	4	101,713	406,852
РБСНГ	2	5500	11000,000
ТДН-16000/110	2	8660,000	17320,000
КТП ТВ-100/10/0,4	8	162,317	1298,536
итого			42657,310

Приведём зарплаты работников, обслуживающих подстанцию, в таблице 14.5

Таблица 14.5 – Зарплаты обслуживающего персонала

Наименование должности	Требуемое количество персонала, чел.	Зарплата 1 чел., тыс. руб/мес	Суммарная зарплата, тыс. руб./мес
Главный энергетик	1	40	40
Заместитель главного жэнергетика	1	30	30
Оперативный персонал	8	25	200
Ремонтный персонал	4	25	100
итого			370

14.3 Оценка рациональности наличия перемычки в схеме электроснабжения

Среди факторов, вызывающих или препятствующих изменению выделяют движущие и сдерживающие силы изменения. Метод представления изменения в виде анализа поля сил описал Курт Левин, предложив рассматривать ситуацию, как находящуюся при определенном балансе - с одной стороны на объект изменения воздействуют движущие силы, с другой препятствуют сдерживающие.

Для того, чтобы произвести изменение необходимо вывести ситуацию из равновесия, то есть величина или количество движущих сил должны быть больше сдерживающих сил.

Приведём схему поля сил Левина на рисунке 14.1, и рассмотрим подробно каждую из приведённых сил.

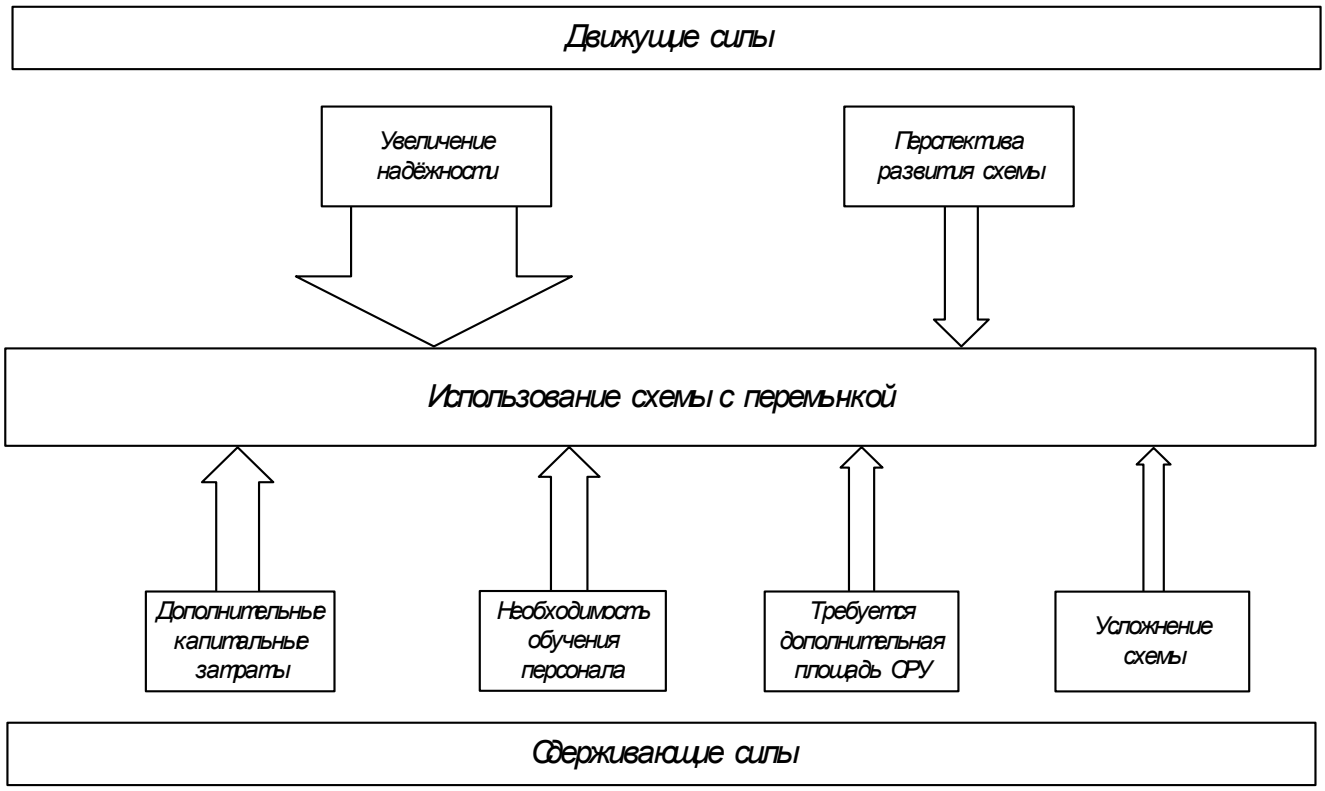

Рисунок 14.1 – Поле сил по методу К. Левина, для оценки рациональности использования схемы 4Н

На рисунке 14.1 стрелками проведено ранжирование степени влияние того или иного фактора (силы) на возможность реализации рассматриваемого технического решения.

По проведённому анализу видно, что движущие силы преобладают, и это объясняется рядом факторов. По расчётам приведённым в пункте 9 можем заметить, что ущерб от недоотпуска электроэнергии значительно выше, чем капитальные затраты на перемычку, которая окупается всего за три года.

Выводы по разделу 14

Раздел экономики содержит в себе заключительную часть проводимого в работе технико-экономического сравнения вариантов фрагмента СЭС предприятия, для которого проведён SWOT-анализ рассматриваемых вариантов. Можно сделать вывод, что оба варианта равносильны в рамках проведённого анализа, данный факт подтверждает правильность выбора вариантов к сравнению их по технико-экономическим показателям.

В разделе, на основе метода поля сил Левина, рассмотрена целесообразность принятого технического решения по использованию схемы 4Н с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы был проведён подробный расчёт электрических нагрузок узлов электроремонтного цеха №10, а по предприятию электрические нагрузки определены по укрупнённым показателям цехов. По данным проведённых расчётов выбраны трансформаторы цеховых ТП, при этом количество типогабаритов снижено до 2-х. Реализована возможность питания ряда цехов по питающим кабельным линиям 0,4 кВ от ТП 10/0,4 кВ соседних цехов.

По рассчитанному рациональному напряжению внешнего электроснабжение принято напряжение питания 110 кВ. Предложены к рассмотрению два варианта: вариант А - схема 3Н с выключателями и вариант Б - схема 4Н с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий. Вариант Б оказался более препочтительным п приведённым затратам поэтому была принята схема внешнего электроснабжения №110-4Н с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий. Резервирование на стороне 10 кВ осуществляется двумя секциями сборных шин, ввод резерва осуществляется дежурным персоналом. Выбран силовой трансформатор ГПП ТДН-16 000/110.

В схеме внутреннего электроснабжения присутствует как магистральное, так и радиальное электроснабжение.

Произведён расчёт питающих линий 0,4 и 10 кВ по нормальным и послеаварийным режимам работы, после расчёта токов трёхфазного короткого замыкания были окончательно выбраны сечения жил кабелей.

Рассчитаны параметры сети и произведён выбор электрооборудования внешнего и внутреннего электроснабжения, произведена проверка электрооборудования по стойкости к токам короткого замыкания.

Был произведён расчёт показателей качества электроэнергии, с учётом принятого изначально схемного решения (разделение спокойной и резкопеременной нагрузок). Показатели качества находятся в пределах допустимых значений.

Был рассчитан баланс реактивной мощности и принято решение об установке компенсаторов реактивной мощности для сетей 0,4 и 10 кВ.

Проект сопровождается таблицами и фрагментами рассматриваемой СЭС, в графическую часть КП вошли 3 чертежа:

Схема электроснабжения предприятия, с указанием всего основного электрооборудования, его количества и типов. Указаны основные уставки времени максимально-токовых защит.

Генеральный план предприятия, на котором указаны картограммы электрических нагрузок, кабельные линии с указанием типа кабелей и их количества. Указано предполагаемое место установки трансформаторных подстанций и низковольтных распределительных пунктов.

Конструктивный чертёж ГПП, с указанием расположения оборудования.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Нормы технологического проектирования: проектирование электроснабжения промышленных предприятий: НТП ЭПП-94: утв. АООТ "ВНИПИ Тяжпромэлектропроект" от 01.01.1994 / ВНИПИ Тяжпромэлектропроект имени Ф.Б. Якубовского. – 1994.
2. Энергетическая стратегия России на период до 2030 года: утв. распоряжением правительства Российской Федерации №1715-р от 13.11.2009.
3. Политика инновационного развития и модернизации ОАО «ФСК ЕЭС» [Электронный ресурс]. – http://www.fsk-ees.ru/innovation – документ на официальном сайте.
4. Положение ОАО «Россети» о единой технической политике в электросетевом комплексе. Москва. – 2013. – 196 с.
5. Правила устройства электроустановок: Все действующие разделы ПУЭ-6 и ПУЭ-7. – Новосибирск: Норматика. – 2013. – 464 с., ил.
6. Указаний по расчёту электрических нагрузок: РТМ 36.18.32.4-92. – ВНИПИ Тяжпромэлектропроект. – 1992.
7. Справочник по проектированию электроснабжения/ под ред. Ю.Г. Барыбина и др. – М.: Энергоатомиздат. – 1990. –576 с.
8. Справочные данные по расчётным коэффициентам электрических нагрузок ВНИПИ Тяжпромэлектропроект имени Ф.Б. Якубовского. – 1990. –114 с.
9. СП 52.13330.2011 «Естественное и искусственное освещение». – М: Минрегион России. – 2010.
10. Методические указания по архитектурному проектированию промышленных зданий/ Владим. гос. ун-т; сост. В.И. Воронов, М.М. Губанова, Е.П. Донец. Владимир. – 1999. – 58 с.
11. Пособие по расчёту и проектированию естественного, искусственного и совмещённого освещения: пособие к СНиП II-4-79/НИИСФ. –М.: Стройиздат. – 1985.
12. Кнорринг, Г. М. Справочная книга для проектирования электрического освещения / Г. М. Кнорринг, И. М. Фадин, В. Н. Сидоров — 2-е изд., перераб. и доп. — СПб.: Энергоатомиздат. Санкт-Петербургское отдние. – 1992. – 448 с.
13. Справочник по проектированию электрических сетей и электрооборудования/ Под ред. В.И. Круповича, Ю.Г. Барыбина, М.Л. Самовера. – М.: Энергоатомиздат. – 1981. – 406 с.
14. Электроснабжение промышленных предприятий: учебное пособие к дипломному проектированию / Г.С. Валеев, А.М. Ершов, А.М. Маврицын и др.; Под ред. О.А. Петрова. Челябинск: ЧПИ. – 1983. – 75 с.
15. Кудрин, Б.И. Электроснабжение промышленных предприятий: учебник для студентов ВУЗ/ Б.И. Кудрин. – 2-е изд. – М.:Интермет Инжиниринг. - 2006. – 672 с.: ил.

16. Справочник по энергоснабжению и электрооборудованию промышленных предприятий и общественных зданий / под общ. Ред. профессоров МЭИ (ТУ) С.И. Гамазина, Б.И. Кудрина, С.А. Цырука. – М.: Издательский дом МЭИ, - 2010. – 745 с.: ил.

17. Номенклатурный каталог/ ОАО ХК «Электрозавод». – М.: ОАО «Электрозавод» . – 2015. – 342 с.

18. Справочник по проектированию электрических сетей / И.Г. Карапетян, Д.Л. Файбисович, И.М. Шапиро. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС. - 2009. – 392 с.: ил.

19. Типовые схемы принципиальны электрические распределительных устройств напряжением 6-750 кВ подстанций и указания по их применению / Министерство топлива и энергетики РФ проектно-изыскательский и научно-исследовательский институт по проектированию энергетических систем и сетей «Энергосетьпроект».– М.: «Энергосетьпроект» . – 1993.

20. Прокладка кабелей напряжение до 35 кВ в траншеях: Выпуск 1, материалы для проектирования и рабочие чертежи: шифр А5-92: утв. и введ. в действие ГПИ Тяжпромэлектропроект им. Ф. Б. Якубовского с 01.10.92 / Разраб. ГПИ Тяжпромэлектропроект им. Ф. Б. Якубовского и др. – М.: ЦИТП. - 1992. – 58 с.

21. Федоров, А.А. Основы электроснабжения промышленных предприятий: учебник для вузов / А.А. Федоров, В.В. Каменева; 4-е изд. перераб. и доп. – М.:Энергоатомиздат. – 1984. – 472 с.

22. Руководящие указания по расчёту токов КЗ и выбору электрооборудования: РД-153-340-20527-98. –М: МЭИ. – 1998.

23. ГОСТ Р 52735-2007 Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчёта в электроустановках свыше 1 кВ. – М.: Стандартинформ, 2007.

24. Каталоги на электрооборудование ЗАО «ГК «Электрощит» - ТМ Самара»/ ГК «Электрощит» ТМ Самара. [Электронный ресурс]. – http://www.electroshield.ru/catalog – электронные каталоги.

25. Каталог «Трансформаторы измерительные» [Электронный ресурс]/ ГК «Электрощит» ТМ Самара. – http://www.electroshield.ru/catalog – электронные каталоги.

26. Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб. Пособие для вузов/ Крючков Н.Н.. –4-е изд., перераб. и доп.. –М.: Энергоатомиздат. – 1989.–608 с.: ил.

27. Индексы изменения сметной стоимости оборудования на I квартал 2015 года: письмо министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства РФ, от 06.02.2015 №3004-лс/08, приложение 5.

28. Электротехника: Учебное пособие для вузов. – В 3-х книгах. Книга III. Электроприводы. Электроснабжение / Под ред. П.А. Бутырина, Р.Х. Гафиятуллина, А.Л. Шестакова. – Челябинск: Изд-во ЮУрГУ. – 2005. – 639 с.

29. Компенсация реактивной мощности. Каталог 2013-2014 [Электронный ресурс] / Компания Матик-электро. – http://www.matic.ru – электронные каталоги.

30. Петров, О.А. Компенсация реактивной мощности в системах электроснабжения промышленных предприятий: Учебное пособие. –Челябинск: ЧПИ. – 1986. – 49 с.

31. Комплектные трансформаторные подстанции марки СЭЩ блочные модернизированные на напряжение 35, 110, 220 кВ: техническая информация и чертежи: ТИ-064/ ООО «Управляющая компания «Электрощит»-Самара». Самара. – 2007. – 273 с.

32. Руководство по проектированию, строительству и эксплуатации заземлений в установках проводной связи и радиотрансляционных узлов. Издательство «Связь». Москва. – 1971.

33. Долин, П.А. Основы техники безопасности в электроустановках: учеб. пособие для вузов. – 2-у изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат. – 1984. – 448 с., ил.

34. Нормы пожарной безопасности: НПБ 105-03: Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности / Утв. приказом МЧС РФ от 18 июня 2003 г. N 314.

35. Правилами пожарной безопасности в Российской Федерации : ППБ 01-03: введено приказом МЧС РФ от 18.06.2003 № 313 "Об утверждении Правил пожарной безопасности в Российской Федерации (ППБ 01-03)".

36. Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций: СО-153.343.24.122/ Утверждено приказом Минэнерго России от 30.06.2003 № 280. – 2003 г.