

Министерство науки и высшего образования 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
Заведующая кафедрой
_____ И.М. Кирпичникова
(подпись)
« ___ » _____ 2019 г.

Электроснабжение группы цехов завода металлургических машин

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ
ЮУрГУ – 13.03.02.2019.126.00.00 ПЗ ВКР

Консультант по релейной защите
к.т.н., доцент
_____ А.М. Ершов
« ___ » _____ 2019 г.

Руководитель проекта
к.т.н., доцент
_____ В.В. Пястолов
« ___ » _____ 2019 г.

Консультант по экономике
д.э.н., проф.
_____ А.А. Алабугин
« ___ » _____ 2019 г.

Автор проекта
студент группы П-475
_____ С.О. Яковлев
« ___ » _____ 2019 г.

Консультант по БЖД
к.т.н., доцент
_____ И.В. Скуртова
« ___ » _____ 2019 г.

Нормоконтролёр
к.т.н., доцент
_____ В.В. Пястолов
« ___ » _____ 2019 г.

5 Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей, плакатов в листах формата А1)

1. План генеральный группы цехов завода металлургических машин
2. План подробно рассматриваемого цеха
3. Схема принципиальная электрическая электроснабжения
4. Чертеж конструктивный ГПП 110/10 кВ
5. Плакат по БЖД
6. Плакат по экономико-управленческой части
7. Плакат по релейной защите

Всего 7 листа(ов)

6 Консультанты по работе, с указанием относящихся к ним разделов работы

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

7 Дата выдачи задания «__» _____ 201_ г.

Руководитель

(подпись)

В.В. Пястолов

(И.О. Фамилия)

Задание принял к исполнению

(подпись)

С.О. Яковлев

(И.О. Фамилия)

КАЛЕНДАРНЫЙ ПЛАН

Наименование этапов выпускной квалификационной работы	срок выполнения этапов работы (проекта)	Отметка о выполнении руководителя
1 Введение	05.03.2019	
2 Технический паспорт проекта	10.03.2019	
3 Характеристика объекта электроснабжения	15.03.2019	
4 Сравнение отечественных и зарубежных технологий и решений	20.03.2019	
5 Расчёт электрических нагрузок	25.03.2019	
6 Выбор силовых трансформаторов на предприятии	30.03.2019	
7 Технико-экономическое сравнение схем внешнего электроснабжения	05.04.2019	
8 Расчет токов короткого замыкания	15.04.2019	
9 Выбор высоковольтного и низковольтного оборудования	20.04.2019	
10 Компенсация реактивной мощности	30.04.2019	
11 Релейная защита	05.05.2019	
13 Экономико-управленческая часть	10.05.2019	
14 Безопасность жизнедеятельности	15.05.2019	
15 Графическая часть	20.05.2019	
16 Оформление пояснительной записки	25.05.2019	

Заведующий кафедрой

(подпись)

И.М. Кирпичникова

(И.О. Фамилия)

Руководитель работы

(подпись)

В.В. Пястолов

(И.О. Фамилия)

Студент

(подпись)

С.О. Яковлев

(И.О. Фамилия)

АННОТАЦИЯ

С.О. Яковлев. системы электроснабжения. – Челябинск: ЮУрГУ, 2019, 160 страниц, 43 иллюстрации, 61 таблица. Библиография литературы - 49 наименований.

Цель выпускной квалификационной работы – систематизация, закрепление и расширение теоретических и практических знаний по направлению подготовки и применение этих знаний при решении конкретных научных, технических, экономических и производственных задач.

В выпускной квалификационной работе представлен проект электроснабжения группы цехов завода металлургических машин.

В данной работе произведен выбор схемы и напряжения внешнего электроснабжения, оборудования ГПП и ТП.

Были рассмотрены важные вопросы: компенсация реактивной мощности и качество электроэнергии.

Уделено внимание экономико-управленческой деятельности предприятия.

Рассмотрены вопросы безопасности жизнедеятельности человека на предприятии.

					<i>13.03.02.2019.126.00.00 ПЗ</i>		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			
<i>Разраб.</i>		<i>С.О. Яковлев</i>			<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>		<i>В.В. Пястолов</i>			3	160	
<i>Н. Контр.</i>					<i>ЮУрГУ</i>		
<i>Утв.</i>					<i>Кафедра ЭссисЭ</i>		
					<i>Электроснабжение группы цехов завода металлургических машин</i>		

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	6
Технический паспорт проекта.....	7
Характеристика объекта электроснабжения.....	8
1 СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ЗАРУБЕЖНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И РЕШЕНИЙ.....	10
2 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК.....	14
2.1 Расчет нагрузок по электроремонтному цеху.....	14
2.2 Расчет нагрузок по предприятию.....	22
2.3 Расчет картограммы электрических нагрузок.....	25
3 ВЫБОР СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ.....	27
3.1 Выбор трансформаторов цеховых трансформаторных подстанций.....	27
3.2 Выбор напряжения и трансформаторов ГПП.....	33
4 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ СРАВНЕНИЕ СХЕМ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ.....	36
4.1 Определение потерь электроэнергии в силовых трансформаторах ГПП.....	37
4.2 Выбор ЛЭП от подстанции энергосистемы до подстанции предприятия.....	38
4.3 Расчет токов короткого замыкания.....	39
4.4 Выбор аппаратуры.....	41
4.5 Определение технико-экономических показателей схемы внешнего электроснабжения.....	46
4.6 Выбор оптимального варианта внешнего электроснабжения.....	48
5 ВЫБОР ВЕЛИЧИНЫ НАПРЯЖЕНИЯ И СХЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ.....	49
5.1 Выбор напряжения и схемы внутреннего электроснабжения.....	49
5.2 Выбор кабельных линий.....	49
6 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ.....	55
6.1 Расчет токов короткого замыкания выше 1000 В.....	56
6.2 Расчет токов короткого замыкания до 1000 В.....	63
7 ВЫБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ СХЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ.....	67
7.1 Выбор ячеек комплектного распределительного устройства ГПП.....	67
7.2 Выбор выключателей КРУ.....	69
7.3 Выбор трансформаторов тока КРУ.....	70
7.4 Выбор трансформаторов напряжения.....	73
7.5 Выбор ячеек, выключателей, выключателей нагрузки и предохранителей устанавливаемых на вводах цеховых ТП.....	74
7.6 Выбор соединения силового трансформатора ГПП с РУ НН ГПП.....	75
7.7 Проверка кабелей напряжением 10 кВ на термическую стойкость к токам короткого замыкания.....	75
7.8 Выбор трансформаторов собственных нужд.....	77
7.9 Выбор вводных и секционных автоматических выключателей РУ НН ТП...	78

					<i>13.03.02.2019.126.00.00 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		4

ВВЕДЕНИЕ

Система электроснабжения - это совокупность устройств для производства, передачи и распределения электрической энергии.

Системы электроснабжения промышленных предприятий проектируются для обеспечения питания электроэнергией промышленных потребителей электрической энергией, к которым относятся:

- электродвигатели разных машин и механизмов;
- электрические печи;
- аппараты и машины для электрической сварки;
- осветительные установки;
- другие промышленные приемники электроэнергии.

Создание рациональных систем электроснабжения промышленных предприятий – это основная проблема в настоящее время. Построению таких систем способствуют определенные факторы, как:

- выбор и применение рациональных напряжений;
- правильный выбор места размещения цеховых и главных распределительных и понизительных подстанций;
- совершенствование методик определения электрических нагрузок.

					<i>13.03.02.2019.126.00.00 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		6

Технический паспорт проекта

1 Суммарная установленная мощность электроприемников предприятия напряжением ниже 1 кВ – 24824 кВт.

2 Суммарная установленная мощность электроприемников предприятия напряжением выше 1 кВ – 9040 кВт.

3 Категория основных потребителей по надёжности электроснабжения – II.

4 Активная расчётная мощность на шинах главной понизительной подстанции: 17753 кВт.

5 Коэффициент реактивной мощности: расчетный $\text{tg}\varphi_p=0,33$; заданный энергосистемой $\text{tg}\varphi_3=0,50$.

6 Напряжение внешнего электроснабжения: 110 кВ.

7 Мощность короткого замыкания в точке присоединения к энергосистеме: 3300 МВ·А, тип и сечение питающих линий ВЛ 110 кВ – Ас-3х70/11.

8 Расстояние от предприятия до питающей подстанции 16 км.

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

10 Напряжение внутреннего электроснабжения предприятия 10 кВ.

11 На территории устанавливаются трансформаторные подстанции с трансформаторами типа ТМГ, мощностью 250, 400, 1000, 2000 кВ·А.

12 Грунт: коррозионная активность – низкая, блуждающие токи – есть, растягивающие усилия – нет.

13 Число часов использования максимума нагрузки 4150 ч/год.

14 Тип и сечение кабельных линий: АПвП-10 с сечением 50, 95, 120, 185 мм²; АВВГ-0,4 с сечением 35, 50, 70, 150 мм²

					<i>13.03.02.2019.126.00.00 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		7

Характеристика объекта электроснабжения

Завод металлургических машин - это сложный комплекс цехов с большим количеством разнообразных технологических процессов и операций, начиная от добычи и переработки рудного сырья и заканчивая получением чистых и сверхчистых металлов и изготовлением прокатно-тянутых изделий.

Естественным образом такое разнообразие технологических процессов определяет многообразие технологических аппаратов, машин, разнообразных механизмов, металлургических агрегатов и оборудования, которые служат для осуществления процессов.

Достаточная часть выпускаемой предприятием продукции - это продукция металлургического машиностроения: аглофабрики, узлы и детали оборудования доменных печей, прессового оборудования, сталеплавильных и прокатных станков, оборудования для производства огнеупоров и производства кокса.

В цехах предприятия производятся продукция металлургического машиностроения:

- все виды металлоконструкций;
- заготовки из металлопроката для будущих деталей;
- механическая обработка крупногабаритных деталей;
- изготовление и обработка корпусных деталей;
- изготовление прокатного и кранового оборудования;
- основное механическое оборудование;
- сменное технологическое оборудование;
- вспомогательное оборудование.

Одним из важных аспектов работы цехов в настоящий момент - это требование к надежности электроснабжения.

На рассматриваемом предприятии цеха можно разделить на первую, вторую и третью категории надежности.

Электроприемники первой категории - электроприемники, перерыв электроснабжения которых может повлечь за собой опасность для жизни людей, угрозу для безопасности государства, значительный материальный ущерб, расстройство сложного технологического процесса, нарушение функционирования особо важных элементов коммунального хозяйства, объектов связи и телевидения. Электроприемники первой категории в нормальных режимах должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих источников питания, и перерыв их электроснабжения при нарушении электроснабжения от одного из источников питания может быть допущен лишь на время автоматического восстановления питания [1]. На предприятии к этой категории относятся:

- № 6 кузнечно-прессовый цех;
- № 7 цех оцинкованной посуды;
- № 8 котельная;
- № 9 газоочистка;
- № 10 чугунолитейный цех;

									Лист
									8
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2019.126.00.00 ПЗ				

- защищенность данных: осуществить кражу данных у оптоволоконного кабеля достаточно сложно.

Отметим и несколько недостатков:

- сложность монтажа систем и высокие требования к квалификации персонала: монтаж линии требует специальное оборудование, с которым должны уметь обращаться работники;

- оптоволокно менее гибкое и менее прочное, чем медь.

Оптическое волокно (оптоволокно) – это волновод с круглым поперечным сечением очень малого диаметра (можно сравнить с толщиной человеческого волоса), по которому передается электромагнитное излучение оптического диапазона. Длины волн оптического излучения занимают область электромагнитного спектра от 100 нм до 1 мм, однако в волоконно-оптических кабелях обычно используется ближний инфракрасный диапазон (760-1600 нм) и реже – видимый (380-760 нм). Оптическое волокно состоит из сердцевины (ядра) и оптической оболочки, изготовленных из материалов, прозрачных для оптического излучения.

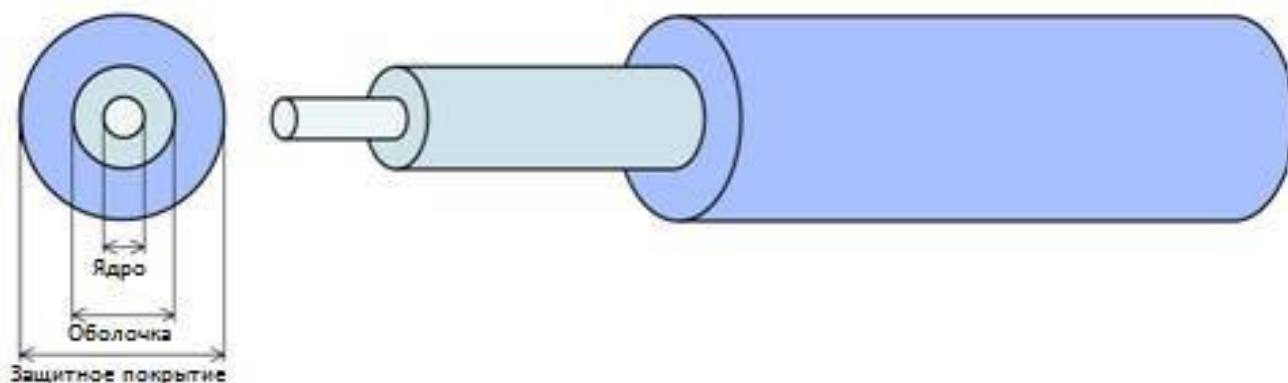


Рисунок 1.1 – Конструкция оптического волокна

Свет распространяется по оптоволокну благодаря явлению полного внутреннего отражения. Показатель преломления сердцевины всегда немного больше, чем показатель преломления оптической оболочки (разница порядка 1%). Поэтому световые волны, распространяющиеся в сердцевине под углом, не превышающим некоторое критическое значение, претерпевают полное внутреннее отражение от оптической оболочки (рисунок 1.2). Путем многократных переотражений от оболочки эти волны распространяются по оптическому волокну.



Рисунок 1.2 – отражение волны света

На первых метрах оптической линии связи часть световых волн гасят друг друга вследствие явления интерференции. световые волны, которые продолжают распространяться в оптоволокне на значительные расстояния, называются пространственными модами оптического излучения.

Произведем сравнение оптоволоконного кабеля отечественного производства и зарубежного.

Произведем сравнение кабелей отечественного производства компании «Эликс-Кабель» и «Инкаб» с японским производителем «Fujikura» и американским «ofs A Furukawa Company».

					<i>13.03.02.2019.126.00.00 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		12

2 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

Воспользуемся усовершенствованным методом упорядоченных диаграмм [2] для расчета электрических нагрузок на предприятии. Существует несколько характерных точек в системе электроснабжения предприятия, в которых требуется определить расчетные электрические нагрузки.

2.1 Расчет нагрузок по электроремонтному цеху

План электроремонтного цеха представлен на рисунке 2.1. На плане показаны электроприемники и способ их подключения.

					<i>13.03.02.2019.126.00.00 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		<i>14</i>

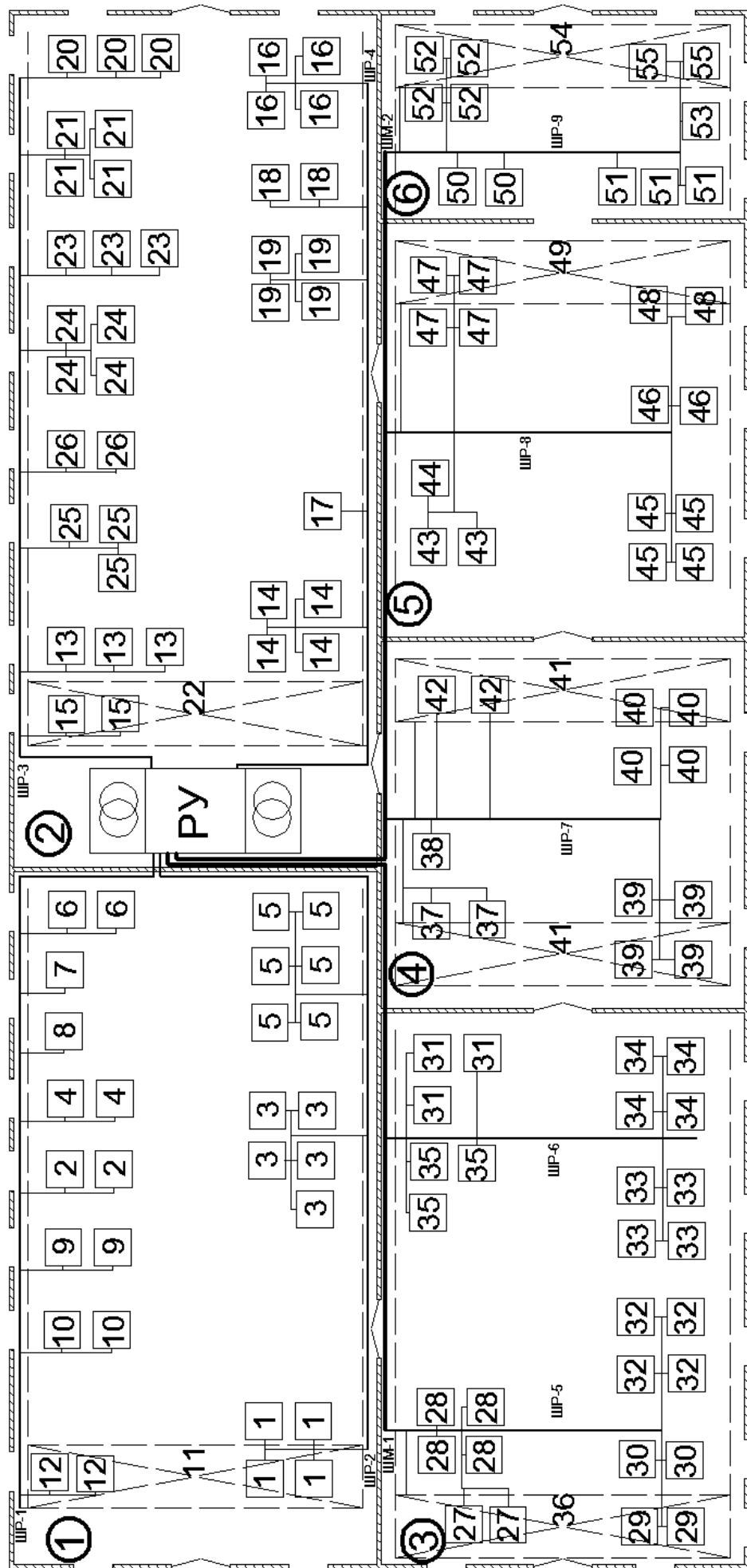


Рисунок 2.1 – План электроремонтного цеха

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2019.126.00.00 ПЗ

Можно разделить на шесть уровней систему электроснабжения предприятия. Сделаем расчет электрических нагрузок последовательно начиная от низших уровней и заканчивая высшими.

К I уровню СЭС относится отдельный электроприёмник – механизм, аппарат, установка.

На I уровне расчетные нагрузки определяются по формулам:

$$p_p^I = k_{и.а} \cdot p_{ном}, \quad (2.1)$$

$$q_p^I = k_{и.а} \cdot p_{ном} \cdot tg(\varphi_{ном}), \quad (2.2)$$

где $k_{и.а}$ – коэффициент использования по активной мощности;
 $tg(\varphi_{ном})$ – коэффициент реактивной мощности электроприёмника.

Распределительные шинопроводы и распределительные щиты напряжением до 1 кВ относятся ко II уровню СЭС.

На II уровне расчетная нагрузка определяется по формулам:

$$P_p^{II} = K_{ра} \cdot \sum_{i=1}^n k_{и.аi} \cdot p_{номi}, \quad (2.3)$$

$$Q_p^{II} = K_{рр} \cdot \sum_{i=1}^n k_{и.аi} \cdot p_{номi} \cdot tg\varphi_i, \quad (2.4)$$

$$S_p^{II} = \sqrt{(P_p^{II})^2 + (Q_p^{II})^2}, \quad (2.5)$$

$$I_p^{II} = \frac{S_p^{II}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (2.6)$$

где $K_{ра}$ – коэффициент расчетной нагрузки по активной мощности, зависит от эффективного числа электроприемников и средневзвешенного коэффициента использования по активной мощности;

$K_{рр}$ – коэффициент расчетной нагрузки по реактивной мощности;

$tg\varphi_i$ – коэффициент реактивной мощности i -го электроприемника;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение сети, В.

Эффективное число электроприемников и средневзвешенное значение коэффициента использования, необходимые для выбора расчетных коэффициентов по активной и реактивной мощности, определяется по выражениям:

$$n_{\Sigma} = \frac{(\sum_{i=1}^n P_{\text{НОМ}i})^2}{\sum_{i=1}^n P_{\text{НОМ}i}^2}, \quad (2.7)$$

$$K_{\text{на}} = \frac{\sum_{i=1}^n k_{\text{на}i} \cdot P_{\text{НОМ}i}}{\sum_{i=1}^n P_{\text{НОМ}i}}, \quad (2.8)$$

где n – реальное число электроприёмников;

$k_{\text{на}i}$ – коэффициент использования i -го электроприемника.

Когда число однофазных ЭП более трех при различных $K_{\text{н}}$ и $\cos\varphi$, а также при включении их на фазные и линейные напряжения, то тогда определение максимальной нагрузки производится таким образом: все однофазные ЭП, включенные на фазное и линейное напряжение, распределяются по фазам, по возможности, равномерно. Общая средняя нагрузка по отдельным фазам определяется суммированием однофазных нагрузок данной фазы и групп однофазных нагрузок с одинаковыми $K_{\text{н}}$ и $\cos(\varphi)$, включенных на линейное напряжение с соответствующим приведением этих нагрузок к эквивалентным однофазным нагрузкам. [4]

Из выше сказанного следуют следующие выражения для определения средней мощности фазы:

$$P_{\text{ср}A} = k_{\text{на}} \cdot P_{(AB)} \cdot k_{AB(A)} + k_{\text{на}} \cdot P_{(CA)} \cdot k_{CA(A)} + k'_{\text{на}} \cdot P_{(A0)}, \quad (2.9)$$

$$Q_{\text{ср}A} = k_{\text{на}} \cdot P_{(AB)} \cdot q_{AB(A)} + k_{\text{на}} \cdot P_{(CA)} \cdot q_{CA(A)} + k'_{\text{на}} \cdot P_{(A0)} \cdot \text{tg}\varphi, \quad (2.10)$$

где $k_{\text{на}}$ и $k'_{\text{на}}$ – соответствующие коэффициенты использования;

$P_{(AB)}$ – активная мощность нагрузки, присоединенная на линейное напряжение AB , кВт;

$P_{(CA)}$ – активная мощность нагрузки, присоединенная на линейное напряжение AC , кВт;

$P_{(A0)}$ – активная мощность нагрузки, присоединенная на фазное напряжение фазы A , кВт;

$k_{AB(A)}$, $k_{CA(A)}$ – коэффициенты приведения активной мощности нагрузки, включенных на линейное напряжение AB и CA к фазе A ;

$q_{AB(A)}$, $q_{CA(A)}$ – коэффициенты приведения реактивной мощности нагрузки, включенных на линейное напряжение AB и CA к фазе A .

Условная трёхфазная мощность от однофазных электроприемников для наиболее загруженной фазы:

$$P_{\text{с}} = 3 \cdot P_{\text{с.ф.мах}}, \quad (2.11)$$

$$Q_{\text{с}} = 3 \cdot Q_{\text{с.ф.мах}}, \quad (2.12)$$

										Лист
										17
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2019.126.00.00 ПЗ					

Средневзвешенное значение коэффициента использования определяется по формуле:

$$K_{\text{на}} = \frac{P_{\text{срА}}}{\frac{1}{2} \cdot (P_{\text{АВ}} + P_{\text{АС}}) + P_{\text{А0}}}. \quad (2.13)$$

Результаты расчетов однофазной нагрузки сведем в таблицу 2.1 и таблицу 2.2.

					<i>13.03.02.2019.126.00.00 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		<i>18</i>

Таблица 2.1 – ОЭП по электроремонтному цеху

Наименование узлов СЭС и ЭП	$P_{ном},$ кВт	$n,$ шт	$P_{ном},$ кВт	$n \cdot P_{ном}^2,$ кВт ²	Установленная мощность ЭП, подключенных на линейное напряжение, кВт			Коэффициенты приведения			Установленные мощности ЭП, подключенных на фазное напряжение, кВт			$k_{на}$	$\cos\phi$	$tg\phi$	Средние мощности за наиболее загруженную смену					
					ab	bc	ca	к фазе	k	q	a	b	c				$P_c,$ кВт			$Q_c,$ кВАр		
																	a	b	c	a	b	c
Сварочное отделение																						
ОЭП, подключенные на фазное напряжение ($U_{\phi}=220$ В)																						
Трансформатор сварочный, однофазный, $U_{ном}=220$ В	10,5	2	21	220,5							0,0	10,5	10,5	0,35	0,50	1,73	0,0	3,7	3,7	0,0	6,4	6,4
Электронагреватель однофазный, $U_{ном} = 220$ В	10,0	4	40	400,0							20,0	10,0	10,0	0,30	0,60	1,33	7,0	3,5	3,5	12,1	6,1	6,1
Итого		6	61	620,5							20,0	20,5	20,5				7,0	7,2	7,2	12,1	12,5	12,5
ОЭП, подключенные на линейное напряжение ($U_{л}=380$ В)																						
Трансформатор сварочный, однофазный, $U_{ном}=380$ В	30,0	4	120	3600	30	a	1,00	0,58						0,35	0,50	1,73	10,5			6,1		
						b	0,00	1,16					0,0						12,2			
						b	1,00	0,58					10,5						6,1			
					60	c	0,00	1,16										0,0		12,2		
						c	1,00	0,58										21,0		12,2		
						a	0,00	1,16										0,0		24,4		
Итого		4	120	3600												10,5	10,5	21,0	30,5	18,3	24,4	
Итого по цеху		10	181	4220,5										0,43	0,55	1,51	17,5	17,7	28,2	42,6	30,8	36,9

Таблица 2.2 – Расчет электрических нагрузок по электроремонтому цеху

Исходные данные				Расчетные величины						Расчетная мощность						
По заданию технологов			Справочные			$k_{на} \cdot P_{ном},$ кВт	$k_{на} \cdot P_{ном} \cdot \text{tg}\varphi,$ кВт	$n \cdot P_{ном}^2,$ кВт ²	$n_{э}$	$K_{ра}$	K_{pp}	$P_p,$ кВт	$Q_p,$ кВАр	$S_p,$ кВА	$I_p,$ А	
Наименование узлов СЭС и ЭП	$n,$ шт	Номинальная мощность, кВт		$k_{на}$	$\cos\varphi$											$\text{tg}\varphi$
		$P_{ном}$	$P_{ном}$													
1. Механическое отделение 1																
1 Станок металлорежущий	4	1,0	4,0	0,12	0,40	2,29	0,5	1,1	4,0							
3 Станок металлорежущий	5	14,0	70,0	0,12	0,40	2,29	8,4	19,2	980,0							
5 Станок точно-шлифовальный	6	3,9	23,4	0,16	0,50	1,73	3,7	6,4	91,3							
Итого по ШР-1	15		97,4	0,13			12,6	26,7	1075,3	8	1,15	1,1	14,5	29,4	32,8	47
2 Станок металлорежущий	2	5,5	11,0	0,12	0,40	2,29	1,3	3,0	60,5							
4 Станок металлорежущий	2	40,0	80,0	0,20	0,65	1,17	16,0	18,7	3200,0							
6 Станок шлифовальный	2	20,0	40,0	0,20	0,65	1,17	8,0	9,4	800,0							
7 Станок для испытания абразивных кругов	1	11,0	11,0	0,12	0,50	1,73	1,3	2,2	121,0							
8 Бак для приготовления эмульсии	1	1,3	1,3	0,20	0,90	0,48	0,3	0,1	1,7							
9 Агрегат рециркуляционный	2	1,5	3,0	0,65	0,80	0,75	2,0	1,5	4,5							
10 Вентилятор	2	1,6	3,2	0,65	0,80	0,75	2,1	1,6	5,1							
11 Кран	1	10,0	10,0	0,10	0,50	1,73	1,0	1,7	100,0							
12 Таль электрическая	2	4,0	8,0	0,30	0,50	1,73	2,4	4,2	32,0							
Итого по ШР-2	15		167,5	0,21			34,4	42,4	4324,8	6	0,96	1,10	33	46,6	57,1	82
2. Механическое отделение 2																
13 Станок металлорежущий	3	1,6	4,8	0,12	0,40	2,29	0,6	1,4	7,7							
15 Станок металлорежущий	2	10,0	20,0	0,12	0,40	2,29	2,4	5,5	200,0							
20 Машина листогибочная	3	15,5	46,5	0,2	0,50	1,73	9,3	16,1	720,8							
21 Мешалка двухвальная	4	2,8	11,2	0,1	0,50	1,73	1,1	1,9	31,4							
23 Агрегат рециркуляционный	3	1,5	4,5	0,65	0,80	0,75	2,9	2,2	6,8							
24 Вентилятор	4	1,5	6,0	0,65	0,80	0,75	3,9	2,9	9,0							
25 Насос	3	1,5	4,5	0,7	0,80	0,75	3,2	2,4	6,8							
26 Калорифер	2	60,0	120,0	0,8	0,90	0,48	96,0	46,1	7200,0							
Итого по ШР-3	24		217,5	0,55			119,4	78,5	8182,5	5	0,96	1,10	114,6	86,4	143,5	207
14 Станок металлорежущий	4	7,0	28,0	0,12	0,40	2,29	3,4	7,8	196,0							
16 Станок универсальный	4	12,0	48,0	0,12	0,40	2,29	5,8	13,3	576,0							
17 Ножницы	1	15,0	15,0	0,15	0,45	1,98	2,3	4,6	225,0							
18 Станок шлифовальный	2	7,0	14,0	0,2	0,65	1,17	2,8	3,3	98,0							
19 Станок точно-шлифовальный	4	1,6	6,4	0,16	0,50	1,73	1,0	1,7	10,2							
22 Кран подвесной	1	2,5	2,5	0,1	0,50	1,73	0,3	0,5	6,3							
Итого по ШР-4	16		113,9	0,14			15,6	31,2	1111,5	11	0,90	1,10	14	34,3	37	53
3. Сварочное отделение																
ШМ-1																
27 Автомат для сварки	2	0,9	1,8	0,25	0,50	1,73	0,5	0,9	1,6							
28, 29, 32 Однофазная нагрузка	10	10,0 - 30,0	181,0	0,43	0,55	1,52	84,9	110,7	4220,5							
30 Полуавтомат шланговый	2	0,5	1,0	0,25	0,50	1,73	0,3	0,5	0,5							

36 Кран-балка	1	3,2	3,2	0,1	0,50	1,73	0,3	0,5	10,2							
Итого по ШР-5	15		187	0,46			86,0	112,6	4232,8	8	0,93	1,10	80	123,9	147,5	213
31 Стол для сварочных работ	3	0,8	2,4	0,1	0,65	1,17	0,2	0,2	1,9							
33 Пила отрезная	4	7,0	28,0	0,1	0,65	1,17	2,8	3,3	196,0							
34 Машина электросварочная	4	25,0	100,0	0,25	0,50	1,73	25,0	43,3	2500,0							
35 Вентилятор	3	4,5	13,5	0,65	0,80	0,75	8,8	6,6	60,8							
Итого по ШР-6	14		143,9	0,26			36,8	53,4	2758,7	7	0,95	1,10	35	58,7	68,3	99
Итого по ШМ-1	29		330,9	0,37			122,8	166	6991,5	15	0,85	1,00	104,4	166	196,1	283
1. Кузнечное отделение																
ШМ-2																
37 Электропечь	2	110,0	220,0	0,7	0,90	0,48	154,0	73,9	24200,0							
38 Молот ковочный	1	30,0	30,0	0,24	0,65	1,17	7,2	8,4	900,0							
39 Станок точильно-шлифовальный	4	0,5	2,0	0,16	0,50	1,73	0,3	0,5	1,0							
40 Аппарат рециркуляционный	4	1,5	6,0	0,65	0,80	0,75	3,9	2,9	9,0							
41 Кран подвесной	2	2,2	4,4	0,1	0,50	1,73	0,4	0,7	9,7							
42 Вентилятор	2	0,8	1,6	0,65	0,80	0,75	1,0	0,8	1,3							
Итого по ШР-7	15		264,0	0,63			166,8	87,2	25121,0	2	1,22	1,10	203,5	95,9	225	325
2. Термическое отделение																
43 Камерная печь	2	81,0	162,0	0,6	0,90	0,48	97,2	46,7	13122,0							
44 Ванна масляная	1	4,0	4,0	0,5	0,90	0,48	2,0	1,0	16,0							
45 Станок балансировочный	4	2,0	8,0	0,25	0,65	1,17	2,0	2,3	16,0							
46 Электропечь камерная	2	45,0	90,0	0,6	0,90	0,48	54,0	25,9	4050,0							
47 Станок закалочный	4	10,0	40,0	0,25	0,65	1,17	10,0	11,7	400,0							
48 Вентилятор	2	5,0	10,0	0,65	0,80	0,75	6,5	4,9	50,0							
49 Кран-балка	1	7,5	7,5	0,1	0,50	1,73	0,8	1,4	56,3							
Итого по ШР-8	16		321,5	0,54			172,5	93,9	17710,3	5	1,10	1,10	189,8	103,3	216,1	312
3. Монтажный участок																
50 Станок для намотки	2	1,0	2,0	0,25	0,65	1,17	0,5	0,6	2,0							
51 Станок бандажировочный	3	1,5	4,5	0,25	0,65	1,17	1,1	1,3	6,8							
52 Ванна лужения	4	1,6	6,4	0,5	0,90	0,48	3,2	1,5	10,2							
53 Агрегат рециркуляционный	1	1,5	1,5	0,65	0,80	0,75	1,0	0,8	2,3							
54 Кран подвесной	1	4,7	4,7	0,1	0,50	1,73	0,5	0,9	22,1							
55 Вентилятор	2	1,0	2,0	0,65	0,80	0,75	1,3	1,0	2,0							
Итого по ШР-9	13		21,1	0,36			7,6	6,1	45,4	9	1,10	1,10	8,4	6,7	10,7	15
Итого по ШМ-2	44		606,6	0,57			346,9	187,2	42876,7	8	0,92	1,10	319,1	205,9	379,8	548
Итого по силовой нагрузке электроремонтного цеха	143		1533,8	0,42	0,74	0,91	651,7	532	64562,3	36	0,76	1,00	495,3	532	726,9	1049
Освещение Руд=0,015 кВт/м ² ; Кс.о=0,9; Fц=3811 м ²				0,90	0,95	0,33							51,4	17,0	54,1	78
Итого электроремонтному цеху с учетом освещения	143		1533,8	0,42	0,77	0,83	651,7	532	64562,3	36			546,7	549,0	774,8	1118

2.2 Расчет нагрузок по предприятию

Щит низкого напряжения трансформаторной подстанции 10/0,4 кВ относится к III уровню СЭС.

Расчетные нагрузки на III уровне определяются по формулам:

$$P_p^{III} = K_{pa} \cdot \sum_{i=1}^n k_{наi} \cdot p_{номi}, \quad (2.14)$$

$$Q_p^{III} = K_{pa} \cdot \sum_{i=1}^n k_{наi} \cdot p_{номi} \cdot tg\varphi_i. \quad (2.15)$$

Необходимо учесть осветительную нагрузку для того, чтобы получить полную расчетную мощность цеха:

$$P_{р.осв} = k_{с.осв} \cdot P_{у.осв} \cdot F_{ц}, \quad (2.16)$$

$$Q_{р.осв} = P_{р.осв} \cdot tg\varphi_{осв}, \quad (2.17)$$

где $k_{с.осв}$ – коэффициент спроса по активной мощности осветительной нагрузки;

$P_{у.осв}$ – удельная осветительная нагрузка, Вт/м²;

$F_{ц}$ – поверхность пола цеха, м²;

$tg\varphi_{осв}$ – коэффициент реактивной мощности осветительной нагрузки.

Таким образом, полная расчетная низковольтная нагрузка цеха:

$$S_{р.ц} = \sqrt{(P_p^{III} + P_{р.осв})^2 + (Q_p^{III} + Q_{р.осв})^2}. \quad (2.18)$$

Шины распределительной подстанции напряжением 10 кВ относятся к IV уровню.

$$P_p^{IV} = K_{ом} \cdot \left(\sum_{i=1}^{m_1} P_{pi}^{III} + \sum_{i=1}^{N_1} k_{наi} \cdot p_{номi} + \sum_{i=1}^{L_1} \Delta P_{Ti} \right) + P_{осв}, \quad (2.19)$$

$$Q_p^{IV} = K_{ом} \cdot \left(\sum_{i=1}^{m_1} Q_{pi}^{III} + \sum_{i=1}^{N_1} k_{наi} \cdot p_{номi} \cdot tg\varphi_i + \sum_{i=1}^{L_1} \Delta Q_{Ti} \right) + Q_{осв}, \quad (2.20)$$

									Лист
									22
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2019.126.00.00 ПЗ				

Таблица 2.3 – Расчеты электрических нагрузок по предприятию

№ цеха	Наименование цехов и узлов	рном, кВт	пэ	Рном, кВт	Киa	cos	tg	Рс, кВт	Qс, кВАр	Кра	Рр, кВт	Qр, кВАр	Fc, м2	Руд осв., кВт/м2	cos o	tg o	Кс.о	Рр.о, кВт	Qр.о, кВАр	Рр+Рр.о, кВт	Qр+Qр.о, кВАр	Sp, кВА
	Нагрузка 0,4 кВ																					
1	Модельный цех		58	495,0	0,55	0,92	0,43	272,3	117,1	0,77	209,7	90,2	945	0,020	0,95	0,33	0,8	15,1	5,0	224,8	95,2	244,1
2	Склад ОКСа		5	25,0	0,20	0,62	1,27	5,0	6,4	1,72	8,6	11,0	374	0,015	0,95	0,33	0,6	3,4	1,1	12,0	12,1	17,0
3	Склад огнеупоров		7	10,0	0,20	0,7	1,02	2,0	2,0	1,54	3,1	3,1	374	0,015	0,95	0,33	0,6	3,4	1,1	6,5	4,2	7,7
4	Мазутохранилище		11	250,0	0,23	0,69	1,05	57,5	60,4	0,82	47,2	49,5	1594	0,015	0,95	0,33	0,6	14,3	4,7	61,5	54,2	82,0
5	Железнодорожный цех		2	510,0	0,48	0,72	0,96	244,8	235,0	1,25	306,0	293,8	1040	0,020	0,95	0,33	0,9	18,7	6,2	324,7	300,0	442,1
6	Кузнечно-прессовый цех		13	3500,0	0,69	0,77	0,83	2415,0	2004,5	0,85	2052,8	1703,8	4770	0,020	0,95	0,33	0,9	85,9	28,3	2138,7	1732,1	2752,1
7	Цех оцинкованной посуды		63	1500,0	0,40	0,64	1,2	600,0	720,0	0,70	420,0	504,0	1881	0,020	0,95	0,33	0,9	33,9	11,2	453,9	515,2	686,6
8	Котельная		38	950,0	0,68	0,79	0,78	646,0	503,9	0,85	549,1	428,3	675	0,020	0,95	0,33	0,8	10,8	3,6	559,9	431,9	707,1
9	Газоочистка		21	630,0	0,78	0,84	0,65	491,4	319,4	0,90	442,3	287,5	187	0,015	0,95	0,33	0,8	2,2	0,7	444,5	288,2	529,8
10	Чугунолитейный цех		41	2560,0	0,57	0,87	0,57	1459,2	831,7	0,84	1225,7	698,6	3871	0,020	0,95	0,33	0,9	69,7	23,0	1295,4	721,6	1482,8
11	Механический цех		150	6085,0	0,51	0,75	0,88	3103,4	2731,0	0,75	2327,6	2048,3	5040	0,020	0,95	0,33	0,9	90,7	29,9	2418,3	2078,2	3188,6
12	Административно-бытовой корпус		44	400,0	0,40	0,95	0,33	160,0	52,8	0,75	120,0	39,6	2234	0,015	0,95	0,33	0,85	28,5	9,4	148,5	49,0	156,4
13	Сталелитейный цех		45	2390,0	0,59	0,87	0,57	1410,1	803,8	0,85	1198,6	683,2	5050	0,020	0,95	0,33	0,9	90,9	30,0	1289,5	713,2	1473,6
14	Термообрубной цех		14	3500,0	0,70	0,78	0,8	2450,0	1960,0	0,90	2205,0	1764,0	2121	0,020	0,95	0,33	0,9	38,2	12,6	2243,2	1776,6	2861,5
15	Скрапоразделочная		8	405,0	0,53	0,7	1,02	214,7	219,0	0,93	199,7	203,7	495	0,015	0,95	0,33	0,8	5,9	1,9	205,6	205,6	290,8
16	Склад песка		4	80,0	0,25	0,6	1,33	20,0	26,6	1,69	33,8	45,0	495	0,015	0,95	0,33	0,6	4,5	1,5	38,3	46,5	60,2
17	Электроремонтный цех		36	1533,8	0,42	0,77	0,83	644,2	534,7	0,76	489,6	406,4	3811	0,015	0,95	0,33	0,9	51,4	17,0	541,0	423,4	687,0
	Освещение территории												67087	0,004	0,95	0,33	1	268,3	88,5	268,3	88,5	282,5
	Итого по 0,4 кВ			24824	0,57			14196	11128		11839	9260						836	276	12675	9536	15862
	Нагрузка 10 кВ																					
6	Кузнечно-прессовый цех: СД	630,00	4	2520	0,80	0,85	0,62	2016,0	- 1249,9		2016,0	- 1249,9										
8	Котельная: СД	630,00	4	2520	0,85	0,90	0,48	2142,0	- 1028,2		2142,0	- 1028,2										
13	Сталелитейный цех: ДСП	2000,00	2	4000	0,70	0,80	0,75	2800,0	2100,0		2800,0	2100,0										
	Итого по 10 кВ		10	9040				6958	-178		6958	-178										
	Итого по предприятию			33864	0,62		0,52	21154	10950		17822	8518										

$$y_{ц} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{pi} \cdot y_i}{\sum_{i=1}^n P_{pi}}, \quad (2.31)$$

где x_i, y_i координаты центра i -го узла на генплане предприятия, м.
 Результаты расчета картограммы сведены в таблицу 2.4.

Таблица 2.4 – Расчет картограммы

Наименование цеха	P_{pi} , кВт	$P_{p.нi}$, кВт	$P_{p.oi}$, кВт	$P_{p.вi}$, кВт	x_i , м	y_i , м	R_i , мм	$\alpha_{ни}$, град	α_{oi} , град	$\alpha_{ви}$, град
1 Модельный цех	224,8	209,7	15,1	0	252,5	208,5	18	336	24	0
2 Склад ОКСа	12	8,6	3,4	0	247	235,5	4	258	102	0
3 Склад огнеупоров	6,5	3,1	3,4	0	247	257,5	3	172	188	0
4 Мазутохранилище	61,5	47,2	14,3	0	388	230	9	276	84	0
5 Железнодорожный цех	324,7	306	18,7	0	188	194	21	339	21	0
6 Кузнечно-прессовый цех	4154,7	2052,8	85,9	2016,0	45	178,5	76	178	7	175
7 Цех оцинкованной посуды	453,9	420	33,9	0	201,5	141,5	25	333	27	0
8 Котельная	2701,9	549,1	10,8	2142,0	338,5	96,5	61	73	1	285
9 Газочистка	444,5	442,3	2,2	0	148,5	154,5	25	358	2	0
10 Чугунолитейный цех	1295,4	1225,7	69,7	0	298,5	149,5	42	341	19	0
11 Механический цех	2418,3	2327,6	90,7	0	45	103	58	346	14	0
12 Административно-бытовой корпус	148,5	120	28,5	0	130	88	14	291	69	0
13 Сталелитейный цех	4089,5	1198,6	90,9	2800,0	207,5	84	75	106	8	246
14 Термообрубной цех	2243,2	2205	38,2	0	172,5	37,5	56	354	6	0
15 Скрапоразделочная	205,6	199,7	5,9	0	144,5	5,5	17	350	10	0
16 Склад песка	38,3	33,8	4,5	0	200,5	5,5	7	318	42	0
17 Электроремонтный цех	541	489,6	51,4	0	324,5	29,5	27	326	34	0
Итого	19364,3				174	111,8				

Выводы по разделу

В данном разделе был использован усовершенствованный метод упорядоченных диаграмм. с помощью него были определены расчетная нагрузка по электроремонтному цеху и по предприятию в целом. Так же определены местоположение ГПП и координаты символического центра электрических нагрузок предприятия.

3 ВЫБОР СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

3.1 Выбор трансформаторов цеховых трансформаторных подстанций

Цель выбора трансформаторов III уровня системы электроснабжения предприятия - это определение типа, единичной мощности, количества и места размещения трансформаторов.

Выбор типа трансформаторов зависит от требований окружающей среды. Масляные трансформаторы используют для наружной установки. Так же по возможности рекомендуется для внутренней установки применение масляных трансформаторов, кроме производственных помещений, где по условиям среды, по мощности и по этажности нельзя применять масляные трансформаторы.

Используем трансформаторы типа ТМГ. Эти трансформаторы обладают рядом преимуществ над трансформаторами типа ТМ и ТМЗ [5]:

- компактность;
- экономичность;
- улучшенные технические характеристики;
- устойчивость к перегрузкам;
- минимальные эксплуатационные затраты;
- безопасность.

От наличия места для расположения цеховых подстанций, от распределения нагрузок по площади цеха, режима и характера работы электроприемников зависят мощность и число трансформаторов.

Существует связь между экономически целесообразной мощностью отдельного трансформатора $S_{т.э}$ цеховой ТП и плотностью σ электрической нагрузки цеха [17].

Таблица 3.1 – Зависимость экономически целесообразной единичной мощности трансформаторов от плотности нагрузки цеха

$\sigma, \text{кВ}\cdot\text{А}/\text{м}^2$	0,03...0,05	0,05...0,06	0,06...0,08	0,08...0,11	0,11...0,14
$S_{т.э}, \text{кВ}\cdot\text{А}$	250	400	500	630	800
$\sigma, \text{кВ}\cdot\text{А}/\text{м}^2$	0,14...0,18	0,18...0,25	0,25...0,34	0,34...0,5	>0,5
$S_{т.э}, \text{кВ}\cdot\text{А}$	1000	1250	1600	2000	2500

Плотность электрической нагрузки цеха определяется по формуле:

$$\sigma = \frac{S_{р.ц}}{F_{ц}}, \quad (3.1)$$

где $S_{р.ц}$ – полная расчетная мощность цеха, кВА;
 $F_{ц}$ – площадь цеха, м².

По таблице 3.1 находится экономически рациональная единичная мощность трансформатора $S_{т.э}$, а далее рассчитывается экономически обоснованное значение минимального числа трансформаторов:

						Лист
					13.03.02.2019.126.00.00 ПЗ	27
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$N_{T.min}^{\exists} = \frac{P_{p.c}}{k_{z.dop} \cdot S_{\exists T}} + \Delta N_T, \quad (3.2)$$

где $P_{p.c}$ – активная расчетная мощность цеха, кВт;
 $k_{z.dop}$ – допустимый коэффициент загрузки трансформатора
 $S_{\exists T}$ – экономически целесообразная единичная мощность трансформатора, кВА;
 ΔN – добавка до ближайшего целого числа.

Далее необходимо определить оптимальное число трансформаторов:

$$N_{T.опт} = N_{T.min}^{\exists} + m, \quad (3.3)$$

где m – добавка до оптимального числа трансформаторов, которая находится по диаграммам, приведенным на рисунке 3.1, в зависимости от значений ΔN_T и $N_{T.min}^{\exists}$. [17].

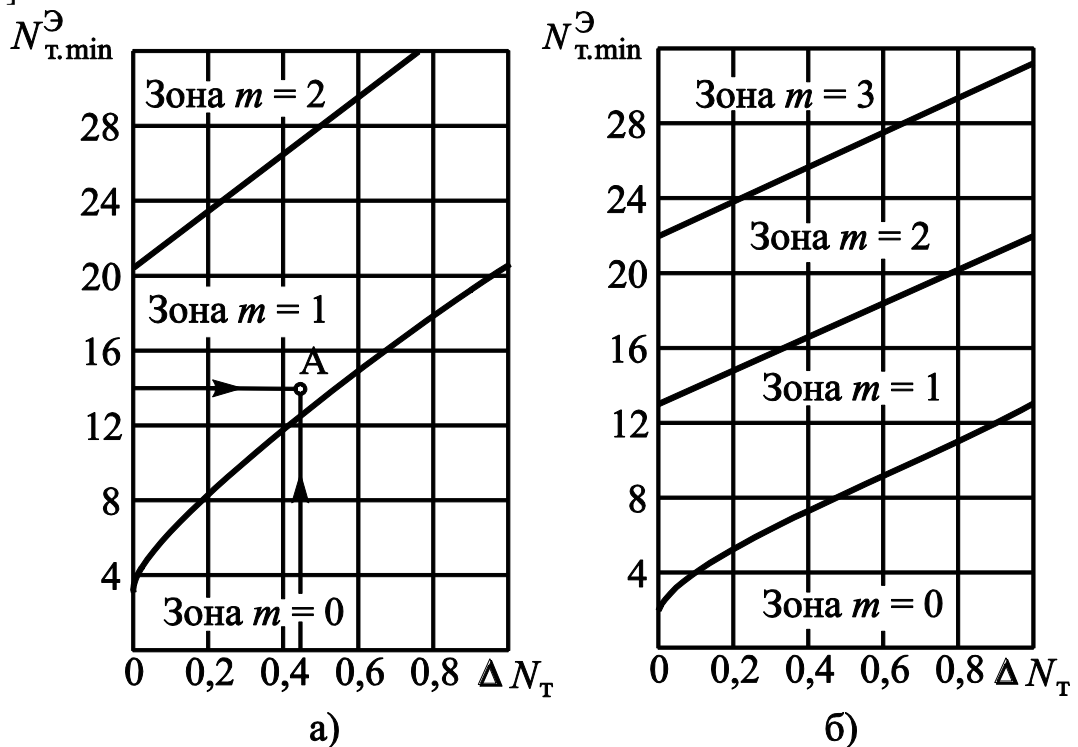


Рисунок 3.1 – Диаграммы для определения числа трансформаторов m , дополняющих минимальное их число до оптимального:

а) $k_{z.dop} = 0,7$; б) $k_{z.dop} = 1$.

Если минимальное число трансформаторов, найденное по формуле (3.2), будет меньше минимального числа трансформаторов $N_{T.min}^H$, требуемых по условиям надежности электроснабжения, то принимается $N_{T.опт} = N_{T.min}^H$, а затем находится необходимая к установке мощность трансформаторов из условия:

$$S_{T.ном} \geq \frac{P_{p.c}}{k_{z.dop} \cdot N_{T.min}^H}. \quad (3.4)$$

Далее определяется величина наибольшей реактивной мощности передаваемой в сеть низшего напряжения, которую силовой трансформатор может пропустить из условия допустимой нагрузки:

$$Q_{1p} = \sqrt{(N_T \cdot k_{з,доп} \cdot S_{Т.н})^2 - P_{р.ц}^2} \quad (3.5)$$

В общем случае мощности Q_{1p} и $Q_{р.ц}$ не равны. Поэтому проходящая через трансформатор реальная величина реактивной мощности Q_1 , находится из системы неравенств:

$$Q_1 = \begin{cases} Q_{р.ц}, & \text{если } Q_{1p} \geq Q_{р.ц} \\ Q_{1p}, & \text{если } Q_{1p} < Q_{р.ц} \end{cases} \quad (3.6)$$

Из анализа системы (3.6) следует:

1 Если наибольшая реактивная мощность Q_{1p} получается больше или равной расчётной реактивной мощности цеха $Q_{р.ц}$, то это значит, что через трансформатор из сети напряжением 10 кВ в сеть напряжением 0,4 кВ будет проходить мощность Q_1 , равная расчётной реактивной мощности цеха $Q_{р.ц}$.

2 Если получается, что мощность Q_{1p} меньше реактивной мощности $Q_{р.ц}$, то это значит, что трансформаторы ТП не могут пропустить всю расчётную реактивную мощность $Q_{р.ц}$, следовательно, тогда для устранения дефицита реактивной мощности на стороне напряжением 0,4 кВ ТП необходимо установить устройства компенсации реактивной мощности, мощности которых определяются по формуле:

$$Q_{к.у} = Q_{р.ц} - Q_1 \quad (3.7)$$

Для трансформаторов выбранной мощностью определяются фактические коэффициенты загрузки в нормальном и послеаварийном режимах работы ТП:

$$k_{з,н} = \frac{\sqrt{P_{р.ц}^2 + Q_1^2}}{N_T \cdot S_{Т.н}}; \quad (3.8)$$

$$k_{з,п/а} = \frac{\sqrt{P_{р.ц}^2 + Q_1^2}}{(N_T - 1) \cdot S_{Т.н}} \quad (3.9)$$

Для питания потребителей 0,4 кВ в цехах, как правило, устанавливаются трансформаторные подстанции, однако при небольшой мощности потребителей в цехе экономически целесообразным может оказаться установка распределительного пункта низковольтного (РПН), с питанием по сети 0,4 кВ от ТП соседнего цеха.

										Лист
										29
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2019.126.00.00 ПЗ					

Проверить целесообразность такой установки распределительного пункта низковольтного можно по условию:

$$S_{p.ц} \cdot L \leq 15000, \quad (3.10)$$

где $S_{p.ц}$ – полная расчетная мощность цеха, кВА;

L – расстояние от РПН данного цеха до ТП соседнего цеха, м.

Проверка выполнения соотношения (2.10) при установке распределительных пунктов низковольтных (РПН) представлена в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Проверка

№ ТП	№ РПН	L , м	$S_{p.ц}$, кВА	$S_{p.ц} \cdot L$, кВА·м
1	1	18	17	306
1	2	61	7,7	470
1	3	113	82	9266
8	4	35	156,4	5474

Результаты выбора трансформаторов цеховых ТП представлены в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Выбор трансформаторов цеховых ТП

Наименование цехов, подразделений	Кат. над.	P_p , кВт	Q_p , кВАр	S_p , кВА	$F_{ц}$, м ²	σ , кВА/м ²	$S_{т.э.}$, кВА	$N_{т.э.}$, шт	$N_{т.мин.}$, шт	m , шт	$N_{т.треб.}$, шт	Тип тр-ра	$S_{т.ном.}$, кВА	N_T в ТП, шт	№ ТП	$k_{з.т.д}$	Q_{1p} , кВАр	Q_1 , кВАр	$Q_{к.у.}$, кВАр	$k_{з.т.н}$	$k_{з.т.п/а}$
1 Модельный цех	2	224,8	95,2	244,1	945	0,26									ТП1						
2 Склад ОКСа	3	12,0	12,1	17,0	374	0,05									РПН1						
3 Склад огнеупоров	3	6,5	4,2	7,7	374	0,02									РПН2						
4 Мазутохранилище	3	61,5	54,2	82,0	1594	0,05									РПН3						
Итого по ТП1		304,8	165,7	346,9		0,26	1600	1	2	0	2	ТМГ	250	2	ТП1	0,7	172,0	165,7	0	0,69	1,39
5 Железнодорожный цех	2	324,7	300,0	442,1	1040	0,43															
Итого по ТП2		324,7	300,0	442,1		0,43	2000	1	2	0	2	ТМГ	250	2	ТП2	0,7	130,7	130,7	169,3	0,70	1,40
6 Кузнечно-прессовый цех	2	2138,7	1732,1	2752,1	4770	0,58									ТП3						
Итого по ТП3		2138,7	1732,1	2752,1		0,58	2500	1	2	0	2	ТМГ	2000	2	ТП3	0,7	1807,2	1732,1	0,0	0,69	1,38
7 Цех оцинкованной посуды	2	453,9	515,2	686,6	1881	0,37									ТП4						
Итого по ТП4		453,9	515,2	686,6		0,37	2000	1	2	0	2	ТМГ	400	2	ТП4	0,7	328,0	328,0	187,2	0,70	1,40
8 Котельная	1	559,9	431,9	707,1	675	1,05									ТП5						
Итого по ТП5		559,9	431,9	707,1		1,05	2500	1	2	0	2	ТМГ	400	2	ТП5	0,7	10,6	10,6	421,3	0,70	1,40
9 Газочистка	1	444,5	288,2	529,8	187	2,83															
Итого по ТП6		444,5	288,2	529,8		2,83	2500	1	2	0	2	ТМГ	400	2	ТП5	0,7	340,6	288,2	0,0	0,66	1,32
10 Чугунолитейный цех	2	1295,4	721,6	1482,8	3871	0,38									ТП7						
Итого по ТП7		1295,4	721,6	1482,8		0,38	2000	1	2	0	2	ТМГ	1000	2	ТП7	0,7	531,0	531,0	190,6	0,70	1,40
11 Механический цех	2	2418,3	2078,2	3188,6	5040	0,63									ТП8						
12 Административно-бытовой корпус	3	148,5	49,0	156,4	2234	0,07									РПН4						
Итого по ТП8		2566,8	2127,2	3333,7		0,63	2500	1	2	0	2	ТМГ	2000	2	ТП8	0,7	1118,7	1118,7	1008,5	0,70	1,40
13 Сталелитейный цех	2	1289,5	713,2	1473,6	5050	0,29									ТП9						
Итого по ТП9		1289,5	713,2	1473,6		0,29	1600	1	2	0	2	ТМГ	1000	2	ТП9	0,7	545,2	545,2	168,0	0,70	1,40
14 Термообрубной цех	2	2243,2	1776,6	2861,5	2121	1,35															
Итого по ТП10		2243,2	1776,6	2861,5		1,35	2500	1	2	0	2	ТМГ	2000	2	ТП10	0,7	1675,7	1675,7	100,9	0,70	1,40
15 Скрапоразделочная	2	205,6	205,6	290,8	495	0,59									ТП11						
16 Склад песка	3	38,3	46,5	60,2	495	0,12									РПН5						
Итого по ТП11		243,9	252,1	350,8		0,59	2000	1	2	0	2	ТМГ	250	2	ТП11	0,7	251,0	251,0	1,1	0,70	1,40
17 Электроремонтный цех	2	541,0	423,4	687,0	3811	0,18															
Итого по ТП12		541,0	423,4	687,0		0,18	1000	1	2	0	2	ТМГ	400	2	ТП12	0,7	144,6	144,6	278,8	0,70	1,40
Итого по предприятию																					

Подп. дата
 Инв. № д/дл.
 Взам. инв. №
 Подп. и дата.
 Инв. № подл.

Окончание таблицы 3.3

Наименование цехов, подразделений	ΔP_{xx} , кВт	$\Delta P_{кз}$, кВт	I_{xx} , %	$U_{к}$, %	$\Delta P_{т}$, кВт	$\Delta Q_{т}$, кВАр	$P_{р} + \Delta P_{т}$, кВт	$Q_{1} + \Delta Q_{т}$, кВАр
1 Модельный цех								
2 Склад ОКСа								
3 Склад огнеупоров								
4 Мазутохранилище								
Итого по ТП1	0,53	3,7	1,2	4,5	2,3	8,4	307,1	174,1
5 Железнодорожный цех								
Итого по ТП2	0,53	3,7	1,2	4,5	2,3	8,5	327,0	139,2
6 Кузнечно-прессовый цех								
Итого по ТП3	2,60	23,00	0,5	6,0	13,6	67,1	2152,3	1799,2
7 Цех оцинкованной посуды								
Итого по ТП4	0,87	5,6	1,2	4,5	3,6	13,6	457,5	341,6
8 Котельная								
Итого по ТП5	0,87	5,60	1,2	4,5	3,6	13,6	563,5	24,2
9 Газоочистка								
Итого по ТП6	0,87	5,60	1,2	4,5	3,3	12,6	447,8	300,8
10 Чугунолитейный цех								
Итого по ТП7	1,60	10,80	1,0	5,5	6,9	37,0	1302,3	568,0
11 Механический цех								
12 Административно-бытовой корпус								
Итого по ТП8	2,60	23,00	0,5	6,0	13,9	68,8	2580,7	1187,5
13 Сталелитейный цех								
Итого по ТП9	1,60	10,80	1,0	5,5	6,9	37,0	1296,4	582,2
14 Термообрубной цех								
Итого по ТП10	2,60	23,00	0,5	6,0	13,9	68,8	2257,1	1744,5
15 Скрапоразделочная								
16 Склад песка								
Итого по ТП11	0,53	3,7	1,2	4,5	2,3	8,5	246,2	259,5
17 Электроремонтный цех								
Итого по ТП12	0,87	5,60	1,2	4,5	3,6	13,6	544,6	158,2
Итого по предприятию					76,2	358	12483	7279

Изм. № подл. / Взам. инв. № / Инв. № дубл. / Подп. и дата. / Подп. дата.

Изм. / Лист / № докум. / Подп. / Дата

13.03.02.2018.126.00.00 ПЗ

Лист

3.2 Выбор напряжения и трансформаторов ГПП.

На величину напряжения питания главной понизительной подстанции предприятия влияют некоторые факторы, а именно: возможность сооружения воздушных линий для передачи электроэнергии, наличие конкретных источников питания, уровни напряжения на них, расстояния от ГПП до этих источников, и другие факторы.

Формула Стилла позволяет приближенно оценить величину рационального напряжения питания ГПП [3]:

$$U_{\text{рац}} = 4,34 \sqrt{L + 0,016 \cdot P_p^V}, \quad (3.11)$$

где L – длина линии, питающая ГПП, км;

P_p^V – расчетная мощность пятого уровня предприятия, кВт.

Подставив значения в формулу (3.11) получим:

$$U_{\text{рац}} = 4,34 \cdot \sqrt{16 + 0,016 \cdot 17822} = 75,3 \text{ кВ.}$$

Из-за того, что предприятие имеет возможность получать питание от подстанции с существующими уровнями напряжения равными 35 и 110 кВ, то для окончательного выбора рационального напряжения необходимо произвести технико-экономическое сравнение вариантов с ближайшим меньшим (35 кВ) и большим (110 кВ) напряжениями по сравнению с полученным рациональным значением уровня напряжения по формуле Стилла.

Номинальная мощность силовых трансформаторов главной понизительной подстанции находится из условия, чтобы необходимая расчётная активная мощность предприятия была полученная из энергосистемы и значения реактивной мощности оставались в норме:

$$S_{\text{т.ном}} \geq \frac{\sqrt{(K_{I-II} \cdot P_p^V)^2 + (Q_3 - \Delta Q_{\text{т.ГПП}})^2}}{k_{\text{з.т.н}} \cdot N_{\text{т}}}, \quad (3.12)$$

где K_{I-II} – весовой коэффициент расчетной мощности потребителей первой и второй категории надежности;

Q_3 – предельное значение реактивной мощности, которое может предоставить энергосистема, квар;

$\Delta Q_{\text{т.ГПП}}$ – потери реактивной мощности в трансформаторах, установленных на ГПП, квар;

$k_{\text{з.т.н}}$ – коэффициент загрузки трансформатора в нормальном режиме, примем $k_{\text{з.т.н}}=0,7$ по условию допустимого значения перегрузки в послеаварийном режиме;

$N_{\text{т}}$ – число трансформаторов, установленных на ГПП, $N_{\text{т}}=2$.

Под весовым коэффициентом потребителей первой и второй категории надежности электроснабжения (K_{I-II}) понимается отношение расчетной

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2019.126.00.00 ПЗ					33

мощности потребителей первой и второй категории надежности электроснабжения к суммарной расчетной мощности всего предприятия:

$$K_{I-II} = \frac{P_p^V - P_{p(III)}^V}{P_p^V}, \quad (3.13)$$

где $P_{p(III)}^V$ – расчетная мощность потребителей III категорий надежности по электроснабжению, кВт

Подставив значения в формулу (3.13) получим:

$$K_{I-II} = \frac{17822 - 375}{17822} = 0,979.$$

Предельное значение реактивной мощности Q_3 , которую может передать энергосистема, определяется по выражению:

$$Q_3 = P_p^V \cdot tg(\varphi_{ном}), \quad (3.14)$$

где $tg(\varphi_{ном})$ – установленный энергосистемой коэффициент реактивной мощности.

Для потребителей напряжением 110 кВ $tg(\varphi_{ном}) = 0,5$, а для потребителей напряжением 35 кВ $tg(\varphi_{ном}) = 0,4$ [Приказ от 23 июня 2015 г. №380].

Приблизительное значение потерь реактивной мощности в двух трансформаторах, установленных на ГПП, можно оценить по формуле [3]:

$$\Delta Q_{т.ГПП} = 0,07 \sqrt{(P_p^V)^2 + Q_3^2}. \quad (3.15)$$

Пересчитаем коэффициент загрузки трансформаторов:

$$k_{з.т.н} = \frac{\sqrt{(K_{I-II} \cdot P_p^V)^2 + (Q_3 - \Delta Q_{т.ГПП})^2}}{N_t \cdot S_{т.н}}. \quad (3.16)$$

Расчеты по формулам (3.12) – (3.15) представим в таблице 3.4.

Таблица 3.4 – Выбор трансформаторов ГПП

$U_{ном}, \text{кВ}$	$Q_3, \text{квар}$	$\Delta Q_{т.ГПП}, \text{квар}$	$S_{т.расч}, \text{кВА}$	$S_{т.н}, \text{кВА}$	$k_{з.т.н}$
35	7129	1344	13130	16000	0,574
110	8911	1395	13570	16000	0,594

Выбираем для напряжения 35 кВ трансформатор ТДНс-16000/35, а для напряжения 110 кВ трансформатор ТДН-16000/110 Технические характеристики представлены в таблице 3.5 [6].

Таблица 3.5 – Технические данные трансформаторов

Трансформатор	$P_{кз}$, кВт	$P_{хх}$, кВт	$U_{кз}$, %	$I_{хх}$, %
ТДНС-16000/35	85	18	10	0,85
ТДН-16000/110	85	19	10,5	0,7

Выводы по разделу

В данном разделе по результатам расчетов электрических нагрузок по предприятию были образованы 12 трансформаторных подстанций, в которых установлены трансформаторы типа ТМГ мощностью 250, 400 и 1000 и 2000 кВ·А. По результатам расчетов данного раздела требуется провести технико-экономическое сравнение внешнего напряжения 35 и 110 кВ.

					<i>13.03.02.2019.126.00.00 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		35

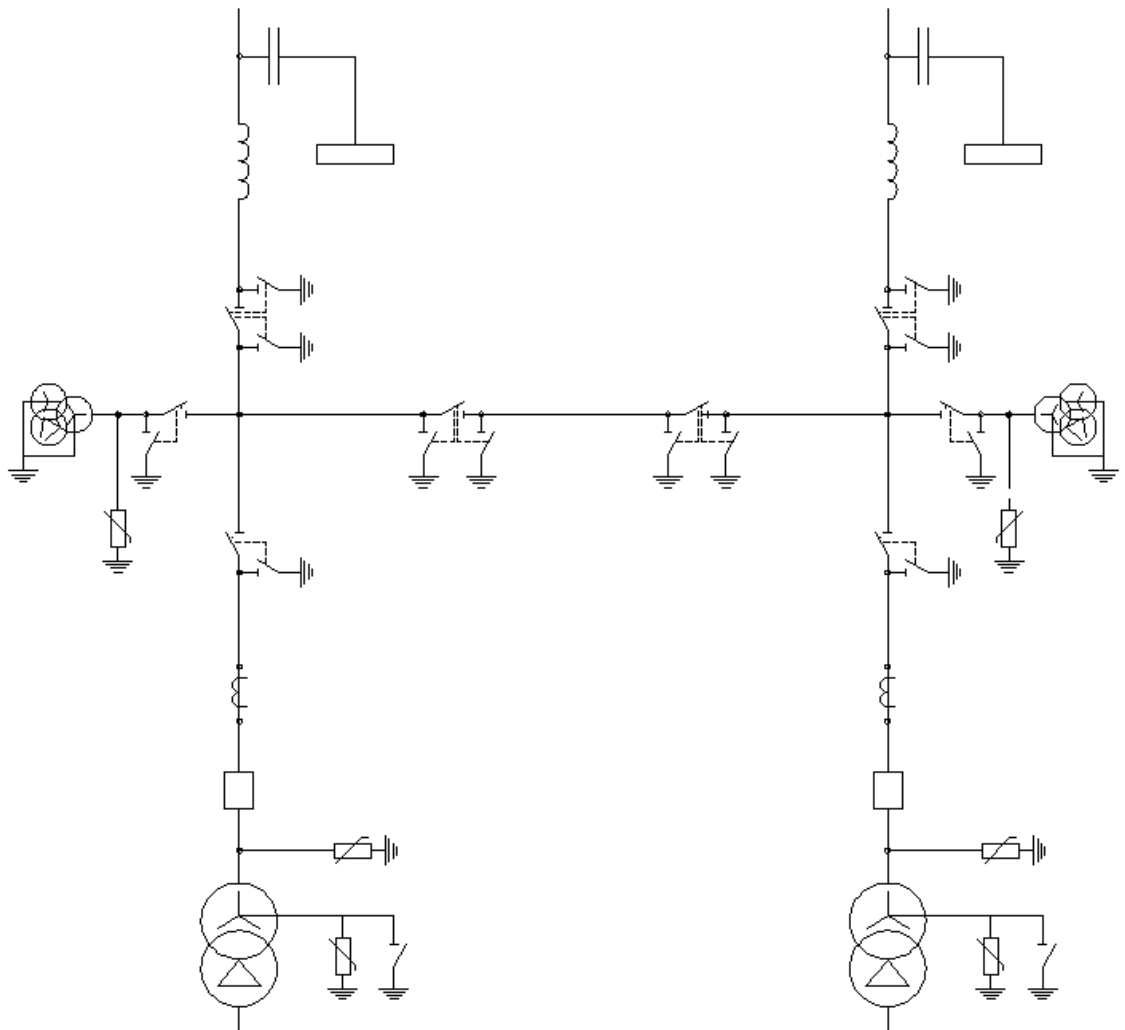


Рисунок 4.2 – схема 110-4Н

4.1 Определение потерь электроэнергии в силовых трансформаторах ГПП

Потери активной мощности в трансформаторах определяются по формуле:

$$\Delta P_T = n \cdot (\Delta P_{xx} + k_{з.н}^2 \cdot \Delta P_{кз}), \quad (4.1)$$

- где n – число трансформаторов ГПП;
 ΔP_{xx} – потери холостого хода, кВт;
 $k_{з.н}$ – коэффициент загрузки трансформаторов;
 $\Delta P_{кз}$ – потери короткого замыкания, кВт.

Потери реактивной мощности в трансформаторах определяются по формуле::

$$\Delta Q_T = n \cdot \left(\frac{I_{xx}}{100} \cdot S_{Т.н} + k_{з.н}^2 \cdot \frac{U_k}{100} \cdot S_{Т.н} \right), \quad (4.2)$$

- где I_{xx} – ток холостого хода трансформатора, %;
 U_k – напряжение короткого замыкания, %.

Сечение проводов находится по формуле:

$$F_{\Sigma} = \frac{I_{p.l.}}{j_{\Sigma}}, \quad (4.8)$$

где j_{Σ} – экономическая плотность тока, А/мм².

Нормированные значения плотности тока для ВЛ приводятся в справочнике [6] и зависят от числа часов использования максимума нагрузки T_M и материала провода. Так как $T_M = 4150$ ч/год, то для алюминиевых проводов j_{Σ} примет значение $j_{\Sigma} = 0,9$.

Полученное сечение необходимо проверить по длительно допустимому току:

$$I_{п/а} < I'_{д,д} \quad (4.9)$$

где $I'_{д,д}$ – приведенный к данным условиям длительно допустимый ток провода, А. Определяется по формуле:

$$I'_{д,д} = K_{прив} \cdot I_{д,д}, \quad (4.10)$$

где $K_{прив}$ – коэффициент приведения, зависящий от максимальной температуры среды. Так как $T_{max} = 33^{\circ}C$, то примем $K_{прив} = 0,9$ [6];

$I_{д,д}$ – приведенный к нормальным условиям длительно допустимый ток провода, А.

Потери активной энергии в проводах линии за год определяются по формуле:

$$\Delta A_{п} = n_{л} \cdot 3 \cdot I_{p.l.}^2 \cdot r_0 \cdot L \cdot \tau, \quad (4.11)$$

где r_0 – удельное активное сопротивление провода, Ом/км;

L – длина линии, км, $L = 16$ км.

Расчеты, выполненные по формулам (4.5) – (4.9), выбора ЛЭП от подстанции энергосистемы до подстанции предприятия, сведем в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Выбор ЛЭП

$U_{ном},$ кВ	$S_{p.l.},$ кВА	$I_{p.l.},$ А	$I_{п/а},$ А	$F_{\Sigma},$ мм ²	$F_{ст},$ мм ²	$I_{д,д},$ А	$I'_{д,д},$ А	$r_0,$ Ом/км	$x_0,$ Ом/км	$\Delta A_{п},$ МВт·ч/год
35	19280	159	318	177	150	450	405	0,204	0,406	1260
110	20013	52,5	105	58,4	70	265	239	0,422	0,444	284

4.3 Расчет токов короткого замыкания

На рисунке 4.3 представлены исходная схема и схема-замещения для расчёта токов короткого замыкания.

					<i>13.03.02.2019.126.00.00 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		39

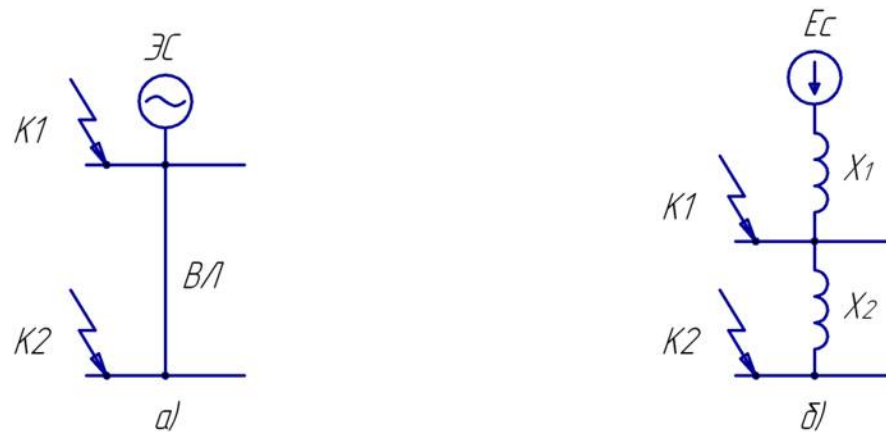


Рисунок 4.3 – схемы для расчёта токов короткого замыкания: а) принципиальная схема; б) схема-замещения

Сопротивление системы определяется по формуле:

$$x_1 = x_c = \frac{S_6}{S_k}, \quad (4.12)$$

где S_6 – базисная мощность, МВА. Примим $S_6 = 1000$ МВА;
 S_k – мощность короткого замыкания, МВА.

Ток короткого замыкания в точке K_1 определяется по формуле:

$$I_{п.01} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6 \cdot x_1}, \quad (4.13)$$

где U_6 – базисное напряжение, В.

Ударный ток короткого замыкания в точке K_1 определяется по формуле:

$$i_{уд1} = \sqrt{2} \cdot k_{уд1} \cdot I_{п.01}, \quad (4.14)$$

где $k_{уд1}$ – ударный коэффициент. Для сети напряжением 35 кВ $k_{уд1}=1,608$. Для сети напряжением 110 кВ $k_{уд1}=1,7$. [11]

Сопротивление воздушной линии определяется по формуле:

$$x_2 = \frac{x_0 \cdot L \cdot S_6}{U_6^2}. \quad (4.15)$$

Ток короткого замыкания в точке K_2 определяется по формуле:

$$I_{п.02} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6 \cdot (x_1 + x_2)}. \quad (4.16)$$

Ударный ток короткого замыкания в точке K_2 определяется по формуле:

$$i_{уд2} = \sqrt{2} \cdot k_{уд2} \cdot I_{п.о2}, \quad (4.17)$$

где $k_{уд1}$ – ударный коэффициент. Для сети напряжением 35 кВ $k_{уд1}=1,608$. Для сети напряжением 110 кВ $k_{уд1}=1,7$. [11]

Результаты расчетов токов КЗ по формулам (4.12)-(4.17) сведем в таблицу 4.3

Таблица 4.3 – Расчет токов короткого замыкания

$U_{ном},$ кВ	$U_б,$ кВ	$I_{п.о1},$ кА	$i_{уд1},$ кА	$I_{п.о2},$ кА	$i_{уд2},$ кА
35	37	14,0	31,9	2,67	6,06
110	115	16,6	39,8	5,98	14,4

4.4 Выбор аппаратуры

4.4.1 Выбор выключателей

Выбор выключателей производят по:

– по номинальному напряжению:

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \quad (4.18)$$

– по номинальному длительному току:

$$I_{max} \leq I_{ном}; \quad (4.19)$$

– по отключающей способности:

по ГОСТ 687-78Е отключающая способность выключателя характеризуется следующими параметрами:

а) номинальным током отключения $I_{отк.ном}$ в виде действующего значения периодической составляющей отключаемого тока;

б) допустимым относительным содержанием аperiodической составляющей в токе отключения $\beta_n, \%$;

в) нормированными параметрами переходного восстанавливающего напряжения (ПВН).

Номинальный ток отключения $I_{отк.ном}$ и β_n относятся к моменту прекращения соприкосновения дугогасительных контактов выключателя τ . Время τ от начала короткого замыкания до прекращения соприкосновения дугогасительных контактов определяют по выражению:

$$\tau = t_{з.min} + t_{с.в}; \quad (4.20)$$

									Лист
									41
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2019.126.00.00 ПЗ				

где $t_{з.мин}$ – минимальное время действия релейной защиты, $t_{з.мин} = 0,01$ с;
 $t_{с.в}$ – собственное время отключения выключателя, определяется по каталогу, с.

β_H задано ГОСТом в виде кривой $\beta_H = f(\tau)$, приведенной на рисунке 4.4, или определяется по каталогам.

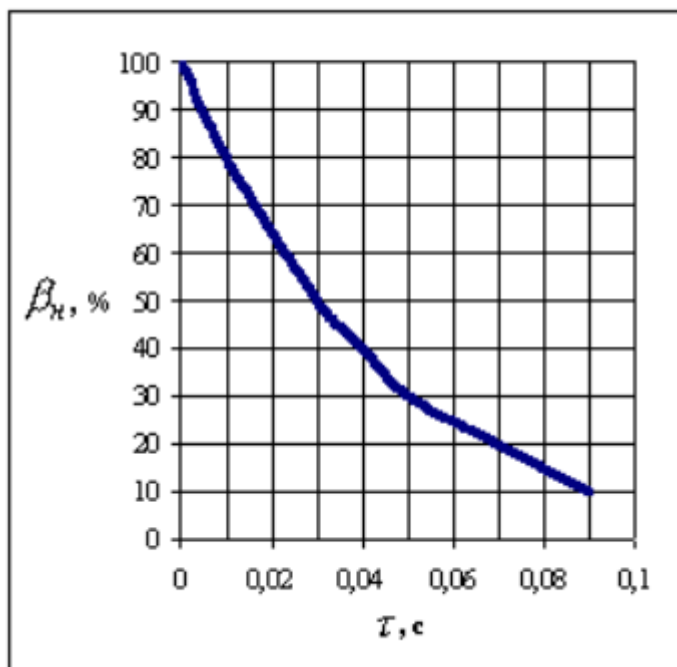


Рисунок 4.4 – Нормированное содержание апериодической составляющей

Если $\tau > 0,09$ с, то принимают $\beta_H = 0$.

Сначала производится проверка на симметричный ток отключения по выражению:

$$I_{п.τ} \leq I_{отк.ном} \quad (4.21)$$

где $I_{п.τ}$ – действующее значение периодической составляющей тока короткого замыкания для времени τ , А.

Затем проверяется возможность отключения апериодической составляющей тока короткого замыкания $i_{а.τ}$ в момент расхождения контактов τ по условию:

$$i_{а.τ} \leq i_{а.ном} = \sqrt{2}I_{отк.ном} \cdot \frac{\beta_H}{100} \quad (4.22)$$

Если условие $I_{п.τ} \leq I_{отк.ном}$ – соблюдается, а $i_{а.τ} > i_{а.ном}$ нет, то допускается проверку по отключающей способности производить по полному току короткого замыкания:

$$\sqrt{2}I_{п.τ} + i_{а.τ} \leq \sqrt{2}I_{отк.ном} \cdot \left(1 + \frac{\beta_H}{100}\right); \quad (4.23)$$

– по включающей способности:

$$i_y \leq i_{\text{вкл}}, \quad (4.24)$$

$$I_{\text{п.о}} \leq I_{\text{вкл}}, \quad (4.25)$$

где i_y – ударный ток короткого замыкания в цепи выключателя, А;
 $I_{\text{п.о}}$ – начальное значение периодической составляющей тока короткого замыкания в цепи выключателя;
 $I_{\text{вкл}}$ – номинальный ток включения (действующее значение периодической составляющей), А;
 $i_{\text{вкл}}$ – наибольший пик тока включения, определяется по каталогу, А;
– по электродинамической стойкости:

Электродинамическая стойкость выключателя задана номинальным током электродинамической стойкости в виде двух значений: действующего значения предельного сквозного тока короткого замыкания $I_{\text{пр.скв}}$ и амплитудного значения предельного сквозного тока короткого замыкания $i_{\text{пр.скв}}$, определяемых по каталогам или справочникам.

Проверка на электродинамическую стойкость выполняется по условиям:

$$I_{\text{п.о}} \leq I_{\text{пр.скв}} = I_{\text{дин}}, \quad (4.26)$$

$$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{пр.скв}} = i_{\text{дин}}, \quad (4.27)$$

где $I_{\text{п.о}}$ – начальное значение периодической составляющей тока короткого замыкания в цепи выключателя, А;
 $i_{\text{уд}}$ – ударный ток короткого замыкания в той же цепи, А;
 $I_{\text{дин}}, i_{\text{дин}}$ – нормативные токи, электродинамическая составляющая, А;
– по термической стойкости:

На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу тока короткого замыкания:

$$B_k \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}, \quad (4.28)$$

где B_k – импульс квадратичного тока короткого замыкания, пропорциональный количеству тепловой энергии, выделенной за время короткого замыкания, $\text{А}^2 \cdot \text{с}$;
 $I_{\text{тер}}$ – номинальный ток термической стойкости аппарата, А;
 $t_{\text{тер}}$ – номинальное время термической стойкости аппарата, с.
Тепловой импульс B_k определяется по формуле:

$$B_k = I_{\text{п.о}}^2 \cdot (\tau + T_a), \quad (4.29)$$

									Лист
									43
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2019.126.00.00 ПЗ				

где T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания, с. Для сети напряжением 35 кВ $T_a=0,02$ с. Для сети напряжением 110 кВ $T_a=0,025$ с.

Тип выключателей выберем по каталогу [10].

Выбор выключателей на стороне ВН сведем в таблицу 4.4.

Таблица 4.4 – Выбор выключателей

Расчетные данные	Каталожные данные	Расчетные данные	Каталожные данные
	Выключатель ВБНТ-35 [12]		Выключатель ВГБУ-110 [13]
$U_{уст} = 35$ кВ	$U_{ном} = 35$ кВ	$U_{уст} = 110$ кВ	$U_{ном} = 110$ кВ
$I_{max}=318$ А	$I_{ном}=630$ А	$I_{max}=105$ А	$I_{ном}=2000$ А
$I_{п.т}=14000$ А	$I_{отк}=20000$ А	$I_{п.т}=16600$ А	$I_{отк}=40000$ А
$i_{a.т}=986$ А	$i_{a.ном}=8485$ А	$i_{a.т}=1744$ А	$i_{a.ном}=25456$ А
$i_y=31900$ А	$i_{вкл}=51000$ А	$i_y=39800$ А	$i_{вкл}=102000$ А
$I_{п.о}=14000$ А	$I_{вкл}=20000$ А	$I_{п.о}=16000$ А	$I_{вкл}=40000$ А
$I_{п.о.}=14000$ А	$I_{дин}=20000$ А	$I_{п.о.}=16600$ А	$I_{дин}=40000$ А
$i_y=31900$ А	$i_{дин}=51000$ А	$i_y=39800$ А	$i_{дин}=102000$ А
$B_k=15,7$ кА ² ·с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер}=1200$ кА ² ·с	$B_k=24,8$ кА ² ·с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер}=4800$ кА ² ·с

4.4.2 Выбор разъединителей

Разъединители выбирают:

– по номинальному напряжению:

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \quad (4.30)$$

– по номинальному длительному току:

$$I_{max} \leq I_{ном}; \quad (4.31)$$

– по электродинамической стойкости:

$$I_{п.о} \leq I_{пр.скв} = I_{дин}; \quad (4.32)$$

$$i_{уд} \leq i_{пр.скв} = i_{дин}; \quad (4.33)$$

– по термической стойкости:

$$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}. \quad (4.34)$$

Тип разъединителей выберем по каталогу [10].

										Лист
										44
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2019.126.00.00 ПЗ					

Выбор разъединителей на стороне ВН сведем в таблицу 4.5.

Таблица 4.5 – Выбор разъединителей

Расчетные данные	Каталожные данные	Расчетные данные	Каталожные данные
	Разъединитель РГП-35/1000 [14]		Разъединитель РГНП-110/2000 [14]
$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
$I_{max} = 318 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{max} = 105 \text{ А}$	$I_{ном} = 2000 \text{ А}$
$I_{п.о.} = 14000 \text{ А}$	$I_{дин} = 20000 \text{ А}$	$I_{п.о.} = 16600 \text{ А}$	$I_{дин} = 41500 \text{ А}$
$i_y = 31900 \text{ А}$	$i_{дин} = 50000 \text{ А}$	$i_y = 39800 \text{ А}$	$i_{дин} = 100000 \text{ А}$
$B_k = 15,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 24,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

4.4.3 Выбор ТН

Трансформаторы напряжения для питания электроизмерительных приборов выбираются:

- по напряжению установки $U_{уст} \leq U_{ном}$;
- по конструкции и схеме соединения обмоток;
- по классу точности;
- по вторичной нагрузке $S_{2сум} \leq S_{ном}$.

На секцию сборных шин требуется два вольтметра. ТН предназначен для питания КИП.

В таблице 4.6 представлена нагрузка на ТН.

Таблица 4.6 – Нагрузка на ТН

Прибор	Мощность, В·А	Число	Общая мощность, В·А
Вольтметр (сборные шины)	4	2	8
Ваттметр	0,5	2	1
Варметр	1,5	2	3
Счетчик активной энергии	3	2	6
Счетчик реактивной энергии	3,5	2	7
Фиксирующий прибор	3	2	6
Сумма $S_{2сум}$			31

Тип ТН выберем по каталогу [10].

Выбор ТН на стороне ВН сведем в таблицу 4.7.

$$C'_0 = \delta \cdot \left(\frac{12 \cdot \alpha \cdot K_M}{\tau} + \beta \right), \quad (4.38)$$

где δ – поправочный коэффициент;
 α – основная ставка тарифа, руб/(кВт·мес);
 β – дополнительная ставка тарифа, руб/(кВт·ч);
 K_M – отношение потерь активной мощности предприятия ΔP_3 в момент наибольшей активной нагрузки энергосистемы к максимальным потерям ΔP_3 активной мощности предприятия, $K_M = 1$.

Поправочный коэффициент δ для сетей 35 напряжением кВ $\delta_{35} = 1,05$, для сетей напряжением 110 кВ $\delta_{110} = 1,03$. Основная ставка тарифа α для сетей 35 кВ $\alpha_{35} = 1499,56$ руб/(кВт·мес), для сетей 110 кВ $\alpha_{110} = 1226,5$ руб/(кВт·мес). Дополнительная ставка тарифа β для сетей 35 кВ $\beta_{35} = 1,284$ руб/(кВт·ч), для сетей 110 кВ $\beta_{110} = 1,295$ руб/(кВт·ч). [18]

Результаты расчетов технико-экономических показателей сведем в таблицу 4.8 и 4.9. Стоимость электрооборудования определялась по данным, представленными в [6], [19], [20].

Таблица 4.8 – Технико-экономические расчеты для сети 35 кВ

Наименование	Ед. изм.	Кол-во	Ст-ть ед-ы, тыс. руб	К, тыс. руб	Е	К·Е, тыс. руб	ΔA , кВт·ч/год	C_3 , тыс.руб /год	Прив. затр., тыс.руб /год
Ячейка выключателя ВБНТ-35	шт	2	452	904	0,213	192,55			
Разъединитель РГП-35/1000	шт	6	50,845	305,07	0,213	64,98			
ТН НАМИ-35	шт	2	220,51	441,02	0,213	93,94			
Ячейка силового трансформатора ТДНС-16000/35	шт	2	3270	6540	0,213	1393,02	458000	4017,74	
Двухцепная ВЛ 35 кВ АС-150 Стальные опоры	км	16	988,6	15817,6	0,15	2372,64	1260000	11053,16	
Итого						4117,13		15070,89	19188,02

Таблица 4.9 – Технико-экономические расчеты для сети 110 кВ

Наименование	Ед. изм.	Кол-во	Ст-ть ед-ы, тыс. руб	К, тыс. руб	Е, 1/год	К·Е, тыс. руб/год	ΔА, кВт·ч/год	С _з , тыс.руб /год	Прив. затр., тыс.руб /год
Ячейка выключателя ВГБУ-110	шт	2	6790	13580	0,213	2892,54			
Разъединитель РГНП-110/2000	шт	6	60	360	0,213	76,68			
ТН НАМИ-110	шт	2	350	700	0,213	149,10			
Ячейка силового трансформатора ТДН-16000/110	шт	2	3420	6840	0,213	1456,92	486000	3543,16	
Двухцепная ВЛ 110 кВ АС-70 Стальные опоры	км	16	1282,4	20518,4	0,15	3077,76	284000	2070,49	
Итого						7653,00		5613,64	13266,64

4.6 Выбор оптимального варианта внешнего электроснабжения

Сравним приведенные затраты:

$$\frac{\text{Прив.затр}_{35} - \text{Прив.затр}_{110}}{\text{Прив.затр}_{35}} \cdot 100\% = \frac{19188,02 - 13266,64}{19188,02} \cdot 100\% = 30,9\%.$$

Вариант с сетью 110 кВ оказался дешевле.

Принимаем вариант внешнего электроснабжения – 110 кВ.

Выводы по разделу

По результатам расчетов данного решения экономически выгодным оказалась схема внешнего электроснабжения напряжением 110 кВ.

					<i>13.03.02.2019.126.00.00 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		48

5 ВЫБОР ВЕЛИЧИНЫ НАПРЯЖЕНИЯ И СХЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ.

Распределение электроэнергии внутри завода выполняется по радиальным, магистральным или смешанным схемам. Выбор зависит от требуемой степени надежности питания, от территориального размещения нагрузок, их величин, и других факторов. Используются кабельные линии для передачи электрической энергии по территории предприятия.

5.1 Выбор напряжения и схемы внутреннего электроснабжения

Распределительную сеть промышленных предприятий (от пункта приема электроэнергии до распределительных и трансформаторных подстанций) рекомендуется выполнять на напряжении 10 кВ [8]. Выбираем напряжение внутризаводского электроснабжения 10 кВ.

Питание индивидуальных электроприемников 6-10 кВ (двигателей, печей, преобразовательных подстанций и установок и т.п.) следует выполнять радиальными кабельными линиями от секций 6-10 кВ подстанции. Питание ТП 10/0,4 кВ может выполняться кабельными линиями как по радиальной, так и по магистральной (к одной магистрали могут быть подключены до трех трансформаторов мощностью 1000 кВА или два трансформатора мощностью 1600 кВА) схеме. [8]

Схему проектируем с условием, чтобы все её элементы постоянно находились под нагрузкой, а при аварии на одном из них оставшиеся в работе могли взять на себя его нагрузку с учётом допустимой перегрузки.

Распределительные сети предприятия напряжением 10 кВ выполняем кабельными линиями. В качестве основного способа прокладки выбираем прокладку кабелей в траншее (в одной траншее допускается прокладка не более шести кабелей [1]). Выбираем кабели от производителя «КАМКАБЕЛЬ» марки АПвП (А - алюминиевые токопроводящие жилы; Пв - изоляция из сшитого полиэтилена; П - из полиэтилена или из полиолефиновой композиции, не содержащей галогенов), так как грунт предприятия имеет низкую коррозионную активность, в грунте завода есть блуждающие токи, отсутствуют растягивающие усилия и колебания. [21]

5.2 Выбор кабельных линий

На рисунке 5.1 показана прокладка кабельных линий.

									Лист
									49
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2019.126.00.00 ПЗ				

$$F_3 = \frac{I_{p.k.}}{j_3}, \quad (5.2)$$

где j_3 – экономическая плотность тока, А/мм².

Экономическая плотность тока, зависящая от типа кабеля и числа часов использования максимума нагрузки.

Для кабелей с алюминиевыми жилами и изоляцией из сшитого полиэтилена, когда число часов использования максимума нагрузки $T_m=4150$ ч/год, тогда экономическая плотность тока равна $j_3=1,4$ А/мм². По результатам расчета выбираем кабель, имеющий ближайшее стандартное сечение по отношению к F_3 . [6]

Фактически допустимый ток кабеля с учетом условий его прокладки определяется по формуле:

$$I'_{доп} = K_n \cdot K_t \cdot I_{доп} > \frac{I_{p.k.}}{n_k}, \quad (5.3)$$

где K_n – поправочный коэффициент на число параллельно прокладываемых кабелей;

K_t – поправочный коэффициент на температуру среды, в которой прокладывается кабель;

n_k – число параллельных кабелей в кабельной линии.

Значения коэффициентов K_n , K_t принимаем согласно [23].

Когда один из кабелей выходит из строя, вся его нагрузка переходит на второй кабель в кабельной линии – это значит, что наступил аварийный режим. Ток в кабеле в послеаварийном режиме определяется по формуле:

$$I_{п/а.к} = 2 \cdot I_{p.k.} \quad (5.4)$$

Фактическая допустимая перегрузка кабеля в послеаварийном режиме:

$$I'_{п/а} = K_{п/а} \cdot I'_{доп}, \quad (5.5)$$

где $K_{п/а}$ – коэффициент перегрузки, зависит от коэффициента предварительной нагрузки K_3 :

$$K_3 = \frac{I_{p.k.}}{I'_{доп}}. \quad (5.6)$$

Далее проводим проверку по току перегрузки:

$$I'_{п/а} > I_{п/а.к}. \quad (5.7)$$

						Лист
						51
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2019.126.00.00 ПЗ	

Потеря напряжения в кабельной линии определяется по формуле

$$\Delta U = \frac{P_p \cdot r_0 \cdot L + Q_1 \cdot x_0 \cdot L}{n_k \cdot U_H^2} \leq \Delta U_{\text{доп}} = 5\%, \quad (5.8)$$

где r_0 – удельное активное сопротивление кабеля, Ом/км;
 x_0 – удельное индуктивное сопротивление кабеля, Ом/км;
 L – длина кабельной линии, км.

Расчеты выбора кабельных линий по формулам (5.1) - (5.8) сведем в таблицу 5.1. Полученные сечения кабелей используются при расчете токов короткого замыкания, после которого определяется термически стойкое к токам КЗ сечение кабеля F_T .

					<i>13.03.02.2019.126.00.00 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		52

Таблица 5.1 – Выбор кабельных линий

Конечные пункты КЛ	P_p , кВт	Q_p , кВАр	S_p , кВА	$I_{p,к}$, А	F_z , мм ²	F_T , мм ²	$F_{ст}$, мм ²	Тип и кол-во кабелей	Способ прокладк и	Нагрузка на кабель		$I_{доп}$, А	K_p	K_t	$I_{доп}'$, А	$K_{п/а}$	$I_{п/а}'$, А	L , м	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	δU , %
										в норм режиме	в п/а режиме										
10 кВ																					
ГПП-ТП2	634,1	319,6	710	41	29	81	95	2хАПвП (3х95)	В траншее	41	82	300	0,75	0,87	196	1,2	235	83	0,326	0,083	0,009
ТП2-ТП1	307,1	180,4	356	20,6	15	71	95	2хАПвП (3х95)	В траншее	20,6	41,2	300	0,75	0,87	196	1,2	235	79	0,326	0,083	0,004
ГПП-ТП7	1302,3	568	1421	82	59	81	95	2хАПвП (3х95)	В траншее	82	164	300	0,75	0,87	196	1,2	235	161	0,326	0,083	0,034
ГПП-ТП5	563,5	24,2	564	32,6	23	81	95	2хАПвП (3х95)	В траншее	32,6	65,2	300	0,75	0,87	196	1,2	235	285	0,326	0,083	0,024
ГПП-СД1(ц.8)	535,5	-257,05	594	34,3	25	37	50	АПвП (3х50)	В траншее	34,3	-	207	0,75	0,87	135	1,2	162	300	0,62	0,09	0,042
ГПП-СД2(ц.8)	535,5	-257,05	594	34,3	25	37	50	АПвП (3х50)	В траншее	34,3	-	207	0,75	0,87	135	1,2	162	300	0,62	0,09	0,042
ГПП-СД3(ц.8)	535,5	-257,05	594	34,3	25	37	50	АПвП (3х50)	В траншее	34,3	-	207	0,75	0,87	135	1,2	162	300	0,62	0,09	0,042
ГПП-СД4(ц.8)	535,5	-257,05	594	34,3	25	37	50	АПвП (3х50)	В траншее	34,3	-	207	0,75	0,87	135	1,2	162	300	0,62	0,09	0,042
ГПП-ТП6	905,3	694,8	1141	65,9	47	81	95	2хАПвП (3х95)	В траншее	65,9	131,8	300	0,75	0,87	196	1,2	235	41	0,326	0,083	0,007
ТП6-ТП4	457,5	341,6	571	33	24	71	95	2хАПвП (3х95)	В траншее	33	66	300	0,75	0,87	196	1,2	235	58	0,326	0,083	0,005
ГПП-ТП9	1296,4	582,2	1421	82	59	81	95	2хАПвП (3х95)	В траншее	82	164	300	0,75	0,87	196	1,2	235	164	0,326	0,083	0,035
ГПП-ДСП1(ц.13)	1400	1050	1750	101	72	96	120	АПвП (3х120)	В траншее	101	-	340	0,75	0,87	222	1,2	266	190	0,258	0,081	0,038
ГПП-ДСП2(ц.13)	1400	1050	1750	101	72	96	120	АПвП (3х120)	В траншее	101	-	340	0,75	0,87	222	1,2	266	190	0,258	0,081	0,038
ГПП-ТП10	2257,1	1744,5	2853	164,7	118	81	185	2хАПвП (3х185)	В траншее	164,7	329,4	433	0,75	0,87	283	1,2	340	192	0,167	0,077	0,045
ГПП-ТП12	544,6	158,2	567	32,7	23	81	95	2хАПвП (3х95)	В траншее	32,7	65,4	300	0,75	0,87	196	1,2	235	344	0,326	0,083	0,03
ГПП-СД1(ц.6)	504	-312,475	593	34,2	24	37	50	АПвП (3х50)	В траншее	34,2	-	207	0,75	0,87	135	1,2	162	94	0,62	0,09	0,012
ГПП-ТП8	2580,7	1187,5	2841	164	117	81	185	2хАПвП (3х185)	В траншее	164	328	433	0,75	0,87	283	1,2	340	143	0,167	0,077	0,034
ГПП-ТП11	246,2	259,5	358	20,7	15	81	95	2хАПвП (3х95)	В траншее	20,7	41,4	300	0,75	0,87	196	1,2	235	233	0,326	0,083	0,011
ГПП-ТП3	2152,3	1874,3	2854	164,8	118	81	185	2хАПвП (3х185)	В траншее	164,8	329,6	433	0,75	0,87	283	1,2	340	106	0,167	0,077	0,024
ГПП-СД2(ц.6)	504	-312,475	593	34,2	24	37	50	АПвП (3х50)	В траншее	34,2	-	207	0,75	0,87	135	1,2	162	180	0,62	0,09	0,023
ГПП-СД3(ц.6)	504	-312,475	593	34,2	24	37	50	АПвП (3х50)	В траншее	34,2	-	207	0,75	0,87	135	1,2	162	180	0,62	0,09	0,023
ГПП-СД4(ц.6)	504	-312,475	593	34,2	24	37	50	АПвП (3х50)	В траншее	34,2	-	207	0,75	0,87	135	1,2	162	180	0,62	0,09	0,023
0,4 кВ																					
ТП1-РПН1	12	12,1	17	24,5	18	-	35	АВВГ (4х35)	В траншее	24,5	-	136	0,85	0,87	101	-	-	18	0,84	0,064	0
ТП1-РПН2	6,5	4,2	7,7	11,1	8	-	35	АВВГ (4х35)	В траншее	11,1	-	136	0,85	0,87	101	-	-	61	0,84	0,064	0
ТП1-РПН3	61,5	54,2	82	118,4	85	-	70	АВВГ (4х70)	В траншее	118,4	-	193	0,85	0,87	143	-	-	113	0,42	0,061	0,003
ТП8-РПН4	148,5	49	156,4	225,7	161	-	150	АВВГ (4х150)	В траншее	225,7	-	300	1	0,87	261	-	-	35	0,2	0,059	0,001
ТП11-РПН5	38,3	46,5	60,2	86,9	62	-	50	АВВГ (4х50)	В траншее	86,9	-	156	1	0,87	136	-	-	60	0,59	0,063	0,001

Подп. дата

Изм. № докл.

Взам. инв. №

Подп. и дата

Изм. № подл.

Выводы по разделу

Внутризаводская схема электроснабжения выполнена по смешанной схеме обеспечивающей оптимальные режимы работы электрической сети, необходимую надежность. Был произведен выбор кабельных линий. Приняты к использованию кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена марки АПвП.

					<i>13.03.02.2019.126.00.00 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		54

6 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

В электрических сетях расчет токов короткого замыкания сетей можно делать различными способами, с разными допущениями, в частности с использованием именованных или относительных единиц. Воспользуемся методом расчета, который основан на использовании относительных единиц, приведенных к базисным условиям.

Для проверки электрооборудования по электродинамическому, термическому действию токов короткого замыкания достаточно рассчитать ток трёхфазного КЗ в характерных токах СЭС предприятия и определить периодическую составляющую этого тока для наиболее тяжёлого режима работы сети, а именно состояние СЭС, в котором один из силовых трансформаторов ГПП отключен и включен секционный выключатель в РУ 10 кВ ГПП. Получается, что все электроприёмники питаются от одного силового трансформатора.

Для выбора электрооборудования проведем расчет токов КЗ в следующих точках:

- 1) К1 и К2 – в схеме внешнего электроснабжения;
- 2) К3 – в РУ 10 кВ ГПП;
- 3) К4, К5 – в ввода ВН трансформаторов цеховых ТП;
- 4) К6 – в электрической сети цеха, для которого был подробно проведен расчет нагрузок;
- 5) К7 – НН трансформаторов цеховых ТП;
- 6) К8 – РПН.

На рисунке 6.1 представлена схема для расчёта токов КЗ.

					<i>13.03.02.2019.126.00.00 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		55

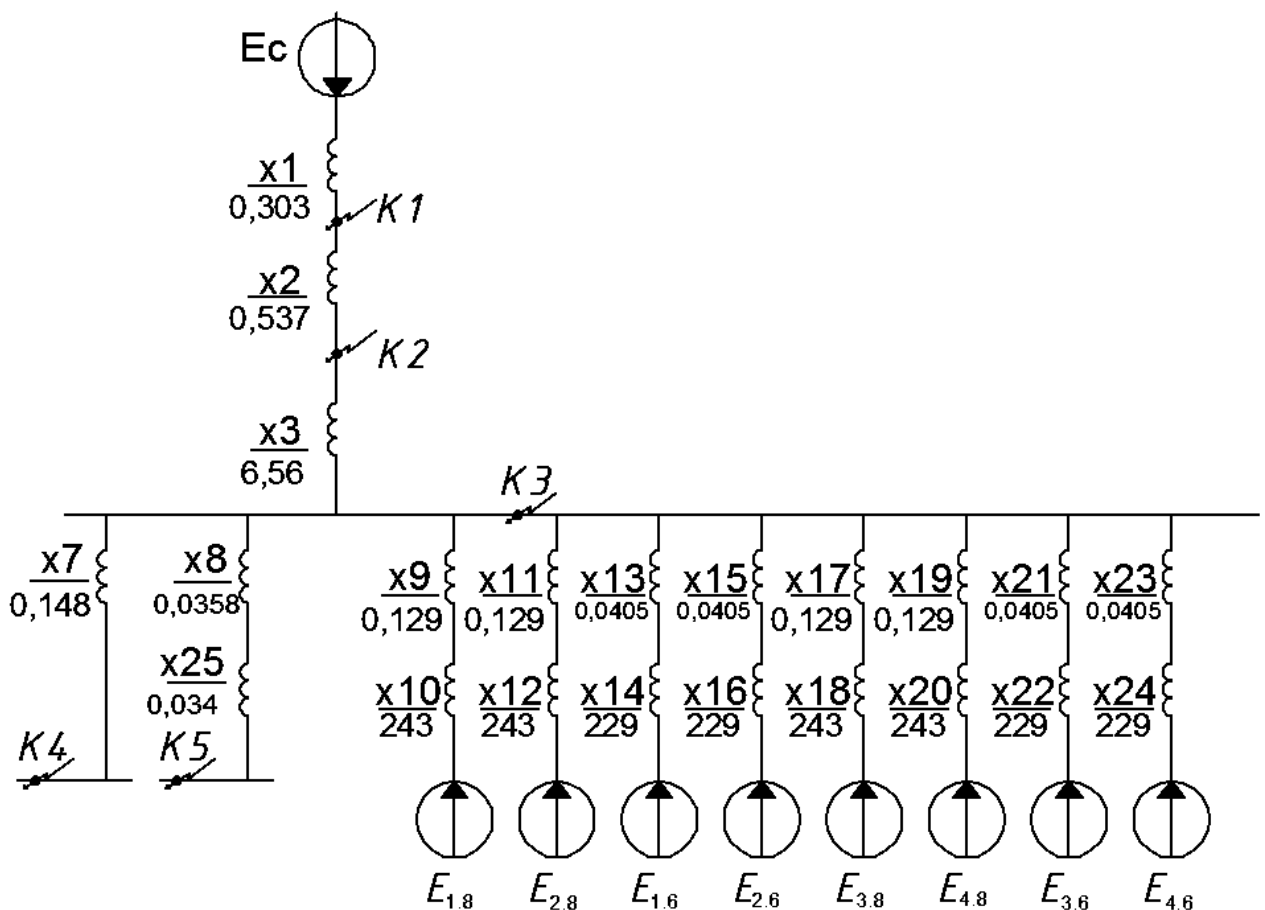


Рисунок 6.2 – Схема замещения

Определим параметры схемы замещения в относительных единицах при $S_б = 1000$ МВА, принимая за базисное напряжение напряжение ступени, на которой произошло короткое замыкание.

Сопротивление системы определяется по формуле:

$$x_1 = x_c = \frac{S_б}{S_c}, \quad (6.1)$$

где $S_б$ – базисная мощность, ВА;

S_c – мощность короткого замыкания системы, ВА.

Подставив значения в формулу (6.1) получим:

$$x_1 = x_c = \frac{1000 \cdot 10^6}{3300 \cdot 10^6} = 0,303.$$

Сопротивление воздушных линий определяется по формуле:

$$x_2 = x_l = x_{0вл} \cdot L_{вл} \cdot \frac{S_б}{U_{ср1}^2}, \quad (6.2)$$

где $x_{0вл}$ – удельное реактивное сопротивление воздушной линии, Ом/км;

$L_{вл}$ – длина воздушной линии, км;

$U_{ср1}$ – среднее напряжение воздушной линии, В, $U_{ср1} = 115$ кВ.

									Лист
									57
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2019.126.00.00 ПЗ				

Подставив значения в формулу (6.2) получим:

$$x_2 = x_{л} = 0,444 \cdot 16 \cdot \frac{1000 \cdot 10^6}{(115 \cdot 10^3)^2} = 0,537.$$

Сопротивление трансформатора ГПП определяется по формуле:

$$x_3 = x_{т} = \frac{U_{к\%}}{100} \cdot \frac{S_{б}}{S_{т.н}} \quad (6.3)$$

где $U_{к\%}$ – напряжение короткого замыкания, %;
 $S_{т.н}$ – номинальная мощность трансформатора, ВА.

Подставив значения в формулу (6.3) получим:

$$x_3 = x_{т} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000 \cdot 10^6}{16 \cdot 10^6} = 6,56.$$

Сопротивление кабельной линии определяется по формуле:

$$x_{к\text{л}} = \frac{1}{n_{к\text{л}}} \cdot x_{0\text{к\text{л}}} \cdot L_{к\text{л}} \cdot \frac{S_{б}}{U_{ср}^2}, \quad (6.9)$$

где $n_{к\text{л}}$ – число параллельных кабельных линий, шт;
 $x_{0\text{к\text{л}}}$ – удельное реактивное сопротивление кабельной линии, Ом/км;
 $L_{к\text{л}}$ – длина кабельной линии
 $U_{ср}$ – среднее напряжение сети, $U_{ср} = 10,5$ кВ.

Определим для кабелей их реактивные сопротивления:

$$x_7 = \frac{1}{2} \cdot 0,095 \cdot 0,344 \cdot \frac{1000 \cdot 10^6}{(10,5 \cdot 10^3)^2} = 0,148,$$

$$x_8 = \frac{1}{2} \cdot 0,095 \cdot 0,083 \cdot \frac{1000 \cdot 10^6}{(10,5 \cdot 10^3)^2} = 0,0358,$$

$$x_9 = x_{11} = x_{17} = x_{19} = \frac{1}{1} \cdot 0,095 \cdot 0,3 \cdot \frac{1000 \cdot 10^6}{(10,5 \cdot 10^3)^2} = 0,259,$$

$$x_{13} = x_{15} = x_{21} = x_{23} = \frac{1}{1} \cdot 0,095 \cdot 0,094 \cdot \frac{1000 \cdot 10^6}{(10,5 \cdot 10^3)^2} = 0,081,$$

$$x_{25} = \frac{1}{2} \cdot 0,095 \cdot 0,079 \cdot \frac{1000 \cdot 10^6}{(10,5 \cdot 10^3)^2} = 0,034.$$

Сопротивление синхронного двигателя находится по формуле:

$$x_{д} = \frac{1}{I_{\text{пуск}}} \cdot \frac{S_{б} \cdot \cos \varphi \cdot \eta}{P_{д}}, \quad (6.10)$$

где $I_{\text{пуск}}$ – кратность пускового тока двигателя, примем $I_{\text{пуск}} = 5$;
 η – КПД двигателя;
 $P_{д}$ – номинальная активная мощность двигателя, Вт.

Определим сопротивления синхронных двигателей:

						Лист
						58
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2019.126.00.00 ПЗ	

$$x_{10} = x_{12} = x_{18} = x_{20} = \frac{1}{5} \cdot \frac{1000 \cdot 10^6 \cdot 0,85 \cdot 0,9}{630 \cdot 10^3} = 243,$$

$$x_{14} = x_{16} = x_{22} = x_{24} = \frac{1}{5} \cdot \frac{1000 \cdot 10^6 \cdot 0,8 \cdot 0,9}{630 \cdot 10^3} = 229.$$

Токи КЗ в точках К1 и К2 были уже определены при технико-экономическом обосновании величины напряжения внешнего электроснабжения в главе 4.

Найдем ток короткого замыкания в точке К3. Для этого преобразуем схему замещения (рисунок 6.2) к виду многолучевой звезды. На рисунке 6.3 представлена преобразованная схема.

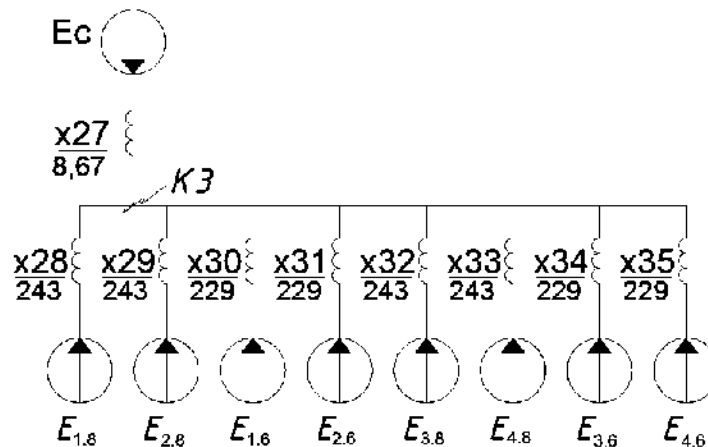


Рисунок 6.3 – Схема замещения для расчета тока КЗ в точке К3

Сопротивления элементов схемы замещения, изображенной на рисунке 6.3, определяются по выражениям:

$$x_{27} = x_1 + x_2 + x_3; \quad (6.15)$$

$$x_{28} = x_9 + x_{10}; \quad (6.16)$$

$$x_{29} = x_{11} + x_{12}; \quad (6.17)$$

$$x_{30} = x_{13} + x_{14}; \quad (6.18)$$

$$x_{31} = x_{15} + x_{16}; \quad (6.19)$$

$$x_{32} = x_{17} + x_{18}; \quad (6.20)$$

$$x_{33} = x_{19} + x_{20}; \quad (6.21)$$

$$x_{34} = x_{21} + x_{22}; \quad (6.22)$$

$$x_{35} = x_{23} + x_{24}. \quad (6.23)$$

Подставив значения в формулы (6.15) - (6.23) получим:

$$x_{27} = 0,303 + 0,537 + 6,56 = 7,4;$$

$$x_{28} = 0,259 + 243 = 243;$$

$$x_{29} = 0,259 + 243 = 243;$$

$$x_{30} = 0,081 + 229 = 229;$$

$$x_{31} = 0,081 + 229 = 229;$$

$$x_{32} = 0,259 + 243 = 243;$$

$$x_{33} = 0,259 + 243 = 243;$$

$$x_{34} = 0,081 + 229 = 229;$$

$$x_{35} = 0,081 + 229 = 229.$$

Базисный ток определяется по формуле:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6}. \quad (6.24)$$

Подставив значения в формулу (6.24) получим:

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

Начальные значения сверхпереходного тока каждой ветви находятся по формулам:

$$I_{c/0/} = \frac{E_c}{x_{27}} \cdot I_6; \quad (6.25)$$

$$I_{1.8/0/} = \frac{E_{1.8}}{x_{28}} \cdot I_6; \quad (6.26)$$

$$I_{2.8/0/} = \frac{E_{2.8}}{x_{29}} \cdot I_6; \quad (6.27)$$

$$I_{1.6/0/} = \frac{E_{1.6}}{x_{30}} \cdot I_6; \quad (6.28)$$

$$I_{2.6/0/} = \frac{E_{2.6}}{x_{31}} \cdot I_6; \quad (6.29)$$

$$I_{3.8/0/} = \frac{E_{3.8}}{x_{32}} \cdot I_6; \quad (6.30)$$

					<i>13.03.02.2019.126.00.00 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		60

$$I_{4.8/0/} = \frac{E_{4.8}}{x_{33}} \cdot I_6; \quad (6.31)$$

$$I_{3.6/0/} = \frac{E_{3.6}}{x_{34}} \cdot I_6; \quad (6.32)$$

$$I_{4.6/0/} = \frac{E_{4.6}}{x_{35}} \cdot I_6. \quad (6.33)$$

Подставив значения в формулы (6.25) – (6.33) получим:

$$I_{c/0/} = \frac{1}{7,4} \cdot 55 \cdot 10^3 = 7432 \text{ A}$$

$$I_{1.8/0/} = \frac{1,1}{243} \cdot 55 \cdot 10^3 = 249 \text{ A};$$

$$I_{2.8/0/} = \frac{1,1}{243} \cdot 55 \cdot 10^3 = 249 \text{ A};$$

$$I_{1.6/0/} = \frac{1,1}{229} \cdot 55 \cdot 10^3 = 264 \text{ A};$$

$$I_{2.6/0/} = \frac{1,1}{229} \cdot 55 \cdot 10^3 = 264 \text{ A};$$

$$I_{3.8/0/} = \frac{1,1}{243} \cdot 55 \cdot 10^3 = 249 \text{ A};$$

$$I_{4.8/0/} = \frac{1,1}{243} \cdot 55 \cdot 10^3 = 249 \text{ A};$$

$$I_{3.6/0/} = \frac{1,1}{229} \cdot 55 \cdot 10^3 = 264 \text{ A};$$

$$I_{4.6/0/} = \frac{1,1}{229} \cdot 55 \cdot 10^3 = 264 \text{ A}.$$

Начальное значение тока короткого замыкания в точке К₃ находится по формуле:

$$I_{K_3/0/} = I_{c/0/} + I_{1.8/0/} + I_{2.8/0/} + I_{3.8/0/} + I_{4.8/0/} + I_{1.6/0/} + I_{2.6/0/} + I_{3.6/0/} + I_{4.6/0/}. \quad (6.34)$$

Подставив значения в формулу (6.34) получим:

$$I_{K_3/0/} = 7432 + 249 + 249 + 264 + 264 + 249 + 249 + 264 + 264 = 9484 \text{ A}.$$

Периодическую составляющую тока КЗ можно считать постоянной, так как подпитку точки КЗ от двигателей учитываем только в начальный момент времени:

$$I_{K_3} = I_{\text{по}} = I_{\text{пт}} = 9,48 \text{ кА}.$$

Ударный ток короткого замыкания находится по формуле:

$$i_{\text{уз}} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{K_3}, \quad (6.35)$$

					13.03.02.2019.126.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		61

где k_y – ударный коэффициент, примем $k_y = 1,92$ [3].

Подставив значения в формулу (6.35) получим:

$$i_{y3} = \sqrt{2} \cdot 1,92 \cdot 9,48 = 25,7 \text{ кА.}$$

Мощность короткого замыкания в точке К₃ находится по формуле:

$$S_{K_3} = \sqrt{3} \cdot U_6 \cdot I_{K_3}, \quad (6.36)$$

Подставив значения в формулу (6.36) получим:

$$S_{K_3} = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 10^3 \cdot 9,48 \cdot 10^3 = 172 \text{ МВА}$$

Для того, чтобы найти ток короткого замыкания в точках К₄ и К₅ необходимо найти суммарное индуктивное сопротивление по формулам:

$$x_{\Sigma 4} = x_{27} + x_7; \quad (6.37)$$

$$x_{\Sigma 5} = x_{27} + x_8 + x_{25}. \quad (6.38)$$

Подставив значения в формулы (3.37)-(3.38) получим:

$$x_{\Sigma 4} = 7,4 + 0,148 = 7,55;$$

$$x_{\Sigma 5} = 7,4 + 0,0358 + 0,034 = 7,47.$$

Далее найдем суммарное полное сопротивление по формуле:

$$z_{\Sigma} = \sqrt{r_{\Sigma}^2 + x_{\Sigma}^2}; \quad (6.39)$$

Подставив значения в формулу (6.39) получим:

$$z_{\Sigma 4} = \sqrt{0^2 + 7,55^2} = 7,55;$$

$$z_{\Sigma 5} = \sqrt{0^2 + 7,47^2} = 7,47.$$

Затем определим мощность короткого замыкания по формуле:

$$S_K = \frac{S_6}{z_{\Sigma}}; \quad (6.40)$$

Подставив значения в формулу (6.40) получим:

$$S_{K34} = \frac{1000 \cdot 10^6}{7,55} = 132 \text{ МВА};$$

$$S_{K35} = \frac{1000 \cdot 10^6}{7,47} = 134 \text{ МВА.}$$

Далее определим трехфазный ток короткого замыкания по формуле:

					13.03.02.2019.126.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		62

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{S_{\kappa}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta}}. \quad (6.41)$$

Подставив значения в формулу (6.41) получим:

$$I_{\kappa_4}^{(3)} = \frac{132 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 10^3} = 7258 \text{ А} = 7,26 \text{ кА};$$

$$I_{\kappa_5}^{(3)} = \frac{134 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 10^3} = 7368 \text{ А} = 7,37 \text{ кА}.$$

Затем определим ударный ток короткого замыкания:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{\kappa}, \quad (6.42)$$

где k_y – ударный коэффициент, примем $k_y = 1,6$ [3].

Подставив значения в формулу (6.42) получим:

$$i_{y4} = \sqrt{2} \cdot 1,6 \cdot 7,26 = 16,4 \text{ кА};$$

$$i_{y5} = \sqrt{2} \cdot 1,6 \cdot 7,37 = 16,7 \text{ кА}.$$

6.2 Расчет токов короткого замыкания до 1000 В

Схемы замещения представлены на рисунке 6.4.

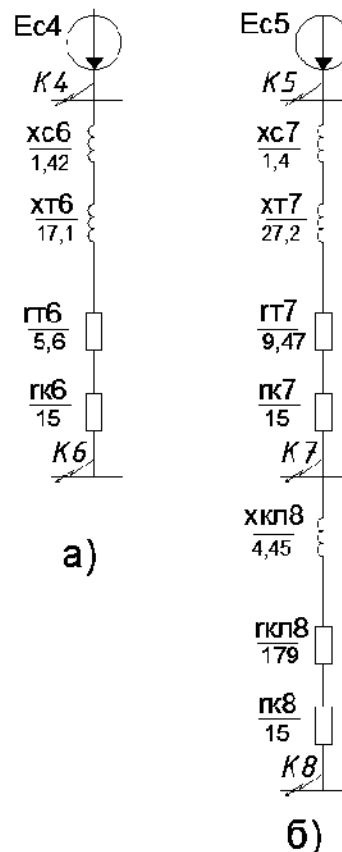


Рисунок 6.4 – схемы замещения для: а) точки K_6 ; б) для точек K_7 и K_8

					13.03.02.2019.126.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		63

Действующее значение периодической составляющей тока трехфазного тока КЗ при питании потребителя от энергосистемы через силовой понижающий трансформатор напряжением 10/0,4 кВ рассчитывается по формуле:

$$I_k = \frac{U_{\text{ср}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{r_{\Sigma}^2 + x_{\Sigma}^2}} = \frac{U_{\text{ср}}}{\sqrt{3} \cdot z_{\Sigma}}. \quad (6.43)$$

Сопротивление энергосистемы определяется по формуле:

$$x_c = \frac{U_{\text{ср}}^2}{S_{\text{кз}}}. \quad (6.44)$$

Подставив значения в формулу (6.44) получим:

$$x_{c6} = \frac{400^2}{132 \cdot 10^6} = 1,21 \text{ мОм};$$

$$x_{c7} = \frac{400^2}{134 \cdot 10^6} = 1,19 \text{ мОм}.$$

Активное, индуктивное и полное сопротивления понижающего трансформатора напряжением, приведенное к ступени низшего напряжения сети, рассчитывается по формулам:

$$r_T = \frac{\Delta P_k \cdot U_{\text{нн.н}}^2}{S_{\text{т.н}}^2}; \quad (6.45)$$

$$z_T = \frac{\Delta U_{\text{к\%}} \cdot U_{\text{нн.н}}^2}{100 \cdot S_{\text{т.н}}}; \quad (6.46)$$

$$x_T = \sqrt{z_T^2 - r_T^2}, \quad (6.47)$$

где ΔP_k – мощность короткого замыкания трансформатора, Вт;
 $U_{\text{нн.н}}$ – номинальное напряжение на низкой стороне трансформатора, В;
 $\Delta U_{\text{к\%}}$ – напряжение короткого замыкания, %;
 $S_{\text{т.н}}$ – номинальная мощность трансформатора, ВА.

Подставив значения в формулы (6.45)-(6.47) получим:

$$r_{\text{т6}} = \frac{5600 \cdot 400^2}{(400 \cdot 10^3)^2} = 5,6 \text{ мОм};$$

$$r_{\text{т7}} = \frac{3700 \cdot 400^2}{(250 \cdot 10^3)^2} = 9,47 \text{ мОм};$$

$$Z_{T6} = \frac{4,5 \cdot 400^2}{100 \cdot 400 \cdot 10^3} = 18 \text{ мОм};$$

$$Z_{T7} = \frac{4,5 \cdot 400^2}{100 \cdot 250 \cdot 10^3} = 28,8 \text{ мОм};$$

$$x_{T6} = \sqrt{18^2 - 5,6^2} = 17,1 \text{ мОм};$$

$$x_{T7} = \sqrt{28,8^2 - 9,47^2} = 27,2 \text{ мОм};$$

Сопротивление КЛ, питающей РПН2, находится по формуле:

$$r_{\text{кл}} = \frac{1}{n_{\text{кл}}} \cdot r_{\text{уд.кл}} \cdot L_{\text{кл}}; \quad (6.48)$$

$$x_{\text{кл}} = \frac{1}{n_{\text{кл}}} \cdot x_{\text{уд.кл}} \cdot L_{\text{кл}}; \quad (6.49)$$

где $n_{\text{кл}}$ – число параллельных кабелей в линии, шт;

$r_{\text{уд.кл}}$ – удельное активное сопротивление кабельной линии, Ом/км;

$x_{\text{уд.кл}}$ – удельное активное и реактивное сопротивление кабельной линии, Ом/км;

$L_{\text{кл}}$ – длина кабельной линии, км.

Подставив значения в формулы (6.48)-(6.49) получим:

$$r_{\text{кл8}} = \frac{1}{1} \cdot 2,94 \cdot 0,061 = 179 \text{ мОм};$$

$$x_{\text{кл8}} = \frac{1}{1} \cdot 0,073 \cdot 0,061 = 4,45 \text{ мОм}.$$

Для РУ цеховых ТП переходное сопротивление контактов можно принять $r_{\text{к}} = r_{\text{к6}} = r_{\text{к7}} = r_{\text{к8}} = 15 \text{ мОм}$.

Суммарное индуктивное сопротивление до точек K_6 , K_7 , K_8 определяется по формулам:

$$x_{\Sigma 6} = x_{\text{с6}} + x_{\text{Т6}}; \quad (6.50)$$

$$x_{\Sigma 7} = x_{\text{с7}} + x_{\text{Т7}}; \quad (6.51)$$

$$x_{\Sigma 8} = x_{\text{с7}} + x_{\text{Т7}} + x_{\text{кл8}}; \quad (6.52)$$

Подставив значения в формулы (6.50-6.52) получим:

$$x_{\Sigma 6} = 1,21 + 17,1 = 18,3 \text{ мОм};$$

$$x_{\Sigma 7} = 1,19 + 27,2 = 28,4 \text{ мОм};$$

$$x_{\Sigma 8} = 1,19 + 27,2 + 4,45 = 32,8 \text{ мОм}.$$

Суммарное активное сопротивление до точек K_6 , K_7 , K_8 определяется по формулам:

					13.03.02.2019.126.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		65

$$r_{\Sigma 6} = r_{T6} + r_{K6}; \quad (6.53)$$

$$r_{\Sigma 7} = r_{T7} + r_{K7}; \quad (6.54)$$

$$r_{\Sigma 8} = r_{T7} + r_{K7} + r_{KЛ8} + r_{K8}; \quad (6.55)$$

Подставив значения в формулы (6.53-6.55) получим:

$$r_{\Sigma 6} = 5,6 + 15 = 20,6 \text{ мОм};$$

$$r_{\Sigma 7} = 9,47 + 15 = 24,5 \text{ мОм};$$

$$r_{\Sigma 8} = 9,47 + 15 + 179 + 15 = 219 \text{ мОм}.$$

Полное сопротивление до точек К₆, К₇, К₈ определяется по формулам:

$$z_{\Sigma} = \sqrt{r_{\Sigma}^2 + x_{\Sigma}^2}. \quad (6.56)$$

Подставив значения в формулу (6.56) получим:

$$z_{\Sigma 6} = \sqrt{20,6^2 + 18,3^2} = 27,6 \text{ мОм};$$

$$z_{\Sigma 7} = \sqrt{24,5^2 + 28,4^2} = 37,5 \text{ мОм};$$

$$z_{\Sigma 8} = \sqrt{219^2 + 32,8^2} = 221 \text{ мОм}.$$

Подставив значения в формулу (6.43) получим:

$$I_{K6} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 27,6 \cdot 10^{-3}} = 8,37 \text{ кА};$$

$$I_{K7} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 37,5 \cdot 10^{-3}} = 6,16 \text{ кА};$$

$$I_{K8} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 222 \cdot 10^{-3}} = 1,04 \text{ кА}.$$

Затем определим ударный ток короткого замыкания:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_K, \quad (6.57)$$

где k_y – ударный коэффициент, примим $k_y = 1,6$ [3].

Подставив значения в формулу (6.57) получим:

$$i_{y6} = \sqrt{2} \cdot 1,6 \cdot 8,37 = 18,9 \text{ кА};$$

$$i_{y7} = \sqrt{2} \cdot 1,6 \cdot 6,16 = 13,9 \text{ кА}.$$

$$i_{y8} = \sqrt{2} \cdot 1,6 \cdot 1,04 = 2,35 \text{ кА}.$$

Результаты расчетов токов короткого замыкания сведем в таблицу 6.1.

					13.03.02.2019.126.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		66

7.2 Выбор выключателей КРУ

Выбор выключателя на вводе в КРУ рассмотрен в таблице 7.2. Секционный выключатель принимается того же типа, что и вводной.

Ячейках типа КСО-299 комплектуются вакуумными выключателями типа ВВТЭ-М-10.

Сравнение расчетных и каталожных данных для выбранных выключателей на вводе в КРУ представлено в таблице 7.2.

Таблица 7.2 – Выбор вводных выключателей КРУ

Условия выбора [11]	Расчетные данные	Каталожные данные
		Выключатель ВВТЭ-М-10-1600 [12]
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10,5 \text{ кВ}$
$I_{max} \leq I_{ном}$	$I_{max} = 1232 \text{ А}$	$I_{ном} = 1600 \text{ А}$
$I_{п.т} \leq I_{отк}$	$I_{п.т} = 9,48 \text{ кА}$	$I_{отк} = 31,5 \text{ кА}$
$i_{а.т} \leq i_{а.ном}$	$i_{а.т} = 8,07 \text{ кА}$	$i_{а.ном} = 17,8 \text{ кА}$
$i_y \leq i_{вкл}$	$i_y = 25,7 \text{ кА}$	$i_{вкл} = 81 \text{ кА}$
$I_{п.о} \leq I_{вкл}$	$I_{п.о} = 9,48 \text{ кА}$	$I_{вкл} = 31,5 \text{ кА}$
$I_{п.о} \leq I_{дин}$	$I_{п.о} = 9,48 \text{ кА}$	$I_{дин} = 31,5 \text{ А}$
$i_y \leq i_{дин}$	$i_y = 25,7 \text{ А}$	$i_{дин} = 81 \text{ кА}$
$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$	$B_k = 167 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Аналогично проведем выбор выключателей на отходящих линиях КРУ. Итог выбора представим в таблице 7.3

Таблица 7.3 – выбор выключателей на отходящих линиях КРУ

КЛ	$U_{уст}'$ кВ	$U_{н}'$ кВ	I_{max}' А	$I_{ном}'$ А	$i_{у}'$ кА	$i_{дин}'$ кА	$B_{к}'$ кА ² ·с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер}'$ кА ² ·с	Тип выключателя
ГПП-ТП2	10,5	10,5	51	630	25,7	81	167	2977	ВВТЭ-М-10-630
ГПП-ТП7	10,5	10,5	171,2	630	25,7	81	167	2977	ВВТЭ-М-10-630
ГПП-ТП5	10,5	10,5	81,6	630	25,7	81	167	2977	ВВТЭ-М-10-630
ГПП-СД1(ц.8)	10,5	10,5	68,6	630	25,7	81	167	2977	ВВТЭ-М-10-630
ГПП-СД2(ц.8)	10,5	10,5	68,6	630	25,7	81	167	2977	ВВТЭ-М-10-630
ГПП-СД3(ц.8)	10,5	10,5	68,6	630	25,7	81	167	2977	ВВТЭ-М-10-630
ГПП-СД4(ц.8)	10,5	10,5	68,6	630	25,7	81	167	2977	ВВТЭ-М-10-630
ГПП-ТП6	10,5	10,5	139,2	630	25,7	81	167	2977	ВВТЭ-М-10-630
ГПП-ТП9	10,5	10,5	170,2	630	25,7	81	167	2977	ВВТЭ-М-10-630
ГПП-ДСП1(ц.13)	10,5	10,5	202	630	25,7	81	167	2977	ВВТЭ-М-10-630
ГПП-ДСП2(ц.13)	10,5	10,5	202	630	25,7	81	167	2977	ВВТЭ-М-10-630
ГПП-ТП10	10,5	10,5	330,4	630	25,7	81	167	2977	ВВТЭ-М-10-630
ГПП-ТП12	10,5	10,5	79,4	630	25,7	81	167	2977	ВВТЭ-М-10-630
ГПП-СД1(ц.6)	10,5	10,5	68,4	630	25,7	81	167	2977	ВВТЭ-М-10-630
ГПП-ТП8	10,5	10,5	385	630	25,7	81	167	2977	ВВТЭ-М-10-630
ГПП-ТП11	10,5	10,5	40,6	630	25,7	81	167	2977	ВВТЭ-М-10-630
ГПП-ТП3	10,5	10,5	317,8	630	25,7	81	167	2977	ВВТЭ-М-10-630
ГПП-СД2(ц.6)	10,5	10,5	68,4	630	25,7	81	167	2977	ВВТЭ-М-10-630
ГПП-СД3(ц.6)	10,5	10,5	68,4	630	25,7	81	167	2977	ВВТЭ-М-10-630
ГПП-СД4(ц.6)	10,5	10,5	68,4	630	25,7	81	167	2977	ВВТЭ-М-10-630

7.3 Выбор трансформаторов тока КРУ

Трансформаторы тока, которые предназначены для питания контрольно-измерительных приборов, выбираются:

- по номинальному напряжению $U_{уст} \leq U_{ном}$;
- по номинальному току $I_{рав\ max} \leq I_{ном}$, при этом номинальный ток должен быть как можно ближе к максимально рабочему току, иначе недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей;
- по конструкции и классу точности;
- по электродинамической стойкости $i_y \leq i_{дин}$;
- по термической стойкости $B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$.
- по классу точности. [11]

Для обеспечения выбранного класса точности необходимо, чтобы действительная нагрузка вторичной цепи Z_2 была меньше нормированной для данного класса точности нагрузки $Z_{2ном}$.

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, тогда можно принять $Z_2 \approx r_2$.

Вторичная нагрузка r_2 состоит из сопротивления приборов $r_{приб}$, соединительных проводов $r_{пр}$ и переходного сопротивления контактов r_k , Ом:

$$r_2 = r_{приб} + r_{пр} + r_k. \quad (7.3)$$

Сопротивление приборов определяется по выражению:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2\text{ном}}^2}, \quad (7.4)$$

где $S_{\text{приб}}$ – мощность потребляемая приборами, ВА;
 $I_{2\text{ном}}$ – вторичный номинальный ток прибора, А.

Сопротивление контактов принимается 0,05 Ом при двух - трех приборах, а при большем числе приборов принимается 0,1 Ом. Сопротивление соединительных проводов зависит от их длины и сечения. Чтобы трансформатор тока работал в заданном классе точности, необходимо выполнение условия:

$$r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}} \leq Z_{2\text{ном}}. \quad (7.5)$$

Найдем $r_{\text{пр}}$, приняв $r_2 = Z_{2\text{ном}}$:

$$r_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}}. \quad (7.6)$$

Зная $r_{\text{пр}}$, определим сечение соединительных проводов:

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пр}}}, \quad (7.7)$$

где ρ – удельное сопротивление материала провода, провода с алюминиевыми жилами ($\rho = 0,0283$ Ом·мм²/м) применяются на подстанциях с высшим напряжением до 220 кВ.

$l_{\text{расч}}$ – расчётная длина соединительных проводов, учитывающая схемы включения приборов и трансформаторов тока, м.

По условию прочности сечения соединительных проводов должно быть больше 4 мм² для алюминиевых жил. Сечение больше 6 мм² как правило не используется.

Для линии 10 кВ потребителям необходимы: амперметр, расчетные счетчики активной и реактивной энергии для линий, принадлежащих потребителю.

Таблица 7.4 – Нагрузка на ТТ на НН на присоединениях

Прибор	Фаза А, В·А	Фаза В, В·А	Фаза С, В·А
Амперметр	0,1	0	0,1
Счетчик активной энергии	3	0	3
Счетчик реактивной энергии	3,5	0	3,5
Суммарная нагрузка	6,6	0	6,6

Определим сопротивление приборов $r_{\text{приб}}$:

$$r_{\text{приб}} = \frac{6,6}{5^2} = 0,264 \text{ Ом.}$$

Сопротивление контактов принимаем $r_{\text{к}} = 0,05 \text{ Ом}$.

Найдем сопротивление проводов $r_{\text{пр}}$:

$$r_{\text{пр}} = 0,4 - 0,264 - 0,05 = 0,086 \text{ Ом.}$$

Найдем $l_{\text{расч}}$ по формуле, м:

$$l_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot l, \quad (7.8)$$

где $\sqrt{3}$ – коэффициент, учитывающий соединение ТТ;
 l – длина соединительных проводов, принимаем $l = 5 \text{ м}$.

Получаем:

$$l_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot 5 = 8,66 \text{ м.}$$

Определим сечение соединительных проводов q :

$$q = \frac{0,0283 \cdot 8,66}{0,086} = 2,85 \text{ мм}^2.$$

Так как $2,85 \text{ мм}^2 < 4 \text{ мм}^2$, то по условию механической прочности принимаем $q = 4 \text{ мм}^2$.

Принимаем контрольный кабель АКРВГ с жилами сечением 4 мм^2 .

Выбор трансформаторов тока, устанавливаемых в водных ячейках, представлен в таблице 7.5. секционный трансформатора тока принимается того же типа, что и вводной.

Таблица 7.5 – Выбор трансформаторов тока водных ячейках

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
		ТЛК – 10–1500
$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{уст}}=10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}}=10,5 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}}$	$I_{\text{max}}=1232 \text{ А}$	$I_{\text{ном}}=1500 \text{ А}$
$i_{\text{у}} \leq i_{\text{дин}}$	$i_{\text{у}}=22,4 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}}=81 \text{ кА}$
$B_{\text{к}} \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$	$B_{\text{к}}=131 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}=1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Аналогично проведем выбор трансформаторов тока на отходящих линиях КРУ. Выбор представим в таблице 7.6

Таблица 7.6 – Выбор трансформаторов тока на отходящих линиях КРУ

КЛ	$U_{уст'}$ кВ	$U_{н'}$ кВ	$I_{max'}$ А	$I_{ном'}$ А	$i_{у'}$ кА	$i_{дин'}$ кА	$B_{к'}$ кА ² ·с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер'}$ кА ² ·с	Тип ТТ
ГПП-ТП2	10,5	10,5	51,0	50	25,7	81	167	1200	ТЛК-10-50
ГПП-ТП7	10,5	10,5	171,2	200	25,7	81	167	1200	ТЛК-10-200
ГПП-ТП5	10,5	10,5	81,6	75	25,7	81	167	1200	ТЛК-10-75
ГПП-СД1(ц.8)	10,5	10,5	68,6	75	25,7	81	167	1200	ТЛК-10-75
ГПП-СД2(ц.8)	10,5	10,5	68,6	75	25,7	81	167	1200	ТЛК-10-75
ГПП-СД3(ц.8)	10,5	10,5	68,6	75	25,7	81	167	1200	ТЛК-10-75
ГПП-СД4(ц.8)	10,5	10,5	68,6	75	25,7	81	167	1200	ТЛК-10-75
ГПП-ТП6	10,5	10,5	139,2	150	25,7	81	167	1200	ТЛК-10-150
ГПП-ТП9	10,5	10,5	170,2	200	25,7	81	167	1200	ТЛК-10-200
ГПП-ДСП1(ц.13)	10,5	10,5	202,0	200	25,7	81	167	1200	ТЛК-10-200
ГПП-ДСП2(ц.13)	10,5	10,5	202,0	200	25,7	81	167	1200	ТЛК-10-200
ГПП-ТП10	10,5	10,5	330,4	400	25,7	81	167	1200	ТЛК-10-400
ГПП-ТП12	10,5	10,5	79,4	75	25,7	81	167	1200	ТЛК-10-75
ГПП-СД1(ц.6)	10,5	10,5	68,4	75	25,7	81	167	1200	ТЛК-10-75
ГПП-ТП8	10,5	10,5	385,0	400	25,7	81	167	1200	ТЛК-10-400
ГПП-ТП11	10,5	10,5	40,6	40	25,7	81	167	1200	ТЛК-10-40
ГПП-ТП3	10,5	10,5	317,8	300	25,7	81	167	1200	ТЛК-10-300
ГПП-СД2(ц.6)	10,5	10,5	68,4	75	25,7	81	167	1200	ТЛК-10-75
ГПП-СД3(ц.6)	10,5	10,5	68,4	75	25,7	81	167	1200	ТЛК-10-75
ГПП-СД4(ц.6)	10,5	10,5	68,4	75	25,7	81	167	1200	ТЛК-10-75

7.4 Выбор трансформаторов напряжения

На одну секцию сборных шин требуется два вольтметра. ТН предназначен для питания КИП. [11]

Таблица 7.7 – Нагрузка на ТН

Прибор	Мощность, В·А	Число	Общая мощность, В·А
Вольтметр (сборные шины)	4	2	8
Ваттметр	0,5	1	0,5
Счетчик активной энергии	3	20	120
Счетчик реактивной энергии	3,5	20	70
Сумма $S_{2сум}$			198,5

Выбираем НАМИТ–10 [29].

Таблица 7.10 – Выбор выключателей нагрузки и предохранителей

№ ТП	$U_{\text{ном}}$, кВ	I_{max} А	Тип выключателя нагрузки	Тип предохранителя
ТП1	10,5	19,2	ВНР-10/400	ПКТ101-10-20
ТП2	10,5	19,2	ВНР-10/400	ПКТ101-10-20
ТП4	10,5	30,8	ВНР-10/400	ПКТ101-10-31,5
ТП5	10,5	30,8	ВНР-10/400	ПКТ101-10-31,5
ТП6	10,5	30,8	ВНР-10/400	ПКТ101-10-31,5
ТП7	10,5	77	ВНР-10/400	ПКТ102-10-80
ТП9	10,5	77	ВНР-10/400	ПКТ102-10-80
ТП11	10,5	19,2	ВНР-10/400	ПКТ101-10-20
ТП12	10,5	30,8	ВНР-10/400	ПКТ-101-10-31,5

В ТП3, ТП8, ТП10 рационально установить вакуумные выключатели, так как данные ТП имеют большую мощность.

Таблица 7.11 – Выбор выключателей

№ТП	$U_{\text{уст}}$, кВ	$U_{\text{н}}$, кВ	I_{max} , А	$I_{\text{ном}}$, А	$i_{\text{у}}$, кА	$i_{\text{дин}}$, кА	$B_{\text{к}}$, кА ² ·с	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$, кА ² ·с	Тип выключателя
ТП3	10,5	10,5	154	630	25,7	81	167	2977	ВВТЭ-М-10-630
ТП8	10,5	10,5	154	630	25,7	81	167	2977	ВВТЭ-М-10-630
ТП10	10,5	10,5	154	630	25,7	81	167	2977	ВВТЭ-М-10-630

7.6 Выбор соединения силового трансформатора ГПП с РУ НН ГПП

В качестве токоведущей части, соединяющей силовые трансформаторы с КРУ, используем закрытый комплектный токопровод типа ТЗК-10-1600-81 [31].

Выбор токопровода представим в таблице 7.11.

Таблица 7.12 – Выбор токопровода

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
		ТЗК-10-1600-81
$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{уст}}=10,5$ кВ	$U_{\text{ном}}=10,5$ кВ
$I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}}$	$I_{\text{max}}=1232$ А	$I_{\text{ном}}=1600$ А
$i_{\text{у}} \leq i_{\text{дин}}$	$i_{\text{у}}=25,7$ кА	$i_{\text{дин}}=81$ кА
$B_{\text{к}} \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$	$B_{\text{к}}=167$ кА ² ·с	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}=2977$ кА ² ·с

7.7 Проверка кабелей

Проверим на термическую стойкость к токам короткого замыкания кабеля напряжением 10 кВ схемы внутреннего электроснабжения.

Для расчета всех характерных термических сечений кабелей необходимо знать выдержки времени релейной защиты. На рисунке 7.1 представлена карта селективности. На ней представлены выдержки времени релейной защиты.

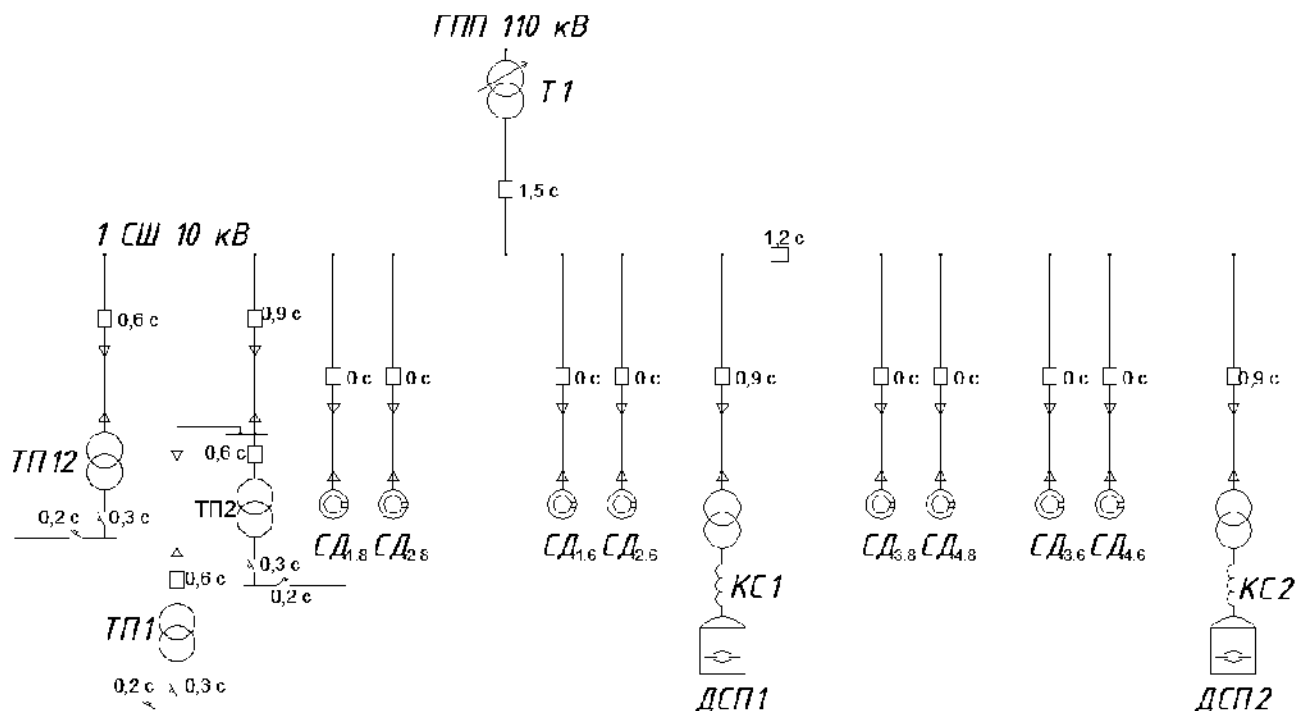


Рисунок 7.1 – Карта селективности

Термически стойкое сечение определяется по формуле:

$$F_T = \frac{\sqrt{B_K}}{C}, \quad (7.9)$$

где B_K – тепловой импульс тока КЗ, $A^2 \cdot c$;

C – коэффициент, зависящий от вида металла жил кабеля, $\frac{A \cdot c^{1/2}}{MM^2}$.

Тепловой импульс тока короткого замыкания определяется по формуле (7.2) с учетом выдержек времени релейной защиты для соответствующих элементов сети.

Результаты расчетов термически стойких сечений по формулам (7.9) и (7.2) представлен в таблице 7.12.

Таблица 7.13 – Термически стойкие сечения

Начало и конец КЛ	$I_K, \text{кА}$	$t_{р.з}, \text{с}$	$t_{0.в}, \text{с}$	$T_a, \text{с}$	$B_K, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	$C, \frac{A \cdot c^{1/2}}{MM^2}$	$F_T, \text{мм}^2$
ГПП-ТП	9,48	0,6	0,04	0,12	68,3	90	92
ТП-ТП	7,26	0,9	0,04	0,12	55,9	90	83
ГПП-СД	9,48	0	0,04	0,12	14,4	90	42
ГПП-ДСП	9,48	0,9	0,04	0,12	95,3	90	108

Скорректируем значения сечений в таблице 5.1.

7.8 Выбор трансформаторов собственных нужд

Потребители собственных нужд подстанций делятся на ответственных и неотчетственных. Ответственными механизмами являются: система пожаротушения, сети аварийного освещения, система охлаждения силовых трансформаторов, система подогрева приводов разъединителей и подогрева шкафов КРУ, система оперативного управления, связи и телемеханики, вентиляция ЗРУ, освещение, отопление. На двухтрансформаторной подстанции 110 кВ требуется устанавливать не менее двух трансформаторов собственных нужд.

Мощность трансформаторов собственных нужд выбирается в соответствии с нагрузками собственных нужд в разных режимах работы подстанции с учетом перегрузочной способности трансформаторов в послеаварийном режиме, кроме этого с учетом коэффициентов одновременности и загрузки.

Мощность каждого ТСН должна быть меньше 630 кВА для ПС 110-220 кВ.

Потребители собственных нужд подстанции и их мощность представлены в таблице 7.13 [32]

Установленная мощность группы потребителей $S_{уст}$ определяется по формуле:

$$S_{уст} = \frac{n \cdot P_{ед}}{\cos(\varphi)} \quad (7.10)$$

где n – число потребителей, шт;

$P_{ед}$ – активная мощность одного потребителя, кВт;

$\cos(\varphi)$ – коэффициент мощности, примем $\cos(\varphi)=0,8$.

					<i>13.03.02.2019.126.00.00 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		77

Таблица 7.14 – Потребители собственных нужд подстанции

Потребитель	Мощность на единицу, кВт	$S_{уст}$, кВ·А
Охлаждение силовых трансформаторов	2	5
Подогрев выключателей и приводов:	1,32	3,3
Подогрев шкафов КРУ-10	1	55
Подогрев приводов разъединителей, шкафа зажимов	0,6	6
Подогрев релейного шкафа	1	1,25
Отопление, освещение, вентиляция ОПУ	60	75
Отопление, освещение, вентиляция ЗРУ 10 кВ	7	8,75
Отопление, освещение, вентиляция здания разъездного персонала	5,5	6,88
Освещение ОРУ 110 кВ	5	6,25
Подзарядно-зарядный агрегат	20	25
Сумма $S_{сум}$		192

Суммарная установленная мощность определяется по формуле:

$$S_{уст} = 0,8 \cdot S_{сум} \quad (7.11)$$

Подставив значения в формулу (7.11) получим:

$$S_{уст} = 0,8 \cdot 192 = 154 \text{ кВ} \cdot \text{А}$$

Выбираем ТСН-160/10 [33].

7.9 Выбор вводных и секционных автоматических выключателей РУ НН ТП

На цеховые трансформаторные подстанции установим автоматические выключателями серии «Протон» производства завода «Контактор» г.Ульяновск [34]. Выбор вводных и секционных автоматических выключателей на стороне низшего напряжения цеховых ТП представим в таблице 7.14.

Таблица 7.15 – Выбор автоматических выключателей в РУНН ТП НН ТП

№ ТП	Место установки	I_{max} , А	I_k , кА	$i_{уд}$, кА	Тип выключателя
ТП1	Вводной	505	6,13	13,9	ВА50-45Про Протон16 - 630
	Секционный	354	6,13	13,9	ВА50-45Про Протон16 - 630
ТП2	Вводной	505	8,34	18,9	ВА50-45Про Протон16 - 630
	Секционный	354	8,34	18,9	ВА50-45Про Протон16 - 630
ТП3	Вводной	4041	8,34	18,9	ВА50-45Про Протон63 - 5000
	Секционный	2829	8,34	18,9	ВА50-45Про Протон40 - 3200
ТП4	Вводной	808	6,13	13,9	ВА50-45Про Протон25 - 1000
	Секционный	566	6,13	13,9	ВА50-45Про Протон16 - 630
ТП5	Вводной	808	8,34	18,9	ВА50-45Про Протон25 - 1000
	Секционный	566	8,34	18,9	ВА50-45Про Протон16 - 630
ТП6	Вводной	808	8,34	18,9	ВА50-45Про Протон25 - 1000
	Секционный	566	8,34	18,9	ВА50-45Про Протон16 - 630
ТП7	Вводной	2021	8,34	18,9	ВА50-45Про Протон25 - 2500
	Секционный	1415	8,34	18,9	ВА50-45Про Протон25 - 1600
ТП8	Вводной	4041	8,34	18,9	ВА50-45Про Протон63 - 5000
	Секционный	2829	8,34	18,9	ВА50-45Про Протон40 - 3200
ТП9	Вводной	2021	8,34	18,9	ВА50-45Про Протон25 - 2500
	Секционный	1415	8,34	18,9	ВА50-45Про Протон25 - 1600
ТП10	Вводной	4041	8,34	18,9	ВА50-45Про Протон63 - 5000
	Секционный	2829	8,34	18,9	ВА50-45Про Протон40 - 3200
ТП11	Вводной	505	8,34	18,9	ВА50-45Про Протон16 - 630
	Секционный	354	8,34	18,9	ВА50-45Про Протон16 - 630
ТП12	Вводной	808	8,34	18,9	ВА50-45Про Протон25 - 1000
	Секционный	566	8,34	18,9	ВА50-45Про Протон16 - 630

7.10 Выбор оборудования 0,4 кВ

В РУ НН цеховых ТП принимаем к установке главные распределительные щиты (ГРЩ) от компании «KLM group»

Выбор магистральных и распределительных шинопроводов сведем в таблицу 7.15

Таблица 7.16 – Выбор шинопроводов

Шинопровод		I_{max} , А	$I_{ном}$, А	i_y , кА	$i_{дин}$, кА
ШМ-1	KLM-S-08	283	800	18,9	124
ШМ-2	KLM-S-08	548	800	18,9	124
ШР-1	KLM-R-00	47	100	18,9	41
ШР-2	KLM-R-00	82	100	18,9	41
ШР-3	KLM-R-02	207	250	18,9	41
ШР-4	KLM-R-00	53	100	18,9	41
ШР-5	KLM-R-02	213	250	18,9	41
ШР-6	KLM-R-00	99	100	18,9	41
ШР-7	KLM-R-04	325	400	18,9	45
ШР-8	KLM-R-03	312	315	18,9	45
ШР-9	KLM-R-00	15	100	18,9	41

Выводы по разделу

В данном разделе был произведен выбор аппаратуры на ГПП и цеховых ТП. Была произведена корректировка сечения кабелей.

8 РАСЧЕТ И ВЫБОР УСТРОЙСТВ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Вопрос о компенсации реактивной мощности – один из важных вопросов, решаемых при проектировании СЭС предприятия. Он заключается в расчете и выборе компенсирующих устройств. Передача большого объема реактивной мощности через трансформаторы по линиям и нецелесообразна по следующим причинам: загрузка реактивной мощностью линий электропередачи, трансформаторов уменьшает их пропускную способность; возникают дополнительные потери напряжения; возникают дополнительные потери активной мощности во всех элементах СЭС, обусловленные загрузкой их реактивной мощностью.

Методика определения мощности компенсирующих устройств основывается на минимизации затрат на генерацию реактивной мощности и затрат на передачу реактивной мощности по электрическим сетям, обусловленных потерями активной мощности [3].

На рисунке 8.1 приведена схема замещения системы электроснабжения предприятия.

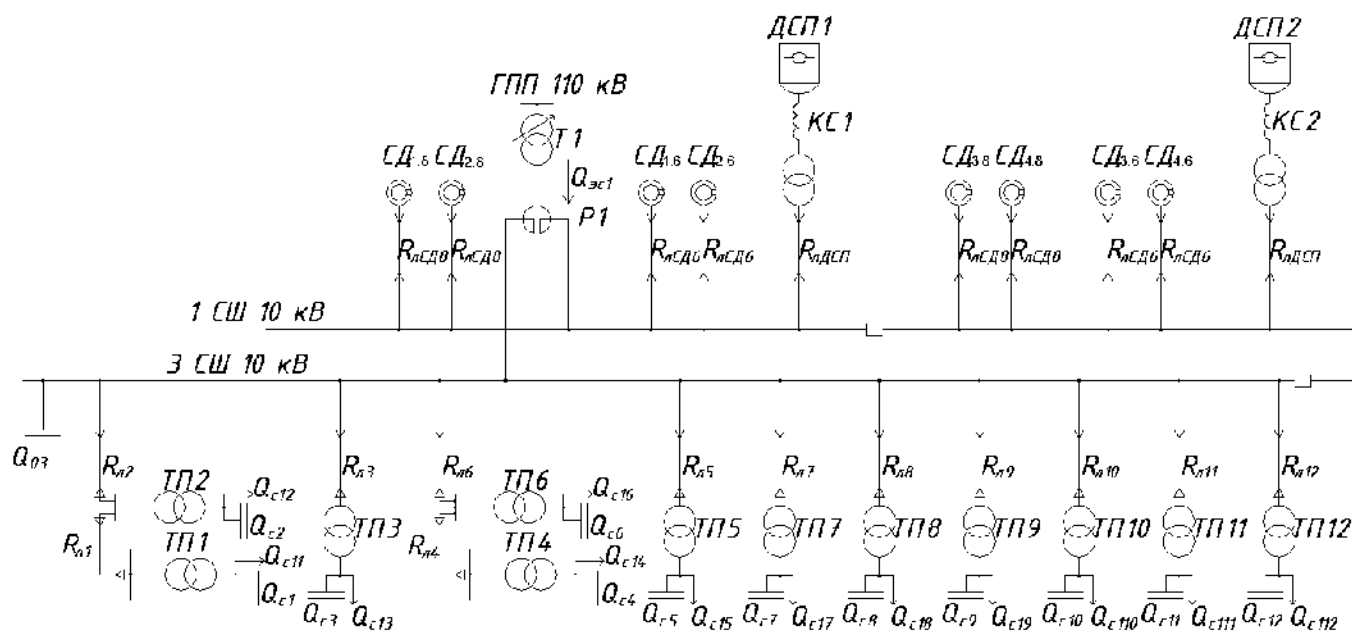


Рисунок 8.1 – Схема замещения системы электроснабжения предприятия

Перед расчетами введем поправочный коэффициент на единицы измерения:

$$a = \frac{1000}{U_n^2}. \quad (8.1)$$

Подставив значения в формулу (8.1) получим:

$$a = \frac{1000}{10^2} = 10 \text{ кВ}^{-2}.$$

									Лист
									81
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2019.126.00.00 ПЗ				

Активные сопротивления трансформаторов, приведенные к напряжению 10 кВ, определяются по формуле:

$$R_T = \frac{\Delta P_k \cdot U_H^2}{S_{H.T}^2}, \quad (8.2)$$

где ΔP_k – мощность короткого замыкания трансформатора, Вт;
 $S_{H.T}$ – номинальная мощность трансформатора, ВА;
 U_H – номинальное напряжение сети, В.

Активные сопротивления кабельных линий определяются по формуле:

$$R_L = r_{0л} \cdot L, \quad (8.3)$$

где $r_{0л}$ – активное удельное сопротивление линии, Ом/км;
 L – длина линии, км.

Расчеты по формулам (8.2)-(8.3) сведем в таблицу 8.1.

Таблица 8.1 – Исходные данные для цеховых ТП

№ ТП	$S_{H.T}$, кВА	Q_{1i} , кВАр	ΔQ_{Ti} , кВАр	R_{Ti} , Ом	$R_{ли}$, Ом
ТП1	250	165,7	8,4	5,92	0,026
ТП2	250	130,7	8,5	5,92	0,027
ТП3	2000	1732,1	67,1	0,58	0,018
ТП4	400	328	13,6	3,5	0,019
ТП5	400	10,6	13,6	3,5	0,093
ТП6	400	288,2	12,6	3,5	0,013
ТП7	1000	531	37	1,08	0,052
ТП8	2000	1118,7	68,8	0,58	0,024
ТП9	1000	545,2	37	1,08	0,053
ТП10	2000	1675,7	68,8	0,58	0,032
ТП11	250	251	8,5	5,92	0,076
ТП12	400	144,6	13,6	3,5	0,112

Отметим возможные места установки устройств компенсации реактивной мощности - батарей конденсаторов (БК): сборные шины распределительных устройств (РУ) напряжением 10 кВ ГПП (Q_0); низковольтные сборные шины цеховых ТП (Q_{ci}). По мимо этого, реактивная мощность может быть получена из энергосистемы (Q_{sc}).

Удельная стоимость потерь активной мощности от передачи реактивной мощности определяется по формуле:

$$C_0 = \delta \cdot (12 \cdot \alpha \cdot K_M + \beta \cdot \tau), \quad (8.4)$$

где δ – поправочный коэффициент;

α – основная ставка тарифа, руб/(кВт·мес);

β – дополнительная ставка тарифа, руб/(кВт·ч);

K_M – отношение потерь активной мощности предприятия ΔP , в момент наибольшей активной нагрузки энергосистемы к максимальным потерям ΔP , активной мощности предприятия, $K_M = 1$.

Поправочный коэффициент δ для сетей 110 кВ $\delta_{110} = 1,03$. Основная ставка тарифа α для сетей 110 кВ $\alpha_{110} = 1226,5$ руб/(кВт·мес). Дополнительная ставка тарифа β для сетей 110 кВ $\beta_{110} = 1,295$ руб/(кВт·ч). [18]

Подставив значения в формулу (8.3) получим:

$$C_0 = 1,03 \cdot (12 \cdot 1226,5 \cdot 1 + 1,295 \cdot 2545) = 18554 \frac{\text{руб}}{\text{кВт}}$$

Затраты на генерацию реактивной мощности низковольтными БК (0,4 кВ) определяются по формуле:

$$Z_{1Г.КН} = E \cdot K_{БКН} \cdot \alpha_{изм} + C_0 \cdot \Delta P_{БКН}, \quad (8.5)$$

где E – нормативные отчисления от стоимости БК, $E = 0,223$ 1/лет;

$K_{БКН}$ – удельная стоимость низковольтных батарей конденсаторов, $K_{БКН} = 12000$ руб/МВАр;

$\Delta P_{БКН}$ – удельные потери в низковольтных конденсаторах, $\Delta P_{БКН} = 4$ кВт/МВАр;

$\alpha_{изм}$ – индекс изменения сметной стоимости, $\alpha_{изм} = 80,6$ [35]

Подставив значения в формулу (8.5) получим:

$$Z_{1Г.КН} = 0,233 \cdot 12000 \cdot 80,6 + 18554 \cdot 4 = 299574 \frac{\text{руб}}{\text{МВАр}}$$

Затраты на генерацию реактивной мощности высоковольтными БК (10 кВ) определяются по формуле:

$$Z_{2Г.КВ} = Z_{10} = E \cdot K_{БКВ} \cdot \alpha_{изм} + C_0 \cdot \Delta P_{БКВ}, \quad (8.6)$$

где $K_{БКВ}$ – удельная стоимость высоковольтных батарей конденсаторов, $K_{БКВ} = 6000$ руб/МВАр;

$\Delta P_{БКВ}$ – удельные потери в высоковольтных конденсаторах, $\Delta P_{БКВ} = 2$ кВт/МВАр;

Подставив значения в формулу (8.6) получим:

$$Z_{2Г.КВ} = Z_{10} = 0,223 \cdot 6000 \cdot 80,6 + 18554 \cdot 2 = 149787 \frac{\text{руб}}{\text{МВАр}}$$

Также в составе электроприемников имеются синхронные двигатели. Данные о двигателях приведены в таблице 8.2 [36].

									Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2019.126.00.00 ПЗ				83

Оптимальные реактивные мощности низковольтных БК, подключенных к ТП, определяемые в предположении, что к шинам ГПП подключена высоковольтная БК (при этом коэффициент Лагранжа $\lambda = Z_{10}$) определяются по формулам:

$$Q_{ci} = Q_{1i} + \Delta Q_{Ti} + \frac{z}{R_{zi}}, \quad (8.16)$$

$$z = \frac{Z_{10} - Z_{1г.кн}}{2 \cdot a \cdot C_0}. \quad (8.17)$$

Результаты расчета по формулам (8.12) – (8.17) сведем в таблицу 8.4. Если $Q_{ci} < 0$ МВАр, то принимаем $Q_{ci} = 0$ МВАр, так как Q_{ci} является экономически нецелесообразной.

Таблица 8.4 – Расчёт мощности низковольтных БК

№ ТП	R_{zi} , Ом	Q_{ci} , МВАр		$Q_{кyi}$, кВАр	$Q_{кyi} + Q_{ci}$, кВАр	Тип принятой БК	$Q_{ст.вн}$, кВАр
		расч	прин				
ТП1	5,98	0,107	0,107	0	107	КРМ-0,4-105	105
ТП2	5,96	0,071	0,071	169,3	240	КРМ-0,4-240	240
ТП3	0,6	1,126	1,126	0	1126	2хКРМ-0,4-575	1150
ТП4	3,53	0,227	0,227	187,2	414	КРМ-0,4-420	420
ТП5	3,59	-0,088	0	421,3	421	КРМ-0,4-420	420
ТП6	3,52	0,186	0,186	0	186	КРМ-0,4-180	180
ТП7	1,13	0,211	0,211	190,6	402	КРМ-0,4-400	400
ТП8	0,6	0,515	0,515	1008,5	1524	2хКРМ-0,4-755	1510
ТП9	1,13	0,225	0,225	168	393	КРМ-0,4-400	400
ТП10	0,61	1,083	1,083	100,9	1184	2хКРМ-0,4-600	1200
ТП11	6	0,192	0,192	1,1	193	КРМ-0,4-200	200
ТП12	3,61	0,046	0,046	278,8	325	КРМ-0,4-325	325
Итого			3,989	2526	6515		6550

По условию баланса реактивных мощностей на СШ 10 кВ ГПП определим мощность высоковольтной БК, подключенной к СШ 10 кВ ГПП по формуле:

$$Q_0 = \frac{\sum_{i=1}^n (Q_{1i} + \Delta Q_{Ti})}{2} + \Delta Q_{ГПП} + \frac{\sum_{i=1}^n Q_{Bi}}{2} - \frac{\sum_{i=1}^n Q_{ci}}{2} - \frac{\sum_{i=1}^n Q_{сдi}}{2} - \frac{Q_{эс}}{2}. \quad (8.18)$$

Экономически целесообразная реактивная мощность, потребляемая предприятием от энергосистемы на стороне высшего напряжения ГПП, выбирается как наименьшая из:

$$Q_{рез\%} = \frac{\sum_{i=1}^n (Q_{сд.Мi} - Q_{сдi})}{0,5 \cdot Q_p} \cdot 100. \quad (8.23)$$

Подставив значения в формулу (8.25) получим:

$$Q_{рез\%} = \frac{3,1 - 0,08}{0,5 \cdot 8,518} \cdot 100 = 70,9\%.$$

Резерв реактивной мощности соответствует требуемому.

Выводы по разделу восемь

В этом разделе была решена проблема с компенсацией реактивной мощности на ГПП и ТП. Принята к установке на ГПП высоковольтная батарея конденсаторов мощностью 1125 кВАр.

					<i>13.03.02.2019.126.00.00 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		88

Согласно ПУЭ [1 п. 7.5.44] допускается подключать печные трансформаторы к сетям общего назначения без выполнения специальных расчетов качества электроэнергии при выполнении условия:

$$\frac{\sqrt{\sum_{i=1}^n S_{Ti}^2}}{S_k} \leq 0,01 \cdot D \quad (9.1)$$

где S_{Ti} – номинальная мощность печного понижающего трансформатора, ВА;
 S_k – мощность КЗ в месте присоединения установки дуговых печей к электрическим сетям общего назначения, ВА;
 D – коэффициент, учитывающий вид установки, для ДсП $D = 1$.

Подставив значения в формулу (9.1) получим:

$$\frac{\sqrt{\left(\frac{2000}{0,8} \cdot 10^3\right)^2}}{3300 \cdot 10^6} \leq 0,01 \cdot 1;$$

$$0,000758 \leq 0,01.$$

Условие выполняется, следовательно, проблем с электроснабжающей организацией проблем не возникнет.

Подставим на место S_k мощность короткого замыкания в месте подключения:

$$\frac{\sqrt{\left(\frac{2000}{0,8} \cdot 10^3\right)^2}}{172 \cdot 10^6} \leq 0,01 \cdot 1;$$

$$0,0145 \geq 0,01.$$

Условие не выполняется. Проведем требуемые расчеты по качеству электроэнергии.

Показатели качества электроэнергии точек сШ1 и сШ2 нормируются по ГОСТ Р 51317.2.4-2000, а точки сШ3 - по ГОСТ 32144-2013.

9.1 Расчет колебаний напряжения

Составим схему замещения и рассчитаем ее параметры. На рисунке 9.1 представлена схема замещения.

										Лист
										90
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2019.126.00.00 ПЗ					

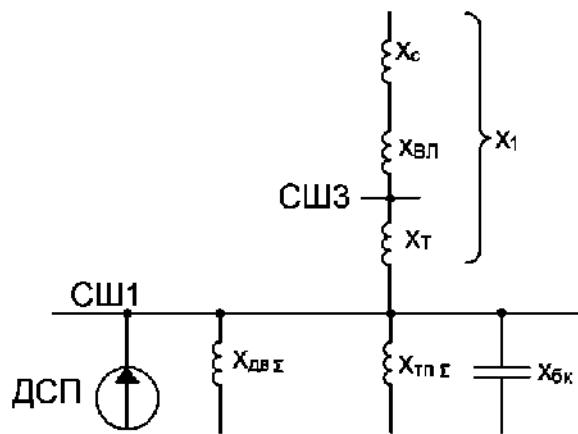


Рисунок 9.1 – схема замещения

Сопротивление системы находится по формуле:

$$x_c = \frac{U_{ст}^2}{S_c}, \quad (9.2)$$

где $U_{ст}$ – напряжение ступени, В;

S_c – мощность короткого замыкания системы, ВА.

Подставив значения в формулу (9.2) получим:

$$x_c = \frac{(10 \cdot 10^3)^2}{3300 \cdot 10^6} = 0,0303 \text{ Ом.}$$

Сопротивление воздушных линий находится по формуле:

$$x_{ВЛ} = x_{0ВЛ} \cdot L_{ВЛ} \cdot \left(\frac{U_{НН}}{U_{ВН}} \right)^2, \quad (9.3)$$

где $x_{0ВЛ}$ – удельное реактивное сопротивление воздушной линии, Ом/км;

$L_{ВЛ}$ – длина воздушной линии, км;

$U_{НН}$ – напряжение на низкой стороне трансформатора, кВ;

$U_{ВН}$ – напряжение на высокой стороне трансформатора, кВ;

Подставив значения в формулу (9.3) получим:

$$x_{ВЛ} = 0,444 \cdot 16 \cdot \left(\frac{10}{110} \right)^2 = 0,0587 \text{ Ом.}$$

Сопротивление трансформатора ГПП определяется по формуле:

$$x_t = \frac{U_{к\%}}{100} \cdot \frac{U_{ст}^2}{S_{т.н}} \quad (9.4)$$

где $U_{к\%}$ – напряжение короткого замыкания, %;

$S_{т.н}$ – номинальная мощность трансформатора, ВА.

$U_{ст}$ – напряжение ступени, В.

Подставив значения в формулу (9.4) получим:

										Лист
										91
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2019.126.00.00 ПЗ					

$$x_{\tau} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{(10 \cdot 10^3)^2}{16 \cdot 10^6} = 0,656 \text{ Ом.}$$

Индуктивное сопротивление суммарно всех двигателей определяется по формуле:

$$x_{\text{дв}\Sigma} = \frac{U_{\text{ст}}^2}{Q_{\text{дв}\Sigma}}, \quad (9.5)$$

где $Q_{\text{дв}\Sigma}$ – суммарная реактивная мощность двигателей, подключенных к данной секции шин.

Подставив значения в формулу (9.5) получим:

$$x_{\text{дв}\Sigma} = \frac{(10 \cdot 10^3)^2}{\frac{(1249,9 + 1028,2) \cdot 10^3}{2}} = 87,8 \text{ Ом.}$$

Индуктивное сопротивление суммарно всех ТП определяется по формуле:

$$x_{\text{тп}\Sigma} = \frac{U_{\text{ст}}^2}{Q_{\text{тп}\Sigma}}, \quad (9.6)$$

где $Q_{\text{тп}\Sigma}$ – суммарная реактивная мощность ТП, подключенных к данной секции шин.

Подставив значения в формулу (9.6) получим:

$$x_{\text{тп}\Sigma} = \frac{(10 \cdot 10^3)^2}{\frac{7279 \cdot 10^3}{2}} = 27,5 \text{ Ом.}$$

Емкостное сопротивление БК определяется по формуле:

$$x_{\text{бк}} = -\frac{U_{\text{ст}}^2}{Q_{\text{бк}}}, \quad (9.7)$$

где $Q_{\text{бк}}$ – реактивная мощность БК, подключенных к данной секции шин.

Подставив значения в формулу (9.7) получим:

$$x_{\text{бк}} = -\frac{(10 \cdot 10^3)^2}{1125 \cdot 10^3} = -88,9 \text{ Ом.}$$

Колебание напряжения для одиночной установки с резкопеременной нагрузкой на СШ1 определяется по формуле:

$$\delta U_{\text{т.сш1}} = \frac{1,25 \cdot S_{\text{дсп}}}{S_k} \cdot 100\% = \frac{1,25 \cdot P_{\text{дсп}}}{S_k \cdot \cos \varphi} \cdot 100\% \quad (9.8)$$

где $S_{\text{дсп}}$ – полная мощность трансформатора ДСП, ВА;

$P_{\text{дсп}}$ – активная мощность трансформатора ДСП, Вт;

										Лист
										92
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2019.126.00.00 ПЗ					

S_k – мощность КЗ в месте подключения трансформатора ДСП, ВА.
Подставив значения в формулу (9.8) получим:

$$\delta U_{t.сш1} = \frac{1,25 \cdot 2000 \cdot 10^3}{172 \cdot 10^6 \cdot 0,8} \cdot 100\% = 1,82 \%$$

Согласно ГОСТ Р 51317.2.4-2000 в точке СШ1 допускаются колебания напряжения до 1% Показатели не соответствуют нормам.

Мероприятия по улучшению качества рассмотрены в пункте 9.5

Сложим последовательные сопротивления:

$$x_1 = x_c + x_{вл} + x_T. \quad (9.9)$$

Подставив значения в формулу (9.9) получим:

$$x_1 = 0,0303 + 0,0587 + 0,656 = 0,745 \text{ Ом}$$

Колебание напряжения в точке СШ3 определяется по формуле:

$$\delta U_{t.сш3} = \frac{(x_1 - x_T) \cdot \delta U_{t.сш1}}{x_1}. \quad (9.10)$$

Подставив значения в формулу (9.10) получим:

$$\delta U_{t.сш3} = \frac{(0,675 - 0,656) \cdot 1,82}{0,675} = 0,217\%$$

Перейдем от колебания напряжения к длительной дозе фликера по формуле:

$$P_{lt} = \frac{\delta U_{t.сш3}}{\delta U_{доп}}, \quad (9.11)$$

где $\delta U_{доп}$ – допустимое значение колебания напряжения. согласно ГОСТ 13109-97 для ДСП $\delta U_{доп} = 1\%$.

Подставив значения в формулу (9.11) получим:

$$P_{st} = \frac{0,217}{1} = 0,217.$$

Согласно ГОСТ 32144-2013 допустимое значение длительной дозы фликера равняется $P_{lt} = 1$. Показатели соответствуют нормам.

9.2 Несинусоидальность напряжения

Показателями качества электроэнергии являются: коэффициент n -ой гармонической составляющей и суммарный коэффициент гармонической составляющей напряжения.

Рассчитаем их.

На рисунке 9.4 представлена схема замещения.

									Лист
									93
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2019.126.00.00 ПЗ				

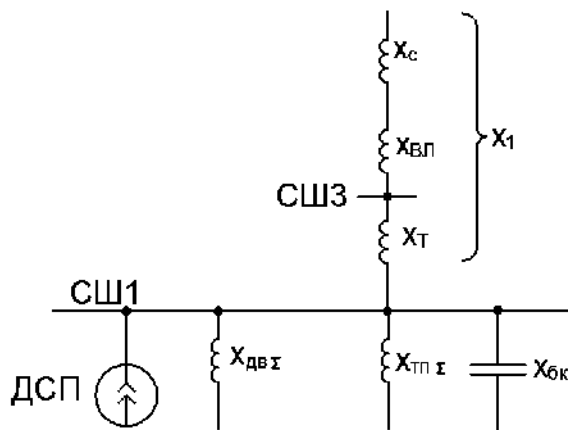


Рисунок 9.4 – схема замещения

Проведя преобразование аналогично предыдущему пункту получим схему (рисунок 9.5):

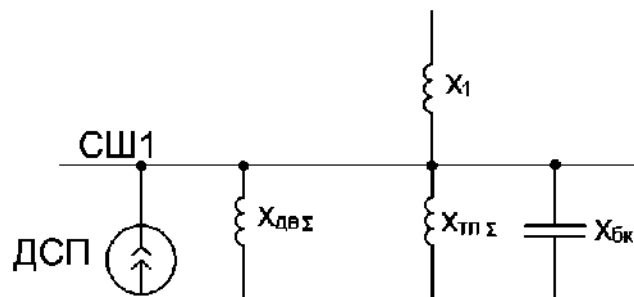


Рисунок 9.5 – Преобразованная схема

Дальнейшее преобразование проведем по формуле:

$$x_{э.СШ1} = \frac{1}{\frac{1}{x_{дв\Sigma}} + \frac{1}{x_{тп\Sigma}} + \frac{1}{x_{бк}} + \frac{1}{x_1}} \quad (9.12)$$

Получаем преобразованную схему (рисунок 9.6).

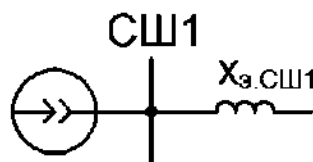


Рисунок 9.6 – Преобразованная схема

Результаты расчетов преобразований схемы сведем в таблицу 9.1.

При подключении одной печи к секции СШ1 ток ее гармоники определяется по формуле:

$$I_{(n)}.дсп = \frac{1,25 \cdot I_{п.т.н}}{n^2}, \quad (9.13)$$

где $I_{п.т.н}$ – номинальный ток печного трансформатора, А
 n – номер гармоники.

Далее определим напряжение гармоники на СШ1 по формуле:

$$U_{(n).СШ1} = I_{(n).ДСП} \cdot x_{э.СШ1}. \quad (9.14)$$

Напряжение в точке СШ3 определяется по формуле:

$$U_{(n).СШ3} = \frac{(x_1 - x_T) \cdot U_{(n).СШ1}}{x_1}. \quad (9.15)$$

Коэффициент гармонической составляющей определяется по формуле:

$$K_{U_{(n)}} = \frac{U_{(n)}}{U_{СШ1.фазн}} \cdot 100\% \quad (9.16)$$

Суммарный коэффициент гармонической составляющей определяется по формуле:

$$K_{U_{(n)}} = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{25} U_{(n)}^2}}{U_{СШ1.фазн}} \cdot 100\% \quad (9.17)$$

Результаты расчетов показателей качества электроэнергии представлены в таблице 9.2 и таблице 9.3.

Таблица 9.1 – Результаты расчетов приведения схемы

п	x_c , Ом	$x_{вл}$, Ом	x_t , Ом	$x_{дв\Sigma}$, Ом	$x_{тп\Sigma}$, Ом	$x_{бк}$, Ом	x_1 , Ом	$x_{э.сшп}$, Ом
1	0,0303	0,0587	0,656	87,8	27,5	-88,89	0,745	0,726
2	0,0606	0,1174	1,313	175,6	55	-44,44	1,491	1,487
3	0,0909	0,1761	1,969	263,4	82,4	-29,63	2,236	2,329
4	0,1212	0,2348	2,625	351,2	109,9	-22,22	2,981	3,307
5	0,1515	0,2936	3,281	439	137,4	-17,78	3,726	4,511
6	0,1818	0,3523	3,938	526,8	164,9	-14,81	4,472	6,094
7	0,2121	0,411	4,594	614,5	192,3	-12,70	5,217	8,35
8	0,2424	0,4697	5,25	702,3	219,8	-11,11	5,962	11,948
9	0,2727	0,5284	5,906	790,1	247,3	-9,88	6,707	18,815
10	0,303	0,5871	6,563	877,9	274,8	-8,89	7,453	37,794
11	0,3333	0,6458	7,219	965,7	302,2	-8,08	8,198	388,112
12	0,3636	0,7045	7,875	1053,5	329,7	-7,41	8,943	-52,082
13	0,3939	0,7632	8,531	1141,3	357,2	-6,84	9,688	-25,408
14	0,4242	0,822	9,188	1229,1	384,7	-6,35	10,434	-17,169
15	0,4545	0,8807	9,844	1316,9	412,1	-5,93	11,179	-13,139
16	0,4848	0,9394	10,5	1404,7	439,6	-5,56	11,924	-10,735
17	0,5152	0,9981	11,156	1492,5	467,1	-5,23	12,669	-9,132
18	0,5455	1,0568	11,813	1580,3	494,6	-4,94	13,415	-7,981
19	0,5758	1,1155	12,469	1668,1	522	-4,68	14,16	-7,112
20	0,6061	1,1742	13,125	1755,8	549,5	-4,44	14,905	-6,43
21	0,6364	1,2329	13,781	1843,6	577	-4,23	15,651	-5,88
22	0,6667	1,2916	14,438	1931,4	604,5	-4,04	16,396	-5,425
23	0,697	1,3503	15,094	2019,2	632	-3,86	17,141	-5,042
24	0,7273	1,4091	15,75	2107	659,4	-3,70	17,886	-4,715
25	0,7576	1,4678	16,406	2194,8	686,9	-3,56	18,632	-4,431

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2019.126.00.00 ПЗ

Лист

96

Таблица 9.2 – Результаты расчетов коэффициентов гармонических составляющих

n	I_n, A	$U_{(n)СШ1}, B$	$K_{U(n)СШ1}, \%$	$K_{U(n)доп}, \%$	$U_{(n)СШ3}, B$	$K_{U(n)СШ3}, \%$	$K_{U(n)доп}, \%$
1	180,422	130,90	-	-	15,634	-	-
2	20,047	29,82	0,5165	1,5	3,562	0,06169	0,5
3	20,047	46,68	0,8085	3	5,576	0,09657	1,5
4	7,217	23,87	0,4134	0,7	2,850	0,04937	0,3
5	7,217	32,56	0,5639	4	3,889	0,06735	1,5
6	3,682	22,44	0,3886	0,3	2,680	0,04642	0,2
7	3,682	30,74	0,5325	3	3,672	0,06360	1
8	2,227	26,61	0,4609	0,3	3,179	0,05505	0,2
9	2,227	41,91	0,7259	1	5,006	0,08670	0,4
10	1,491	56,35	0,9761	0,3	6,731	0,11658	0,2
11	1,491	578,71	10,0236	2	69,121	1,19721	1
12	1,068	-55,60	0,9630	0,2	-6,641	0,11503	0,2
13	1,068	-27,12	0,4698	2	-3,240	0,05611	0,7
14	0,802	-13,77	0,2385	0,2	-1,644	0,02848	0,2
15	0,802	-10,54	0,1825	0,3	-1,258	0,02180	0,2
16	0,624	-6,70	0,1161	0,2	-0,800	0,01386	0,2
17	0,624	-5,70	0,0987	1,5	-0,681	0,01179	0,5
18	0,500	-3,99	0,0691	0,2	-0,476	0,00825	0,2
19	0,500	-3,55	0,0616	1	-0,425	0,00735	0,4
20	0,409	-2,63	0,0456	0,2	-0,314	0,00544	0,2
21	0,409	-2,41	0,0417	0,2	-0,287	0,00498	0,2
22	0,341	-1,85	0,0320	0,2	-0,221	0,00383	0,2
23	0,341	-1,72	0,0298	1	-0,205	0,00356	0,4
24	0,289	-1,36	0,0236	0,2	-0,163	0,00282	0,2
25	0,289	-1,28	0,0222	1	-0,153	0,00265	0,4

Таблица 9.3 – Результаты расчетов суммарного коэффициента гармонических составляющих

	$K_{УСШ1}, \%$	$K_{УСШ3}, \%$
Расчет	10,26	1,23
Норматив	5	2

Как видно из таблицы 9.3 суммарный коэффициент в точке СШ1 не соответствует стандарту.

Как видно из таблицы 9.2 показатели по 6, 8, 10, 11, 12, 14-ой гармонике в точке СШ1 и по 11-ой гармонике в точке СШ3 не удовлетворяют требуемым стандартам.

										Лист
										97
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2019.126.00.00 ПЗ					

Мероприятия по улучшению качества рассмотрены в пункте 9.5

9.3 Несимметрия напряжения

Причиной несимметрией токов и напряжений являются ДСП. Несимметрию разделяют на статическую и динамическую.

Разность сопротивлений токопровода и контактных соединений обуславливает статическую несимметрию.

Неодинаковость условий зажигания дуг под различными электродами, рассогласование моментов эксплуатационных КЗ и т.д. вызывают динамическую несимметрию.

Коэффициент несимметрии по напряжению обратной последовательности определяется:

$$k_{2U} = \frac{U_2}{U_{\text{НОМ}}} \cdot 100\%, \quad (9.18)$$

где U_2 – напряжение обратной последовательности, В.

Напряжение обратной последовательности определяется по формуле:

$$U_2 = I_2 \cdot x_{\text{кз}}, \quad (9.19)$$

где I_2 – ток обратной последовательности, А;

$x_{\text{кз}}$ – сопротивление короткого замыкания в точке подключения ДСП.

Значение $x_{\text{кз}}$ было определено ранее в расчетах токов короткого замыкания (п. 6) $x_{\text{кз}}' = 7,4$. Переведем это значение из относительных единиц в именованные:

$$x_{\text{кз}} = x_{\text{кз}}' \cdot \frac{U_6^2}{S_6} \quad (9.20)$$

Подставив значения в формулу (9.20) получим:

$$x_{\text{кз}} = 7,4 \cdot \frac{(10,5 \cdot 10^3)^2}{1000 \cdot 10^6} = 0,816 \text{ Ом.}$$

Ток обратной последовательности определяется по формуле:

$$I_2 = \frac{P_{\text{п}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot \cos \varphi'}, \quad (9.21)$$

где $P_{\text{п}}$ – пульсирующая мощность, Вт.

Пульсирующая мощность определяется по формуле:

									Лист
									98
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2019.126.00.00 ПЗ				

$$S_{\text{п}} = \frac{P_{\text{ном}} \cdot K_{\text{п}}}{\cos \varphi \cdot \eta}, \quad (9.26)$$

где $P_{\text{ном}}$ – номинальная мощность СД, Вт;
 $K_{\text{п}}$ – кратность пускового тока;
 η – КПД СД.

Подставив значения в формулу (9.26) получим:

$$S_{\text{п}} = \frac{630 \cdot 10^3 \cdot 5}{0,85 \cdot 0,9} = 4,12 \text{ МВА.}$$

Подставив значения в формулу (9.25) получим:

$$x_{\text{д}} = \frac{1000 \cdot 10^6 \cdot (10 \cdot 10^3)^2}{4,12 \cdot 10^6 \cdot (10 \cdot 10^3)^2} = 243.$$

К шинам подключена другая нагрузка, участвующая в пуске, кроме СД, эту нагрузку будем понимать под условным понятием «пусковой нагрузки»

$$S_{\text{п.н.}} = \sqrt{P_{\text{н}}^2 + Q_{\text{н}}^2}, \quad (9.27)$$

где $P_{\text{н}}$ – активная нагрузка других электроприемников, кВт;
 $Q_{\text{н}}$ – реактивная нагрузка других электроприемников, кВАр.

Подставив значения в формулу (9.27) получим:

$$S_{\text{п.н.}} = \sqrt{7642^2 + 4690^2} = 8966 \text{ кВА.}$$

Суммарная эквивалентная пусковая нагрузка узла находится по формуле:

$$S_{\text{п.э.}} = \sqrt{(P_{\text{н}})^2 + (S_{\text{п}} + Q_{\text{н}})^2}. \quad (9.28)$$

Подставив значения в формулу (9.28) получим:

$$S_{\text{п.э.}} = \sqrt{(7642)^2 + (4120 + 4690)^2} = 11663 \text{ кВА}$$

Тогда эквивалентное сопротивление узла определяется:

$$x_{\text{д.э.}} = \frac{S_{\text{б}} \cdot U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{п.э.}} \cdot U_{\text{б}}^2}. \quad (9.29)$$

Подставив значения в формулу (9.29) получим:

$$x_{\text{д.э.}} = \frac{1000 \cdot 10^6 \cdot (10 \cdot 10^3)^2}{11,7 \cdot 10^6 \cdot (10 \cdot 10^3)^2} = 85,5.$$

Остаточное напряжение на сборных шинах ГПП, к которым подключены СД определяется по формуле:

$$U_{\text{д}} = U_{\text{с}} \cdot \frac{x_{\text{д.э.}}}{x_{\text{с}} + x_{\text{д.э.}}}, \quad (9.30)$$

где x_c – суммарное сопротивление питающей сети до СШ, к которым подключен СД.

Значение x_c было определено ранее в расчетах токов короткого замыкания (п. Н) $x_c = 7,4$.

Подставив значения в формулу (9.30) получим:

$$U_d = 10 \cdot \frac{85,5}{7,4 + 85,5} = 9,2 \text{ кВ.}$$

Провал напряжения определяется по формуле:

$$\Delta U_{\%} = \frac{U_c - U_d}{U_c} \cdot 100\%. \quad (9.31)$$

Подставив значения в формулу (9.31) получим:

$$\Delta U_{\%} = \frac{10 - 9,2}{10} \cdot 100\% = 8 \%$$

Согласно ГОСТ Р 51317.2.4-2000 допустимое значение параметра находится в диапазоне 10-100% в зависимости от различных факторов. Показатели соответствуют нормам.

9.5 Мероприятия по улучшению качества электроэнергии

9.5.1 Колебания напряжения

Подключим к сборным шинам быстродействующий статический компенсатор реактивной мощности СТАТКОМ. Расчитаем его параметры.

Реактивная мощность реактора определяется по формуле:

$$Q_p = S_{п.т} \cdot \sqrt{N} - \frac{dU_{t,доп} \cdot S_{кз}}{100}, \quad (9.32)$$

где $S_{п.т}$ – полная мощность печного трансформатора, ВА;

N – число ДСП, подключенных к СШ1, $N = 1$;

$dU_{t,доп}$ – допустимое значение колебания напряжения, $dU_{t,доп} = 1\%$;

$S_{кз}$ – мощность КЗ в точке подключения, ВА.

Подставив значения в формулу (9.32) получим:

$$Q_p = \frac{2000 \cdot 10^3}{0,8} \cdot \sqrt{1} - \frac{1 \cdot 172 \cdot 10^6}{100} = 780 \text{ кВАр}$$

9.5.2 Несинусоидальность напряжения

Подключим к сборным шинам и расчитаем параметры пассивных фильтров.

Выбор начинается с батарей конденсаторов.

Коэффициент повышения напряжения основной частоты на батарее за счет последовательно включенного реактора определяется:

					<i>13.03.02.2019.126.00.00 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		101

$$\alpha = \frac{v^2}{v^2 - 1} \quad (9.33)$$

где v – номер гармоники.

Напряжение основной частоты на батарее фильтра определяется по формуле:

$$U_{1c} = \frac{\alpha \cdot U_{ш}}{\sqrt{3}}, \quad (9.34)$$

где $U_{ш}$ – наибольшее рабочее линейное напряжение на шинах секции, кВ.

Выбирается номинальное напряжение батареи фильтра из условия:

$$U_{1c} \leq U_{ном.бк} \leq U_{макс.бк} = 1,3 \cdot U_{1c}. \quad (9.35)$$

Проверяется коэффициент загрузки батареи по напряжению основной частоты из условия:

$$0,77 \leq C_{U1} = \frac{U_{1c}}{U_{ном.бк}} < 1. \quad (9.36)$$

Проверяется коэффициент загрузки батареи по полному току из условия:

$$C_i = \frac{1}{C_{U1}} < C_{идоп} = 1,3. \quad (9.37)$$

Проверяется коэффициент загрузки батареи по току гармоники из условия:

$$C_{iv} = \sqrt{C_i^2 - C_{U1}^2} \leq C_{ивдоп} = \sqrt{C_{идоп}^2 - C_{U1}^2} \quad (9.38)$$

Выбирается мощность батареи фильтра $Q_{ном.ф}$ наибольшая из двух:

– мощность батареи по условию эффективности поглощения тока гармоники:

$$Q_{бк} = K_p \cdot S_{k.max}; \quad (9.39)$$

где K_p – коэффициент, который $K_p \geq 0,45 \cdot 10^{-2}$ для $v = 5$, $K_p \geq 0,25 \cdot 10^{-2}$ для $v = 7$; $K_p \geq 0,1 \cdot 10^{-2}$ для $v = 11,13$

– мощность батареи по условию исключения недопустимой перегрузки:

$$Q_{бк} = \frac{3 \cdot U_{ном.бк} \cdot K_{iv} \cdot I_v}{C_{iv}}, \quad (9.40)$$

где K_{iv} – коэффициент, учитывающий неточную настройку фильтра в резонанс, примем $K_{iv} = 1,3$;

					13.03.02.2019.126.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		102

I_v – ток гармоники, А.

Номинальный ток батареи фильтра равен:

$$I_{\text{ном.ф}} = \frac{Q_{\text{ном.ф}}}{3 \cdot U_{\text{ном.бк}}} \quad (9.41)$$

Компенсирующая способность фильтра определяется:

$$Q_{1\phi} = Q_{\text{ном.ф}} \cdot C_{U1}^2 \quad (9.42)$$

Суммарная компенсирующая мощность всех фильтров данной секции определяется по формуле:

$$Q_{1\phi\Sigma} = \sum_1^n Q_{1\phi i} \quad (9.43)$$

Характеристическое сопротивление фильтра определяется:

$$\rho = \frac{3 \cdot U_{\text{ном.бк}}^2}{Q_{\text{ном.ф}} \cdot \nu} \cdot 10^3 \quad (9.44)$$

Максимальное напряжение резонансной частоты на элементах фильтра определяется:

$$U_{vc.max} = U_{vc.p} = I_{\text{ном.ф}} \cdot C_{iv\text{доп}} \cdot \rho \cdot 10^{-3} \quad (9.45)$$

Максимальное полное напряжение на батарее фильтра определяется по формуле:

$$U_{c.max} = \sqrt{U_{1c}^2 + U_{vc.max}^2} \quad (9.46)$$

Фактический коэффициент загрузки батареи по току гармоники определяется:

$$C_{iv\phi} = \frac{I_v \cdot K_{iv}}{I_{\text{ном.ф}}} \quad (9.47)$$

Выбор батареи конденсатор завершается проверкой номинального напряжения по условию:

					<i>13.03.02.2019.126.00.00 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		103

$$U_{c.max} \leq U_{ном.бк}. \quad (9.48)$$

Далее проведем выбор параметров реактора фильтра.

Реактивное сопротивление реактора на основной частоте определяется:

$$X_{1p} = \frac{\rho}{\nu}. \quad (9.49)$$

Номинальный ток реактора фильтра $I_{ном.р}$ выбирается из условия:

$$I_{ном.р} \geq I_{доп.р} = C_{идоп} \cdot I_{ном.ф}. \quad (9.50)$$

Напряжение основной частоты на реакторе фильтра определяется по выражению:

$$U_{1p} = \frac{1}{\nu^2 - 1} \cdot \frac{U_{ш}}{\sqrt{3}}. \quad (9.51)$$

Максимальное полное напряжение на реакторе фильтра определяется:

$$U_{p.max} = \sqrt{U_{1p}^2 + U_{vc.max}^2}. \quad (9.52)$$

Завершается выбором номинального напряжения реактора фильтра $U_{ном.р}$ по условию:

$$U_{ном.р} \geq U_{p.max}. \quad (9.53)$$

Определим эффективность фильтра.

Примем добротность фильтра $q_{vном}$ из условия:

$$q_{vном} = q_v \geq \frac{C_{ivф} \cdot m \cdot 100}{\sqrt{(U_{vдоп} \cdot \nu)^2 - (C_{ivф} \cdot m \cdot a^2 \cdot 100)^2}}, \quad (9.54)$$

где a – коэффициент, равный 0,015;

$U_{vдоп}$ – допустимое значение гармоника, %;

m – коэффициент, определяемый по формуле:

$$m = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{ном.бк}}{U_{ш}}. \quad (9.55)$$

										Лист
										104
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2019.126.00.00 ПЗ					

Остаточное линейное напряжение гармоники после установки фильтра определяется:

$$U_{\text{вост}} = \frac{C_{iv\phi} \cdot m \cdot 100}{v} \cdot \sqrt{\frac{1}{q_{v\text{ном}}^2} + a^2} \quad (9.56)$$

Коэффициент эффективности фильтра определяется по формуле:

$$K_{\text{эв}} = \frac{U_{\text{вост}}}{U_v} \leq 1. \quad (9.57)$$

где U_v – расчетное значение гармоники, %.

Фильтры ставятся по очередно начиная со второй гармоники.

Так как фильтр обладает компенсирующей способностью $Q_{1\phi\Sigma}$, то целесообразно использовать это свойство и делать перерасчет требуемой мощности БСК:

$$Q_0 = Q_0' - Q_{1\phi\Sigma}, \quad (9.58)$$

где Q_0' – требуемая мощность БСК по расчетам компенсации реактивной мощности, $Q_0' = 1068$ кВАр.

Если $Q_0 \leq 0$, то установка БСК не требуется. Фильтры будут выполнять компенсацию реактивной мощности.

Далее проводим снова расчет показателей качества электроэнергии после установки каждого фильтра.

В схему замещения фильтр вводится как показано на рисунке 9.7. Преобразования схемы проводим аналогично п. 9.1 и 9.2.

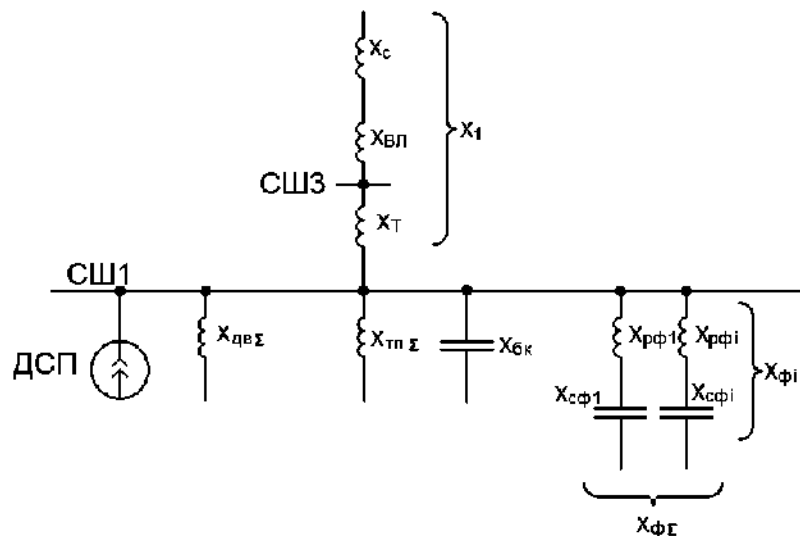


Рисунок 9.7 – Схема замещения с фильтрами

Сопротивление реактора фильтра $x_{p\phi i}$ определяется:

$$x_{p\phi i} = X_{1p_i} \cdot \left(\frac{U_{ст}}{U_{ном.бк_i}} \right)^2 \quad (9.59)$$

Сопротивление конденсатора фильтра $x_{с\phi i}$ определяется:

$$x_{с\phi i} = - \frac{3 \cdot U_{ст}^2}{Q_{ном.\phi i}}, \quad (9.60)$$

где $Q_{ном.\phi i}$ – мощность конденсаторов, полученная в ходе расчетов фильтров. сопротивление одного фильтра определяется по формуле:

$$x_{\phi i} = x_{p\phi i} + x_{с\phi i}. \quad (9.61)$$

Сопротивление группы фильтров определяется по формуле:

$$x_{\phi\Sigma} = \frac{1}{\sum \frac{1}{x_{\phi i}}}. \quad (9.62)$$

Эквивалентное сопротивление определяется по формуле:

$$x_{э.сш1} = \frac{1}{\frac{1}{x_{дв\Sigma}} + \frac{1}{x_{тп\Sigma}} + \frac{1}{x_{бк}} + \frac{1}{x_1} + \frac{1}{x_{\phi\Sigma}}}. \quad (9.63)$$

Результаты расчетов фильтров будем сводить в таблицу 9.4

Результаты расчетов преобразования схемы после установки первого фильтра представлены в таблице 9.5. Результаты расчетов показателей качества электроэнергии после установки первого фильтра представлены в таблице 9.6 и 9.7.

					<i>13.03.02.2019.126.00.00 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		106

Таблица 9.4 – Расчет фильтров

ν	2	3
$U_{ш}, \text{кВ}$	10	10
K_{iv}	1,3	1,3
$U_{вдоп}, \%$	1,5	3
$U_{\nu}, \%$	0,516	0,795
$C_{идоп}$	1,3	1,3
α	1,33	1,125
$U_{1с}, \text{кВ}$	7,70	6,50
$U_{макс.бк}, \text{кВ}$	10,0	8,44
$U_{ном.бк}, \text{кВ}$	8,8	6,9
C_{u1}	0,875	0,941
C_i	1,14	1,06
C_{iv}	0,736	0,492
$C_{ivдоп}$	0,962	0,897
$Q_{бк}, \text{кВАр}$	946	860
$Q_{бк}, \text{кВАр}$	935	1096
$Q_{ном.ф}, \text{кВАр}$	946	1096
$I_{ном.ф}, \text{А}$	35,8	52,9
$Q_{1ф}, \text{кВАр}$	724	971
$Q_{1ф\Sigma}, \text{кВАр}$	724	1695
$Q_0, \text{кВАр}$	344	-627
ρ	123	43
$U_{вс.мах}=U_{вр}, \text{кВ}$	4,23	2,06
$U_{смах}, \text{кВ}$	8,78	6,81
$C_{ivфакт}$	0,727	0,492
$X_{1р}, \text{Ом}$	61,4	14,5
$I_{доп.р}, \text{А}$	46,6	68,8
$I_{ном.р}, \text{А}$	50	70
$U_{1р}, \text{кВ}$	1,92	0,722
$U_{рмах}, \text{кВ}$	4,65	2,18
$U_{ном.р}, \text{кВ}$	5	2,5
a	0,015	0,015
m	1,524	1,195
q_{ν}	37,0	6,538
$q_{вном}$	40	7
$U_{вост}$	1,62	2,817
K_{ν}	3,13	3,6

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2019.126.00.00 ПЗ

Лист

107

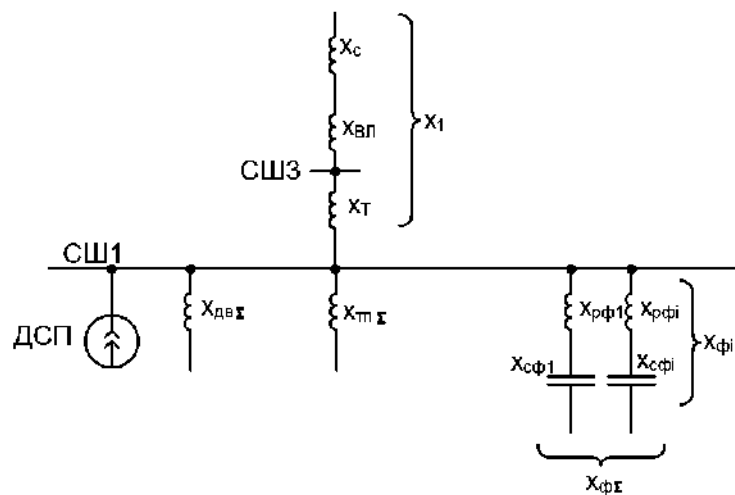


Рисунок 9.8 – Схема замещения

А эквивалентное сопротивление будет определяться по формуле:

$$x_{э.СШ1} = \frac{1}{\frac{1}{x_{дв\Sigma}} + \frac{1}{x_{тп\Sigma}} + \frac{1}{x_1} + \frac{1}{x_{ф\Sigma}}}. \quad (9.64)$$

Результаты расчетов преобразования схемы после установки второго фильтра представлены в таблице 9.8. Результаты расчетов показателей качества электроэнергии после установки второго фильтра представлены в таблице 9.9 и 9.10.

Таблица 9.10 – Результаты расчетов коэффициентов гармонических составляющих

n	I_n, A	$K_{U(n)СШ1}, \%$	$K_{U(n)доп}, \%$	$K_{U(n)СШ3}, \%$	$K_{U(n)доп}, \%$
1	180,422	-	-	-	-
2	20,047	0,000	1,5	0,00000	0,5
3	20,047	0,000	3	0,00000	1,5
4	7,217	0,337	0,7	0,04031	0,3
5	7,217	0,429	4	0,05127	1,5
6	3,682	0,264	0,3	0,03157	0,2
7	3,682	0,309	3	0,03694	1
8	2,227	0,214	0,3	0,02558	0,2
9	2,227	0,241	1	0,02880	0,4
10	1,491	0,179	0,3	0,02144	0,2
11	1,491	0,198	2	0,02359	1
12	1,068	0,154	0,2	0,01844	0,2
13	1,068	0,167	2	0,01998	0,7
14	0,802	0,135	0,2	0,01616	0,2
15	0,802	0,145	0,3	0,01732	0,2
16	0,624	0,120	0,2	0,01439	0,2
17	0,624	0,128	1,5	0,01529	0,5
18	0,500	0,108	0,2	0,01296	0,2
19	0,500	0,115	1	0,01368	0,4
20	0,409	0,099	0,2	0,01179	0,2
21	0,409	0,104	0,2	0,01238	0,2
22	0,341	0,091	0,2	0,01081	0,2
23	0,341	0,095	1	0,01130	0,4
24	0,289	0,084	0,2	0,00998	0,2
25	0,289	0,087	1	0,01040	0,4

Как видно из таблицы 9.10 показатели соответствует нормативным значениям.

Выводы по разделу девять

В данном разделе был произведен расчет показателей качества электроэнергии, на которые оказывают влияние электроприемники. Были проведены мероприятия по приведению показателей к требуемым значениям: установка быстродействующего статического компенсатора реактивной мощности СТАТКОМ и силовых резонансных фильтров.

10 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРА ТМГ-250-6/0,4 СО СТОРОНЫ ВЫСШЕГО И НИЗШЕГО НАПРЯЖЕНИЯ

10.1 Организация защиты

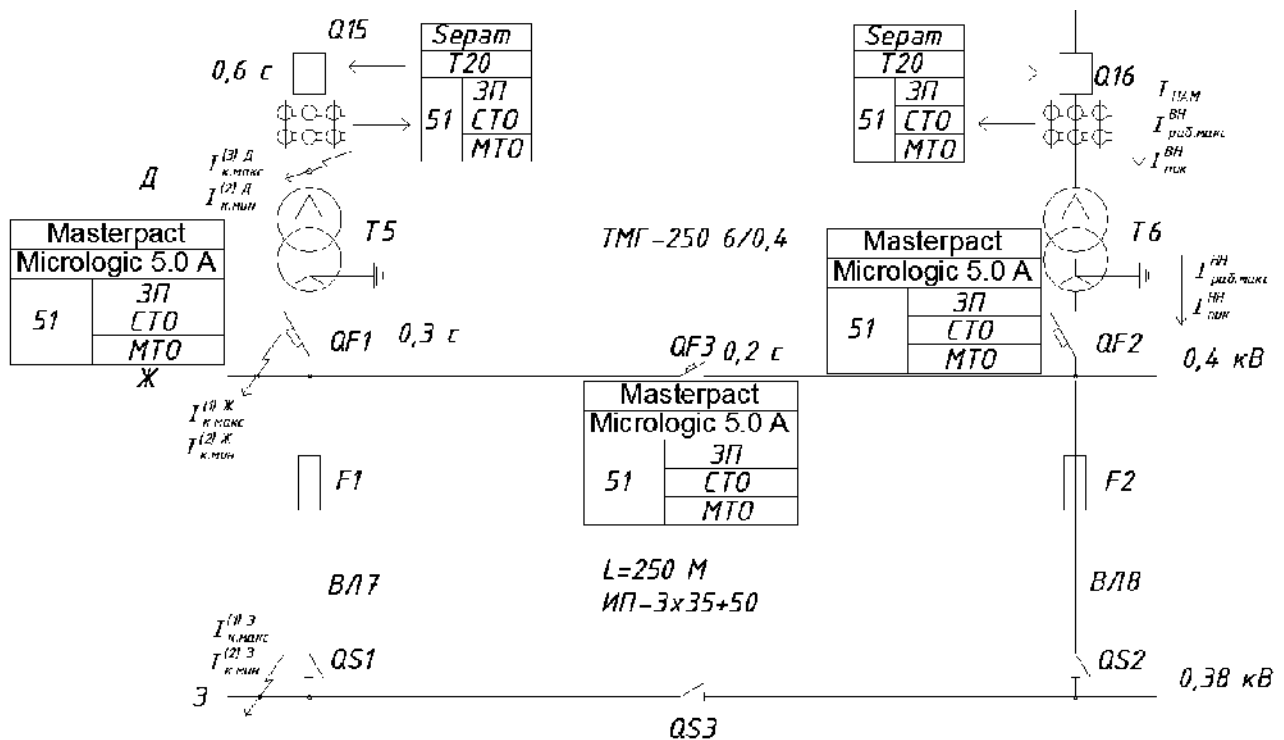


Рисунок 10.1 – Организация релейной защиты

Для трансформаторов должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от следующих видов повреждений и ненормальных режимов работы [1]:

- многофазных замыканий в обмотках и на их выводах;
- однофазных замыканий на землю в обмотке и на выводах в сетях с глухозаземленной нейтралью;
- витковых замыканий в обмотках;
- токов в обмотках, обусловленных внешними КЗ;
- токов в обмотках, обусловленных перегрузкой;
- понижения уровня масла.

На рисунке 10.1 показана организация релейной защиты трансформаторной подстанции со стороны высшего и низшего.

Здесь приведена принципиальная электрическая схема силового трансформатора Т5 напряжением 6/0,4 кВ. со стороны ВН установлены выключатель Q15, три фазных трансформатора тока ТА и устройство защиты Sepam – блок Т20. Входы блока Т20 соединены с трансформаторами тока ТА для получения информации о токах, протекающих по стороне высшего напряжения силового трансформатора Т5. Выходы блока Т20 связаны с электромагнитом отключения выключателя Q13. со стороны НН установлены вводные автоматические выключатели QF1 типа Masterpact NT06Н1.

Максимально токовая защита блока Т20 (функция 51, код ANSI), которая реализует защиту от перегрузки, селективную токовую отсечку и мгновенную

токовую отсечку, должна быть согласована с защитными время-токовыми характеристиками микропроцессорного расцепителя Micrologic 5.0 А автоматического выключателя QF1, которые приведены в таблице 10.1 и показаны на карте селективности, построенной для напряжения 0,4 кВ (рисунке 10.7).

На рисунке 10.1 показаны токи протекающие в схеме: $I_{\text{раб.макс}}^{\text{ВН}}$, $I_{\text{раб.макс}}^{\text{НН}}$ – максимальный рабочий ток на высокой и низкой стороне; $I_{\text{пик}}^{\text{ВН}}$, $I_{\text{пик}}^{\text{НН}}$ – пиковый ток на высокой и низкой стороне; $I_{\text{нам}}$ – ток намагничивания трансформатора.

В рассматриваемой схеме для расчёта релейной защиты необходимо знать следующие токи КЗ:

– на стороне ВН: в точке Д минимальный ток КЗ $I_{\text{к.мин}}^{\text{Д(2)}}$ и максимальный ток КЗ $I_{\text{к.макс}}^{\text{Д(3)}}$;

– на стороне НН: в точке Ж минимальный ток КЗ $I_{\text{к.мин}}^{\text{Ж(2)}}$ и максимальный ток КЗ $I_{\text{к.макс}}^{\text{Ж(1)}}$;

– на РПН: в точке З минимальный ток КЗ $I_{\text{к.мин}}^{\text{З(2)}}$ и максимальный ток КЗ $I_{\text{к.макс}}^{\text{З(1)}}$.

В таблице 10.1 представлены значения токов короткого замыкания.

Таблица 10.1 – Токи короткого замыкания

	Место точек короткого замыкания		
	Д	Ж	З
Максимальный ток трехфазного КЗ $I_{\text{к.макс}}^{(3)}$, КА	16,6	7,62	0,987
Минимальный ток двухфазного КЗ $I_{\text{к.мин}}^{(2)}$, КА	8,92	6,47	0,851
Ток однофазного КЗ $I_{\text{к.мин}}^{(1)}$, КА	–	7,67	1,04

10.2 Расчет защиты секционного выключателя QF3

Номинальный ток трансформатора на стороне НН:

$$I_{\text{Т.Н}}^{\text{НН}} = \frac{S_{\text{Т.ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НН}}} \quad (10.1)$$

Подставив значения в формулу (10.1) получим:

$$I_{\text{Т.Н}}^{\text{НН}} = \frac{250 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 400} = 360 \text{ А.}$$

Коэффициент нагрузки в режиме послеаварийном Кзп примем равным 1,6.

Рабочий максимальный ток вводных автоматических выключателей QF1 и QF2:

$$I_{\text{РАБ.МАКС.}QF1} = K_{\text{зп}} \cdot I_{\text{Т5.Н}}^{\text{НН}} \quad (10.2)$$

									Лист
									114
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2019.126.00.00 ПЗ				

Подставив значения в формулу (10.2) получим:

$$I_{РАБ.МАКС.QF1} = 1,6 \cdot 360 = 576 \text{ А.}$$

Коэффициент самозапуска:

$$K_{СЗП} = \frac{I_{ПИК}}{I_{раб.Макс}} = \frac{I'_{раб.макс} + I_{ПУСК}}{I_{раб.макс}}. \quad (10.3)$$

Подставив значения в формулу (10.3) получим:

$$K_{СЗП} = \frac{50 + 130}{75} = 2,4.$$

Пиковый ток вводных автоматических выключателей QF1, QF2:

$$I_{ПИК.QF1} = K_{СЗП} \cdot I_{РАБ.МАКС.QF1}. \quad (10.4)$$

Подставив значения в формулу (10.4) получим:

$$I_{ПИК.QF1} = 2,4 \cdot 576 = 1382 \text{ А.}$$

Рабочий максимальный ток секционного автоматического выключателя QF3 с учетом принятых положений в разделе 9.6.1 [47]:

$$I_{РАБ.МАКС.QF3} = 0,7 \cdot I_{РАБ.МАКС.QF1}. \quad (10.5)$$

Подставив значения в формулу (10.5) получим:

$$I_{РАБ.МАКС.QF3} = 0,7 \cdot 576 = 403 \text{ А.}$$

Пиковый ток секционного выключателя:

$$I_{ПИК.QF3} = K_{СЗП} \cdot I_{РАБ.МАКС.QF3}. \quad (10.6)$$

Подставив значения в формулу (10.6) получим:

$$I_{ПИК.QF3} = 2,4 \cdot 403 = 967 \text{ А.}$$

Номинальный ток секционного автоматического выключателя QF3 должен быть равным или больше тока, протекающему по нему рабочего максимального тока:

$$I_{QF3.H} \geq I_{РАБ.МАКС.QF3} = 403 \text{ А.} \quad (10.7)$$

По каталогу [48] выбираем выключатель Masterpact NT06N1 с номинальным током $I_n = 630 \text{ А}$, номинальной предельной отключающей способностью при напряжении сети 380 В – полный ток отключения $I_{cu} = 42 \text{ кА}$. Максимальный ток КЗ в месте установки равен $I_{к.макс} = I_{к.мин}^{(1)Ж} = 7,67 \text{ кА}$. Выключатель проходит по отключающей способности.

									Лист
									115
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2019.126.00.00 ПЗ				

Для управления секционным выключателем и защиты электрической сети выберем блок контроля и управления Micrologic 5.0 [48]. Стилизованная и каталожная защитные время-токовые характеристики блока Micrologic 5.0 приведены на рисунке 10.2. Блок контроля и управления Micrologic 5.0 осуществляет три вида токовых защит:

- защиту от перегрузки с регулируруемыми уставками тока I_r и времени t_r ;
- селективную токовую отсечку с регулируемыми уставками тока I_{sd} и времени t_{sd} ;
- мгновенную токовую отсечку с регулируемой уставкой тока I_i .

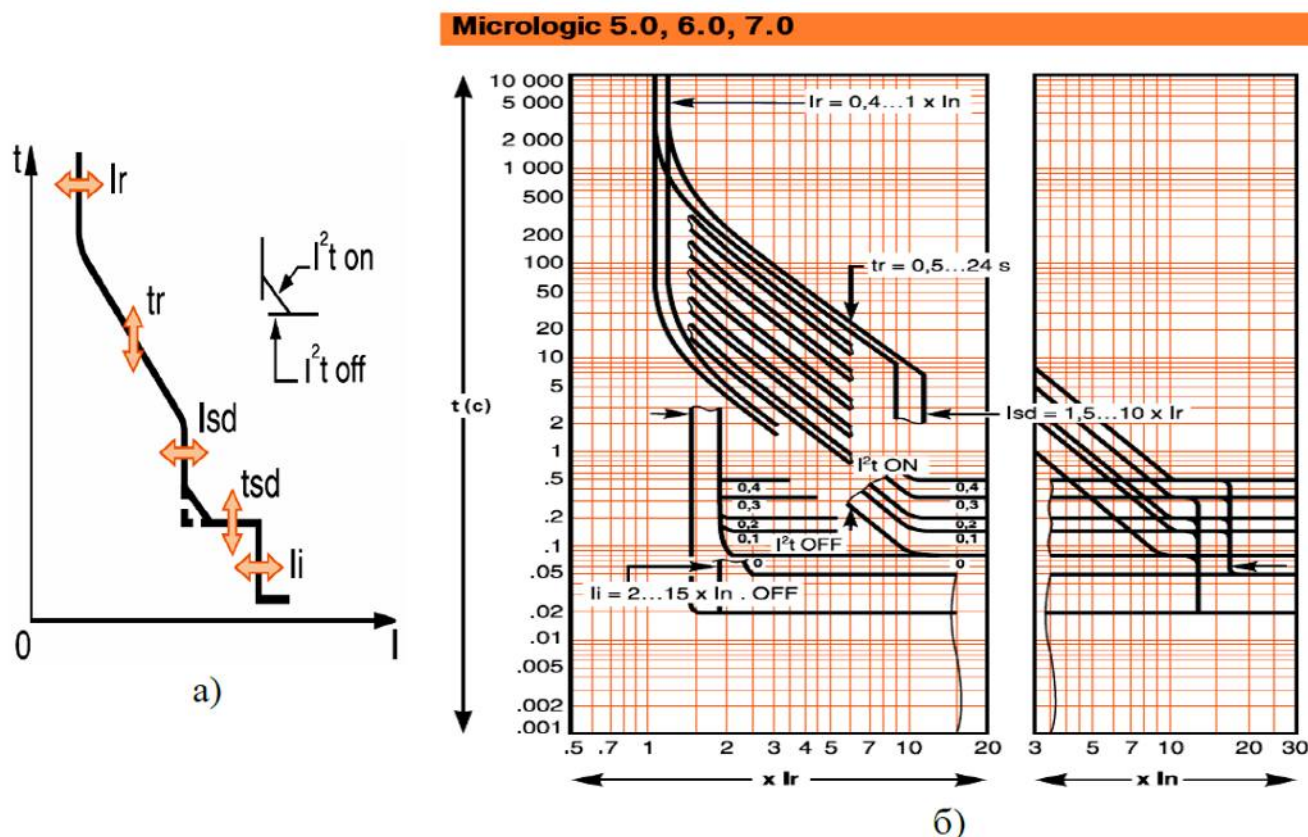


Рисунок 10.2 – Стилизованная (а) и каталожная (б) защитные время-токовые характеристики блока управления и защиты Micrologic 5.0

10.2.1 Защита от перегрузки

Уставка тока защиты от перегрузки I_r должна быть равной или больше рабочего максимального тока, протекающего через выключатель QF3

Уставка тока защиты от перегрузки:

$$I_{r.QF3} \geq I_{РАБ.МАКС.QF3} = 403 \text{ А.} \quad (10.8)$$

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

13.03.02.2019.126.00.00 ПЗ

Лист

116

по времени защиты от перегрузки выключателя QF3 равной $t_{r.QF3} = 4$ с при токе $6 \cdot I_{r.QF3} = 6 \cdot 441 = 2646$ А.

Выбранный блок Micrologic 5.0 при $t_{r.QF3} = 4$ с согласно каталогу имеет времена срабатывания защиты от перегрузки [8]:

70-100 с при токе $1,5 I_{r.QF3} = 1,5 \cdot 441 = 662$ А;

3,2-4 с при токе $6 \cdot I_{r.QF3} = 6 \cdot 441 = 2646$ А;

2,16-2,7 с при токе $7,2 \cdot I_{r.QF3} = 7,2 \cdot 441 = 3175$ А.

Эти точки будут использованы при построении ВТХ защиты от перегрузки выключателя QF3.

Коэффициент чувствительности защиты от перегрузки к минимальному току КЗ на сборных шинах РПН (примем сборные шины РПН за точку З):

$$K_{\text{ч.зп}}^{\text{З}} = \frac{I_{\text{к.мин}}}{I_{\text{нд.QF3}}} = \frac{I_{\text{к.мин}}^{(2)\text{З}}}{1,05 \cdot I_{r.QF3}} \geq K_{\text{ч.доп}} = 3. \quad (10.12)$$

Подставив значения в формулу (10.12) получим:

$$K_{\text{ч.зп}}^{\text{З}} = \frac{851}{1,05 \cdot 441} = 1,84.$$

Это говорит о недостаточной чувствительности защиты от перегрузок к удаленным КЗ.

10.2.2 селективная токовая отсечка

Уставка тока I_{sd} селективной токовой отсечки должна быть отстроена от пикового тока $I_{\text{пик.QF3}} = 967$ А, который протекает по секционному выключателю QF3. Уставка тока I_{sd} связана с уставкой по току I_r защиты от перегрузки и регулируется переключателем (рисунок 10.4) в пределах $I_{sd} = (1,5-10) \cdot I_r$. Для предварительного определения уставки тока определим отношение пикового тока $I_{\text{пик.QF3}}$ к уставке тока $I_{r.QF3}$:

$$\frac{I_{\text{пик.QF3}}}{I_{r.QF3}} = \frac{967}{441} = 2,19 \leq \frac{I_{sd.QF3}}{I_{r.QF3}}. \quad (10.13)$$

Ближайшая большая уставка будет:

$$I_{sd.QF3} = 2,5 \cdot I_{r.QF3} = 2,5 \cdot 441 = 1102 \text{ А}. \quad (10.14)$$

Этому соответствует 3-е положение переключателя уставок.

Полученная уставка селективной токовой отсечки выключателя QF3 должна быть проверена на селективность с уставкой тока селективной токовой отсечки выключателя QF5. Условием токовой селективности двух последовательно защит является выполнение соотношения [47]:

										Лист
										118
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2019.126.00.00 ПЗ					

$$\frac{I_{sd.QF3}}{I_{sd.QF4}} > K_{н.согл} = 1,3 - 1,5. \quad (10.15)$$

Подставив значения в формулу (10.15) получим:

$$\frac{1102}{228} = 4,83 > K_{н.согл} = 1,3 - 1,5.$$

Условие согласования уставок по току двух селективных токовых отсеков, установленных на автоматических выключателях разных уровней сЭс, выполняется. Принимаем окончательно уставку по току селективной токовой отсечки выключателя QF3 $I_{sd.QF3} = 1102$ А.

Точность срабатывания селективной токовой отсечки блока Micrologic 5.0 составляет $\pm 10\%$ [48] и находится в пределах $(0,9-1,1) \cdot I_{sd}$. Определим границы $\Delta I_{sd.QF3}$ зоны разброса срабатывания:

$$0,9 \cdot I_{sd.QF3} = 0,9 \cdot 1102 = 992 \text{ А}; \quad (10.16)$$

$$1,1 \cdot I_{sd.QF3} = 1,1 \cdot 1102 = 1212 \text{ А}. \quad (10.17)$$

Минимальное значение $I_{sd.QF3} = 1212$ А больше максимального значения $I_{sd.QF4} = 262$ А, т.е. наложения время-токовых характеристик защит разных уровней системы электроснабжения не будет.

Коэффициент чувствительности селективной токовой отсечки к минимальному току КЗ на сборных шинах РПН:

$$K_{ч.со}^3 = \frac{I_{к.мин}}{I_{sd.QF3}} = \frac{I_{к.мин}^{(2)3}}{I_{sd.QF3}} \geq K_{ч.доп} = 1,5. \quad (10.18)$$

Подставив значения в формулу (10.18) получим:

$$K_{ч.со}^3 = \frac{841}{1102} = 0,763.$$

Это говорит о недостаточной чувствительности защиты секционного выключателя QF3 к удаленным токам КЗ.

Выбор уставки по времени t_{sd} селективной токовой отсечки выключателя QF3 необходимо производить с учетом защитных ВТХ нижестоящих выключателя QF4 и плавкой вставки предохранителя F3. Согласование защитных ВТХ выключателя QF5 и предохранителя F3 можно проверить только при построении характеристик. Поэтому пока проведем согласование уставок по времени выключателей QF4 и QF3 ($\Delta t = 0,1$ с – ступень селективности для АВ). Постоянная минимальная выдержка времени расцепителя STR22SE перед отключением составляет $t_{sd.QF4} \leq 40$ мс.

Следовательно, уставка должна быть

$$t_{sd.QF3} = t_{sd.QF4} + \Delta t. \quad (10.19)$$

									Лист
									119
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2019.126.00.00 ПЗ				

Подставив значения в формулу (10.19) получим:

$$t_{sd.QF3} = 0,04 + 0,1 = 0,14 \text{ с.}$$

Ближайшее большее значение уставки времени на блоке Micrologic 5.0 составляет $t_{sd.QF3} = 0,2 \text{ с.}$

Диапазон изменения времени срабатывания селективной токовой отсечки: $\Delta t_{sd.QF3} = 0,14 - 0,2 \text{ с.}$

10.2.3 Мгновенная токовая отсечка

Уставка тока I_i связана с номинальным током выключателя и регулируется в диапазоне $I_{i.QF3} = (2-15) \cdot I_{n.QF3}$. Примем 6-ти кратную уставку (4-е положение переключателя):

$$I_{i.QF3} = 6 \cdot I_{n.QF3}. \quad (10.20)$$

Подставив значения в формулу (10.20) получим:

$$I_{i.QF3} = 6 \cdot 630 = 3780 \text{ А.}$$

Точность срабатывания мгновенной токовой отсечки блока Micrologic 5.0 составляет $\pm 10\%$ [48]. Тогда границы ΔI_i зоны разброса срабатывания:

$$0,9 \cdot I_{i.QF3} = 0,9 \cdot 3780 = 3402 \text{ А;} \quad (10.21)$$

$$1,1 \cdot I_{i.QF3} = 1,1 \cdot 3780 = 4158 \text{ А.} \quad (10.22)$$

Проверим селективность мгновенных токовых отсечек автоматических выключателей QF3 и QF4. Ток несрабатывания $I_{i.QF3} = 3402 \text{ А}$ мгновенной токовой отсечки выключателя QF3 должен быть больше тока срабатывания $I_{i.QF4} = 1320 \text{ А}$ мгновенной токовой отсечки выключателя QF4. Условие выполняется, следовательно, ВТХ этих двух защит накладываться друг на друга не будут.

Диапазон срабатывания по времени Δt_i мгновенной токовой отсечки составляет: время несрабатывания 20 мс; максимальное время отключения 50 мс.

Чувствительность мгновенной токовой отсечки к минимальному току КЗ в месте установки выключателя QF3:

$$K_{\text{Ч.МО}}^{\text{Ж}} = \frac{I_{\text{к.мин}}}{I_{i.QF3}} = \frac{I_{\text{к.мин}}^{(2)\text{Ж}}}{I_{i.QF3}} \geq K_{\text{Ч.доп}} = 2. \quad (10.23)$$

Подставив значения в формулу (10.23) получим:

$$K_{\text{Ч.МО}}^{\text{Ж}} = \frac{6470}{3780} = 1,71.$$

Токовая отсечка нечувствительна к минимальному току КЗ в точке Ж.

									Лист
									120
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2019.126.00.00 ПЗ				

10.3 Расчет защиты вводных выключателей QF1 и QF2

Номинальный ток вводных автоматических выключателей QF1 и QF2 должен быть равным или больше максимального рабочего тока.

Номинальный ток выключателей QF1 и QF2:

$$I_{QF1.H} \geq I_{РАБ.МАКС.QF1} = 576 \text{ А.} \quad (10.24)$$

По каталогу [48] выбираем выключатель Masterpact NT06H1 с номинальным током $I_n = 630 \text{ А}$, номинальной предельной отключающей способностью при напряжении сети 380 В – полный ток отключения $I_{cu} = 42 \text{ кА}$. Максимальный ток КЗ в месте установки равен $I_{к.макс} = I_{к.мин}^{(1)Ж} = 7,67 \text{ кА}$. Выключатель проходит по отключающей способности.

Для управления секционным выключателем и защиты электрической сети выберем блок контроля и управления Micrologic 5.0 [48]. стилизованная и каталожная защитные время-токовые защитные характеристики блока Micrologic 5.0 приведены на рисунке 10.2. Блок контроля и управления Micrologic 5.0 осуществляет три вида токовых защит:

- защиту от перегрузки с регулируруемыми уставками тока I_r и времени t_r ;
- селективную токовую отсечку с регулируемыми уставками тока I_{sd} и времени t_{sd} ;
- мгновенную токовую отсечку с регулируемой уставкой тока I_i .

10.3.1 Защита от перегрузки

Уставка тока защиты от перегрузки I_r также должна быть равной или больше рабочего максимального тока, протекающего через выключатель QF1:

$$I_{r.QF1} \geq I_{РАБ.МАКС.QF1} = 576 \text{ А.} \quad (10.25)$$

Полученное значение уставки по току I_r меньше номинального тока выключателя $I_{QF1.H} = 630 \text{ А}$. Расцепитель позволяет делать меньшие уставки по току защиты от перегрузки. Они задаются в пределах $(0,4-1,0) \cdot I_n$.

Определим положение переключателя I_r из соотношения:

$$\frac{I_{r.QF1}}{I_{QF1.H}} = \frac{576}{630} = 0,914 \leq I_{r.QF1}. \quad (10.26)$$

Ближайшее большее относительное значение уставки по току равно $I_r/I_n = 0,95$ – этому соответствует 7-е положение переключателя. Таким образом, уставка тока защиты от перегрузки будет равна:

$$I_{r.QF1} = 0,95 \cdot 630 = 599 \text{ А.}$$

Условные токи несрабатывания и срабатывания защиты от перегрузки находятся по формуле:

									Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2019.126.00.00 ПЗ				121

$$I_{nd.QF1} = 1,05 \cdot I_{r.QF1}; \quad (10.27)$$

$$I_{d.QF1} = 1,2 \cdot I_{r.QF1}. \quad (10.28)$$

Подставив значения в формулы (10.27)-(10.28) получим:

$$I_{nd.QF1} = 1,05 \cdot 599 = 629 \text{ А};$$

$$I_{d.QF1} = 1,2 \cdot 599 = 719 \text{ А}.$$

Проверим селективность защит от перегруза автоматических выключателей QF1 и QF3. Ток несрабатывания $I_{nd.QF1} = 629 \text{ А}$ защиты от перегрузки выключателя QF1 должен быть больше тока срабатывания $I_{d.QF3} = 529 \text{ А}$ защиты от перегруза выключателя QF3. Условие выполняется, следовательно, ВТХ этих двух защит накладываться друг на друга не будут.

Время срабатывания t_r защиты от перегрузки выключателя QF1 выбирается с учетом согласования с защитными ВТХ нижестоящего секционного автоматического выключателя QF3. Учитывая изложенное, примем уставку времени защиты от перегрузки выключателя QF1 равной $t_{r.QF1} = 4 \text{ с}$ при токе $6 \cdot I_{r.QF1} = 6 \cdot 599 = 3594 \text{ А}$. Этому соответствует 4-е положение переключателя t_r .

Выбранный блок Micrologic 5.0 при $t_{r.QF1} = 4 \text{ с}$ согласно каталогу имеет времена срабатывания защиты от перегрузки [8, с. 25]:

$$70-100 \text{ с при токе } 1,5 \cdot I_r = 1,5 \cdot 599 = 899 \text{ А};$$

$$3,2-4 \text{ с при токе } 6 \cdot I_r = 6 \cdot 599 = 3594 \text{ А};$$

$$2,16-2,7 \text{ с при токе } 7,2 \cdot I_r = 7,2 \cdot 599 = 4313 \text{ А}.$$

Эти точки используем при построении ВТХ защиты от перегруза выключателя QF1.

Коэффициент чувствительности защиты от перегрузки к минимальному току КЗ на сборных шинах РПН:

$$K_{ч.зп}^3 = \frac{I_{к.мин}}{I_{nd.QF3}} = \frac{I_{к.мин}^{(2)3}}{1,05 \cdot I_{r.QF3}} \geq K_{ч.доп} = 3. \quad (10.29)$$

Подставив значения в формулу (10.29) получим:

$$K_{ч.зп}^3 = \frac{851}{1,05 \cdot 599} = 1,35.$$

Это говорит о недостаточной чувствительности защиты от перегрузок к удаленным КЗ.

10.3.2 Селективная токовая отсечка

Уставка тока I_{sd} селективной токовой отсечки должна быть отстроена (должна быть больше) от пикового тока, который протекает по вводному выключателю QF1.

										Лист
										122
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2019.126.00.00 ПЗ					

$$I_{sd.QF1} \geq I_{\text{пик}.QF1} = 1382 \text{ А.} \quad (10.30)$$

Уставка тока I_{sd} связана с уставкой по току I_r защиты от перегрузки и регулируется в пределах $I_{sd} = (1,5-10) \cdot I_r$. Для предварительного определения уставки тока определим отношение пикового тока к уставке тока:

$$\frac{I_{\text{пик}.QF1}}{I_{r.QF1}} = \frac{1382}{599} = 2,31 \leq \frac{I_{sd.QF1}}{I_{r.QF1}}. \quad (10.31)$$

Ближайшая большая уставка будет 2,5, этому соответствует 3-е положение переключателя уставок:

$$I_{sd.QF1} = 2,5 \cdot I_{r.QF1} = 2,5 \cdot 599 = 1498 \text{ А.}$$

Полученная уставка селективной токовой отсечки выключателя QF1 должна быть проверена на селективность с уставкой тока селективной токовой отсечки выключателя QF3. Условием токовой селективности двух последовательных защит является выполнение соотношения:

$$\frac{I_{sd.QF1}}{I_{sd.QF3}} > K_{\text{н.согл}} = 1,3 - 1,5. \quad (10.32)$$

Подставив значения в формулу (10.32) получим:

$$\frac{1498}{1102} = 1,36 > K_{\text{н.согл}} = 1,3 - 1,5.$$

Условие согласования уставок по току двух селективных токовых отсечек, установленных на автоматических выключателях разных уровней СЭС, выполняется. Окончательно уставку по току селективной токовой отсечки выключателя QF1 примем $I_{sd.QF1} = 1498 \text{ А}$.

Точность срабатывания селективной токовой отсечки блока Micrologic 5.0 составляет $\pm 10\%$ [48] и находится в пределах $(0,9-1,1) \cdot I_{sd}$. Определим границы $\Delta I_{sd.QF1}$ зоны разброса срабатывания:

$$0,9 \cdot I_{sd.QF1} = 0,9 \cdot 1498 = 1348 \text{ А;} \quad (10.33)$$

$$1,1 \cdot I_{sd.QF1} = 1,1 \cdot 1498 = 1648 \text{ А.} \quad (10.34)$$

Минимальное значение $I_{sd.QF1} = 1348 \text{ А}$ больше максимального значения $I_{sd.QF3} = 1102 \text{ А}$, наложения ВТХ защит разных уровней не будет.

Коэффициент чувствительности селективной токовой отсечки к минимальному току КЗ на сборных шинах РПН:

$$K_{\text{ч.со}}^{\text{З}} = \frac{I_{\text{к.мин}}}{I_{sd.QF1}} = \frac{I_{\text{к.мин}}^{(2)\text{З}}}{I_{sd.QF1}} \geq K_{\text{ч.доп}} = 1,5. \quad (10.35)$$

										Лист
										123
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2019.126.00.00 ПЗ					

Подставив значения в формулу (10.35) получим:

$$K_{\text{ч.ко}}^3 = \frac{851}{1498} = 0,568.$$

Это говорит о недостаточной чувствительности защиты секционного выключателя QF1 к удаленным токам КЗ.

Выбор уставки по времени t_{sd} селективной токовой отсечки выключателя QF1 необходимо производить также с учетом защитных ВТХ нижестоящего выключателя QF3 ($\Delta t=0,1$ с – ступень селективности для АВ). следовательно, уставка должна быть:

$$t_{sd.QF1} = t_{sd.QF3} + \Delta t. \quad (10.36)$$

Подставив значения в формулу (10.36) получим:

$$t_{sd.QF1} = 0,2 + 0,1 = 0,3 \text{ с.}$$

Диапазон изменения времени срабатывания селективной токовой отсечки составит: $\Delta t_{sd.QF1} = 0,23 - 0,32 \text{ с.}$ [48]

10.3.3 Мгновенная токовая отсечка.

Уставка тока I_i связана с номинальным током выключателя и регулируется в диапазоне $I_i = (2-15) \cdot I_n$. Примем 8-ти кратную уставку:

$$I_{i.QF1} = 8 \cdot I_{n.QF3}. \quad (10.37)$$

Подставив значения в формулу (10.37) получим:

$$I_{i.QF1} = 8 \cdot 630 = 5040 \text{ А.}$$

Точность срабатывания мгновенной токовой отсечки блока Micrologic 5.0 составляет $\pm 10\%$ [48]. Тогда границы ΔI_i зоны разброса срабатывания:

$$0,9 \cdot I_{i.QF1} = 0,9 \cdot 5040 = 4536 \text{ А;} \quad (10.38)$$

$$1,1 \cdot I_{i.QF1} = 1,1 \cdot 5040 = 5544 \text{ А.} \quad (10.39)$$

Проверим селективность мгновенных токовых отсечек автоматических выключателей QF1 и QF3. Ток несрабатывания $I_{i.QF1} = 4536$ А мгновенной токовой отсечки выключателя QF1 должен быть больше тока срабатывания $I_{i.QF3} = 4158$ А мгновенной токовой отсечки выключателя QF3. Условие выполняется, следовательно, ВТХ этих двух защит накладываться друг на друга не будут.

Диапазон срабатывания по времени Δt_i мгновенной токовой отсечки составляет: время несрабатывания 20 мс; максимальное время отключения 50 мс.

Чувствительность мгновенной токовой отсечки к минимальному току КЗ в месте установки выключателя QF1:

									Лист
									124
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2019.126.00.00 ПЗ				

$$K_{Ч.МО}^{Ж} = \frac{I_{к.мин}}{I_{i.QF1}} = \frac{I_{к.мин}^{(2)Ж}}{I_{i.QF1}} \geq K_{Ч.ДОП} = 2. \quad (10.40)$$

Подставив значения в формулу (10.40) получим:

$$K_{Ч.МО}^{Ж} = \frac{6470}{5040} = 1,28.$$

Токовая отсечка нечувствительна к минимальному току КЗ в точке Ж.

Результаты расчетов защитных время-токовых характеристик электронных расцепителей выключателей QF3, QF1 сведем в таблицу 10.1.

На рисунке 10.5 представлена карта селективности.

10.4 Расчет защиты вводных выключателей Q15 и Q16

Приведение токов со стороны НН к стороне ВН производится по формуле:

$$I_{РАБ.МАКС}^{ВН} = \frac{S_{Т.Н} \cdot K_{п}}{\sqrt{3} \cdot U_{Н}}, \quad (10.41)$$

где $K_{п}$ – коэффициент перегрузки трансформатора, $K_{п} = 1,6$.

Подставив значения в формулу (10.41) получим:

$$I_{РАБ.МАКС}^{ВН} = \frac{250 \cdot 1,6}{\sqrt{3} \cdot 6} = 38,4 \text{ А}$$

10.4.1 Защита от перегрузки

Для реализации этой защиты используем типовые ВТХ с зависимой от тока выдержкой времени, чтобы они максимально приближались к аналогичным ВТХ выключателя QF1.

Ток срабатывания защиты от перегрузки на стороне ВН трансформатора выбирается наибольшим из следующих трёх условий:

- ток срабатывания защиты от перегрузки должен быть отстроен от максимального рабочего тока трансформатора на стороне ВН:

$$I_{r.Q15} \geq \frac{K_{н.о}}{K_{в}} \cdot I_{РАБ.МАКС}^{ВН}, \quad (10.42)$$

где $K_{н.о}$ – коэффициент надежности отключения, $K_{н.о} = 1,05$;

$K_{в}$ – коэффициент возврата, $K_{в} = 0,935$.

Подставив значения в формулу (10.42) получим:

$$I_{r.Q15} = \frac{1,05}{0,935} \cdot 38,4 = 43,1 \text{ А.}$$

						Лист
						125
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2019.126.00.00 ПЗ	

$$K_{\text{ч.зп}}^{(2)} = \frac{2 \cdot I_{\text{к.мин}}^{(2)Ж}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{с.з}} \cdot K_U} > K_{\text{ч.зп.доп}} = 3. \quad (10.46)$$

Подставив значения в формулу (10.46) получим:

$$K_{\text{ч.зп}}^{(2)} = \frac{2 \cdot 6470}{\sqrt{3} \cdot 52,7 \cdot 15} = 9,45 > K_{\text{ч.зп.доп}} = 3.$$

Следовательно, защита от перегрузки имеет достаточную чувствительность к минимальному току двухфазного КЗ на сборных шинах 0,4 кВ ТП.

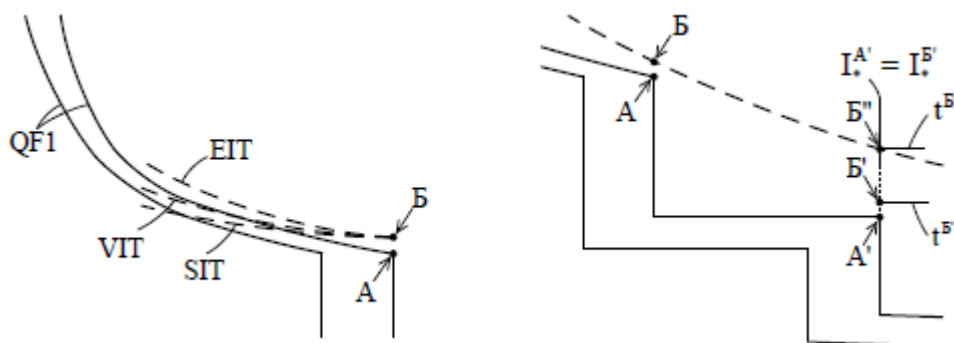


Рисунок 10.4 – Согласование ВТХ

Ближайшее приближение ВТХ защиты от перегрузки выключателя Q15 к ВТХ защиты выключателя QF1 возможно в двух точках А и А' (рисунок 10.4). Сначала рассмотрим прохождение ВТХ выключателя Q15 вблизи точки А.

ВТХ защиты от перегрузки выключателя Q15 должна пройти через точку Б, отстоящую от точки А на ступень селективности $\Delta t = 0,3$ с. Координаты точки А равны $I_A = 113$ А/1,69 кА (максимальное значение тока срабатывания селективной токовой отсечки выключателя QF1) и $t_A = 22$ с. следовательно, координаты точки Б будут:

$$t_B = t_A + \Delta t. \quad (10.47)$$

Подставив значения в формулу (10.47) получим:

$$t_B = 22 + 0,3 = 22,3 \text{ с}; \quad I_B = I_A = 113 \text{ А},$$

или кратность тока (отношение к току срабатывания защиты $I_S = I_{r.Q15}$) в точке Б будет равна:

$$I_*^B = \frac{I^B}{I_S} = \frac{113}{52,7} = 2,14.$$

Сначала выберем рекомендуемый тип кривой SIT – самую пологую характеристику, для которой коэффициенты аппроксимации равны $\alpha = 0,02$ и $K = 0,14$.

Рассчитаем коэффициент T_{MS}^B для кривой, проходящей через точку Б:

$$T_{MS}^6 = \frac{t(I_*^6) \cdot [(I_*^6)^\alpha - 1]}{K} \quad (10.48)$$

Подставив значения в формулу (10.48) получим:

$$T_{MS}^B = \frac{22,3 \cdot [(2,14)^{0,02} - 1]}{0,14} = 2,5.$$

Теперь по формуле:

$$t_{C.3}^B(I_*^B) = \frac{K \cdot T_{MS}^B}{(I_*^B)^{0,02} - 1} \quad (10.49)$$

Рассчитаем несколько точек кривой $t_{C.3}^B = f(I_*^B)$, проходящей через точку Б.

Для кратности тока $I_*^B = 1,1$ получим:

$$t_{C.3}^B(1,1) = \frac{0,14 \cdot 2,5}{(1,1)^{0,02} - 1} = 183 \text{ с.}$$

Остальные расчеты сведем в таблицу 10.2.

Таблица 10.2 – Расчеты защиты от перегрузки

Тип кривой	K	α	I _S =I _{rQ15} , А	t ⁶ , с	I _* ⁶ , о.е	T _{MS} ⁶	t _{C.3} ⁶ , с, при разных I _* ⁶ , о.е./А						
							1,05 55,3	1,1 58	1,5 79,1	2,14 113	5 264	10 527	4,56 240
SIT	0,14	0,02	52,7	22,3	2,14	2,5	359	183	43	22,8	10,7	7,43	11,1
VIT	13,5	1	52,7	22,3	2,14	1,89	510	255	51	22,3	6,4	2,84	7,18

Наносим полученную ВТХ SIT на карту селективности (рис. 10.6). Видим, что она пересекается с защитными время-токовыми характеристиками автоматического выключателя QF1. Наносим ВТХ VIT. Она не пересекается с защитными время-токовыми характеристиками автоматического выключателя QF1. Полученная кривая VIT идёт выше защитных время-токовых характеристик автоматического выключателя QF1 (рис. 10.6), что говорит о выполнении условий селективности между защитами от перегрузки, установленных на сторонах НН и ВН силового трансформатора Т5.

Кроме того, нужно проверить выполнение условия селективности в точке А' (угол пересечения ВТХ селективной токовой отсечки и мгновенной токовой отсечки автоматического выключателя QF1) с полученной кривой VIT. Время срабатывания селективной токовой отсечки в этой точке равно $t^{A'} = 0,32$ с. Рассчитаем время срабатывания защиты от перегрузок, реализуемой с помощью кривой VIT, при токе $I^{A'} = 369$ А / 5,54 кА (максимальном значении тока срабатывания мгновенной токовой отсечки выключателя QF1, таблица 10.1) или относительном его значении (кратности) токе:

$$I_*^A = I_*^B = \frac{I^6}{I_S \cdot K_U} \quad (10.50)$$

Подставив значения в формулу (10.50) получим:

$$I_*^A = I_*^B = \frac{5540}{52,7 \cdot 15} = 7,01.$$

$$t_{C.3}^B(7,01) = \frac{13,5 \cdot 1,89}{(7,02)^1 - 1} = 4,24 \text{ с},$$

что значительно больше времени срабатывания защиты выключателя QF1 в точке А' – $t^A = 0,32$ с, т.е. условие селективности соблюдается и для этой точки.

Окончательно для реализации защиты от перегрузки на стороне ВН трансформатора Т5 выбираем зависимую от тока характеристику VIТ.

10.4.2 селективная токовая отсечка

Селективная токовая отсечка с выдержкой времени, с действием на отключение предназначена для защиты от КЗ всех видов на выводах и внутри трансформатора, а также от внешних КЗ, то есть от повреждений на шинах НН и на отходящих линиях НН (на случай отказа их собственных защитных и коммутационных аппаратов).

Уставки селективной токовой отсечки должны обеспечивать:

- несрабатывание защиты при возникновении кратковременных пиковых нагрузок;
- согласование действия по току и по времени с предыдущими защитами;
- необходимую чувствительность при всех КЗ в зоне резервирования – при отказах срабатывания вводных выключателей на стороне НН ТП.

Защита осуществляется с помощью цифровых терминалов Sepam T20 (функция 51).

Ток срабатывания селективной токовой отсечки выбирается наибольшим, исходя из следующих двух условий:

- отстройки от максимально возможного тока нагрузки – пикового тока на стороне ВН $I_{\text{пик}}^{\text{ВН}}$:

$$I_{C.CO} = I_{sd.Q15} \geq \frac{K_{H.O}}{K_B} \cdot I_{\text{пик}}^{\text{ВН}} = \frac{K_{H.O}}{K_B} \cdot K_{C3П} \cdot I_{\text{РАБ.МАКС}}^{\text{ВН}}, \quad (10.51)$$

где $K_{H.O}$ – коэффициент надежности отстройки (несрабатывания) защиты, $K_{H.O} = 1,1$;

$K_{C3П}$ – коэффициент самозапуска, учитывающий увеличение рабочего тока за счет одновременного пуска электродвигателей, которые затормозились при снижении напряжения во время возникновения внешнего КЗ и последующего действия автоматического ввода резерва (АВР), $K_{C3П} = 2,4$;

										Лист
										129
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2019.126.00.00 ПЗ					

$I_{\text{пик}}^{\text{ВН}}$ – пиковый ток трансформатора Т5 на стороне ВН, $I_{\text{пик}}^{\text{ВН}} = 92,2 \text{ А}$.

Подставив значения в формулу (10.51) получим:

$$I_{\text{с.со}} = I_{\text{sd.Q15}} \geq \frac{1,1}{0,935} \cdot 2,4 \cdot 38,4 = 108 \text{ А}.$$

• должна быть согласована с нижестоящей селективной токовой отсечкой выключателя QF1:

$$I_{\text{с.со}} = I_{\text{sd.Q15}} \geq K_{\text{н.согл}} \cdot I_{\text{с.со.пред}} = K_{\text{н.согл}} \cdot \frac{I_{\text{sd.QF1}}}{K_U}. \quad (10.52)$$

Подставив значения в формулу (10.52) получим:

$$I_{\text{с.со}} = I_{\text{sd.Q15}} \geq 1,3 \cdot \frac{1650}{15} = 143 \text{ А}.$$

Таким образом, за расчетный ток срабатывания защиты принимаем наибольший из определенных выше токов $I_{\text{с.со}} = I_{\text{sd.Q15}} = 143 \text{ А}$.

Время срабатывания селективной токовой отсечки принимается по условию селективности на ступень больше по отношению к предыдущей защите

$$t_{\text{sd.QF15}} = t_{\text{sd.QF1}} + \Delta t, \quad (10.53)$$

где $t_{\text{sd.QF1}}$ – время срабатывания предыдущей защиты (вводного автоматического выключателя QF1), $t_{\text{sd.QF1}} = 0,3 \text{ с}$;

Δt – ступень селективности по времени для микропроцессорных защит, $\Delta t = 0,3 \text{ с}$.

Подставив значения в формулу (10.53) получим:

$$t_{\text{sd.QF15}} = 0,3 + 0,3 = 0,6 \text{ с}.$$

Проведем проверку чувствительности защиты от перегрузки, как резервной защиты. Она должна быть чувствительна к токам двухфазного и однофазного КЗ на стороне 0,4 кВ трансформатора Т5 в минимальном режиме работы сети. Учитывая, что ток двухфазного КЗ меньше тока однофазного КЗ, рассмотрим определение коэффициента чувствительности к току двухфазного КЗ.

При использовании трёхфазной схемы соединения трансформаторов тока и измерительных органов блока Т20 в полную звезду и при схеме соединения обмоток Д/У_Н-11 силового трансформатора Т5 коэффициент чувствительности для двухфазного КЗ на стороне НН трансформатора Т5 можно записать:

$$K_{\text{ч.со}}^{(2)} = \frac{2 \cdot I_{\text{к.мин}}^{(2)Ж}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{с.со}} \cdot K_U} > K_{\text{ч.со.доп}} = 1,5. \quad (10.54)$$

Подставив значения в формулу (10.54) получим:

$$K_{\text{ч.со}}^{(2)} = \frac{2 \cdot 6470}{\sqrt{3} \cdot 143 \cdot 15} = 3,48 > K_{\text{ч.со.доп}} = 1,5.$$

									Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2019.126.00.00 ПЗ				130

Следовательно, селективная токовая отсечка имеет достаточную чувствительность к минимальному току двухфазного КЗ на сборных шинах 0,4 кВ ТП.

10.4.3 Мгновенная токовая отсечка

Мгновенная токовая отсечка является быстродействующей максимальной токовой защитой с ограниченной зоной действия. Она предназначена для защиты трансформатора со стороны ВН от междуфазных КЗ. Зона действия отсечки начинается от трансформаторов тока ТА, к которым подключена защита, и включает ошиновку, высоковольтные вводы и часть обмотки трансформатора ВН. Мгновенная токовая отсечка выполняется с действием на отключение трансформатора и не должна срабатывать при трехфазном КЗ на стороне 0,4 кВ трансформатора в максимальном режиме работы сети и при включении трансформатора от бросков намагничивающего тока, а также должна быть согласована с нижестоящей защитой.

Ток срабатывания $I_{i.Q15}$ МТО выбирается наибольшим, исходя из следующих трёх условий:

- отстройки от максимального тока однофазного КЗ на выводах 0,4 кВ трансформатора Т5:

$$I_{с.мо} = I_{i.Q15} \geq K_{н.о} \cdot I_{к.макс}^{(1)ж.вн}, \quad (10.55)$$

где $K_{н.о} = 1,15$ – коэффициент надежности отстройки (несрабатывания) отсечки. Подставив значения в формулу (10.55) получим:

$$I_{с.мо} = I_{i.Q15} \geq 1,15 \cdot \frac{7670}{15} = 588 \text{ А.}$$

- отстройки от бросков тока намагничивания трансформатора Т5 при его включении:

$$I_{с.мо} = I_{i.Q15} \geq I_{нам} = K_{отс} \cdot I_{т.н}^{вн}, \quad (10.56)$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки от броска тока намагничивания $I_{нам}$ при включении силового трансформатора, $K_{отс} = 5$.

Подставив значения в формулу (10.56) получим:

$$I_{с.мо} = I_{i.Q15} \geq 5 \cdot 24,1 = 121 \text{ А.}$$

- согласования с нижестоящей мгновенной токовой отсечкой выключателя QF1:

$$I_{с.мо} = I_{i.Q15} \geq K_{н.согл} \cdot I_{с.мгн.пред} = K_{н.согл} \cdot \frac{I_{i.QF1}}{K_{тн}}, \quad (10.57)$$

где $K_{н.согл}$ – коэффициент надежности согласования защит, $K_{н.согл} = 1,3$.

Подставив значения в формулу (10.57) получим:

						Лист
						131
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2019.126.00.00 ПЗ	

$$I_{c.MO} = I_{i.Q13} \geq 1,3 \cdot \frac{5540}{15} = 480 \text{ A.}$$

Таким образом, за расчетный ток срабатывания защиты принимаем наибольший из определенных выше токов $I_{c.MO} = I_{i.Q15} = 588 \text{ A}$.

Мгновенная токовая отсечка имеет независимую от тока характеристику, срабатывает без выдержки времени и действует на отключение трансформатора. Постоянная минимальная выдержка времени перед отключением, обусловленная временем срабатывания выключателя, составляет 50 мс.

Мгновенная токовая отсечка должна быть проверена на чувствительность к току двухфазного КЗ в минимальном режиме работы сети в месте установки защиты, т.е. на выводах ВН трансформатора Т5 – должен быть определен соответствующий коэффициент чувствительности и сопоставлен с требованиями ПУЭ. Коэффициент чувствительности отсечки:

$$K_{ч.МО}^{(2)} = \frac{I_{к.МИН}^{(2)Д}}{I_{c.МО}} > K_{ч.МО.доп} = 2,0 \quad (10.58)$$

Подставив значения в формулу (10.58) получим:

$$K_{ч.МО}^{(2)} = \frac{8920}{588} = 15,2 > K_{ч.МО.доп} = 2,0.$$

Следовательно, мгновенная токовая отсечка чувствительна к минимальному току двухфазного КЗ на выводах 6 кВ трансформатора Т5.

По результатам расчетов строим ВТХ защиты трансформатора Т5 приведенное к стороне 0,4 кВ (рисунок 10.5).

На рисунке 10.6 представлена схема защиты трансформатора с использованием терминала Seram T20.

Таблица 10.3 – Параметры автоматических выключателей, защищающих ТП

Место установки защиты	Выключатель, тип, расцепитель	I _{раб.макс} , А/А	I _н , А/А	Защита от перегрузки					I _{к.мин} , А/КА	К _{чзп}	
				I _т , А/А	t _с , с	I _{нд} , А/А	t _с , с	I _л , А/КА			t _с , с
Выключатель на стороне 10 кВ Q15	Q15	38,4	-	52,7	-	-	2,84 527	10	-	431 6,47	9,45
Вводной выключатель на стороне 0,4 кВ QF1	QF1 Masterpact NT06H1, Micrologic 5.0 A	38,4 576	42 630	39,9 599	10000 41,9 629 1,05	10000 47,9 719 1,2	4 с 240 3,60 6	3,2-4 240 3,6 6·I _т	2,16-2,7 287 4,31 7,2·I _т	0,851	1,84
Секционный выключатель QF3	QF3, Masterpact NT06H1, Micrologic 5.0 A	26,9 403	42 630	29,4 441	10000 30,9 463 1,05	10000 35,3 529 1,2	4 с 177 2,65 6	3,2-4 177 2,65 6·I _т	2,16-2,7 212 3,175 7,2·I _т	0,851	1,84

Окончание таблицы 10.3

Место установки защиты	Селективная токовая отсечка					Мгновенная токовая отсечка									
	Ксзп	I _{пик} , А/КА	I _{сд} , А/КА	ΔI _{сд} , А/КА	t _{сд} , с	ΔI _{сд} , А/КА	I _{сд} , А/КА	I _{к.мин} , А/КА	K _{ч.со}	I _н , А/КА	ΔI _н , А/КА	I _{к.мин} , А/КА	K _{ч.мо}	I _{к.макс} , А/КА	I _{суб} , КА
Выключатель на стороне 10 кВ Q15	2,4	92	143	-	0,6	-	431 6,47	3,48	588	-	-	8,92	15,2	16,6	-
Вводной выключатель на стороне 0,4 кВ QF1	2,4	92 1,38	100 1,5	90-110 1,35-1,65	0,3 0,32	0,23 0,32	-	-	336 5,04	432-528 4,54-5,54	-	-	-	822 20,55	100
Секционный выключатель QF3	2,4	64,5 0,967	73,3 1,10	66,1-80,7 0,992-1,21	0,2	0,14 0,2	-	-	252 3,78	227-277 3,40-4,16	-	-	-	511 7,67	42

Примечания: I_{к.мин} – минимальный ток КЗ в конце зоны действия защиты от перегрузки и селективной токовой отсечки; I_{к.макс} – минимальный ток КЗ в месте установки защиты, необходимый для проверки чувствительности МТО

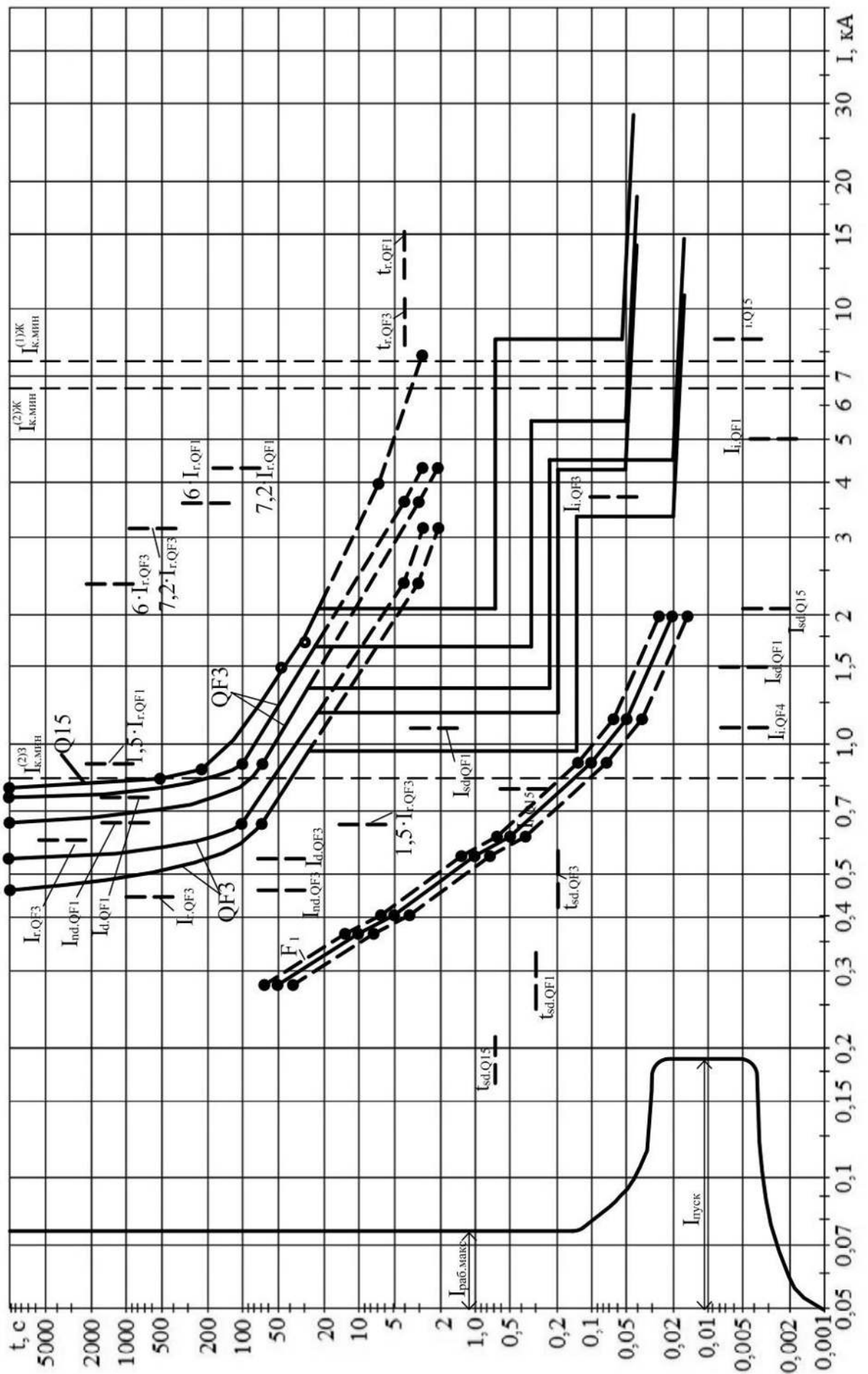


Рисунок 10.5 – Карта селективности

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2019.126.00.00 ПЗ

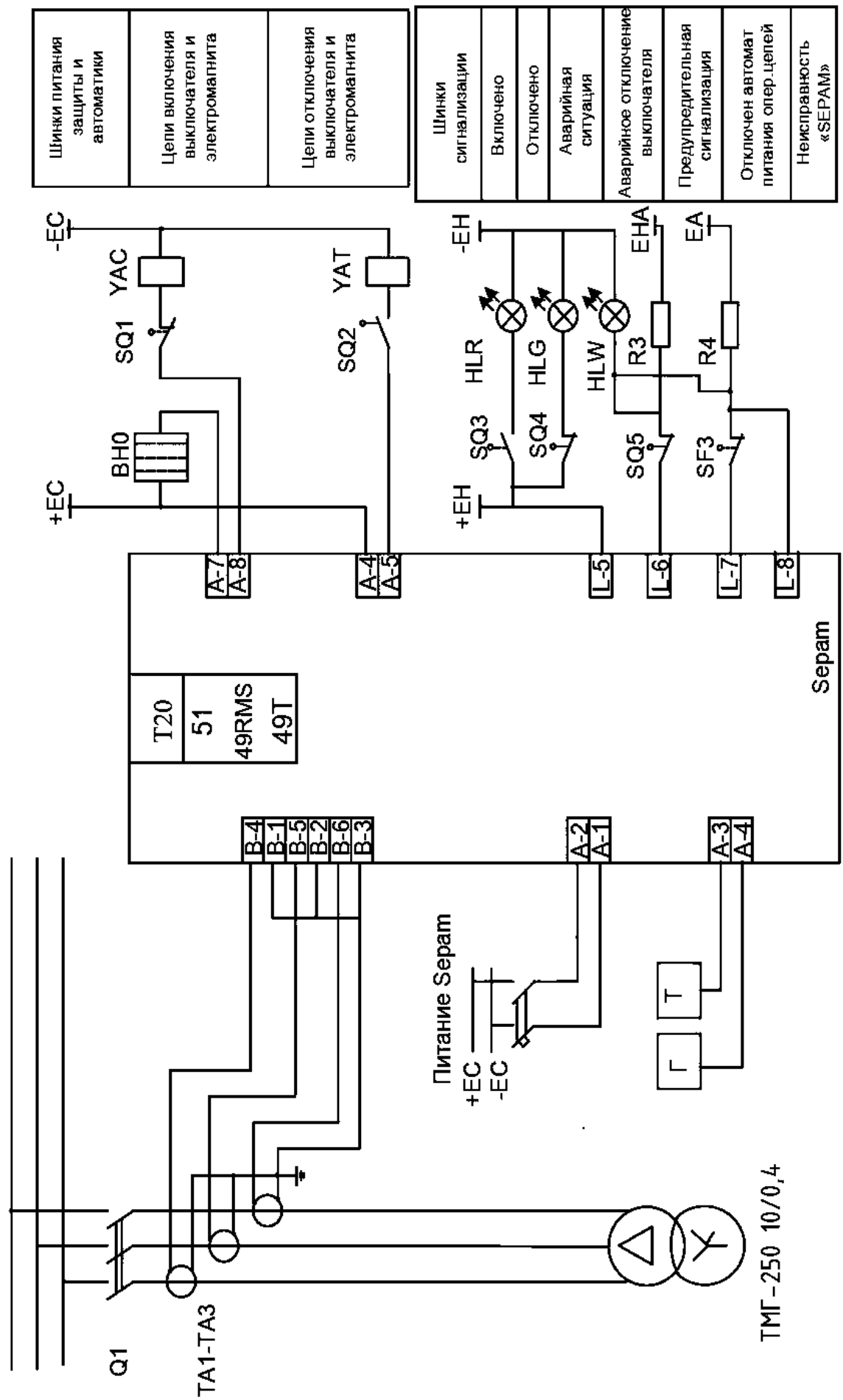


Рисунок 10.6 – схема защиты трансформатора с использованием терминала Seram T20

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2019.126.00.00 ПЗ

Лист

135

Выводы по разделу.

Были выбраны выключатели: вводной ВН ТП, отходящий НН ТП, секционный НН - и рассчитаны уставки для их защит. Построены карты селективности.

На карте селективности видно, что защитная время-токовая характеристика электронного расцепителя автоматического выключателя QF1, защищающего отходящую от ТП линии, расположена выше защитной время-токовой характеристики электронного расцепителя секционного QF3, т.е. обеспечивается селективность между защитами, установленными на разных уровнях системы электроснабжения (рисунок 10.5).

На карте селективности видно, что защитная время-токовая характеристика электронного расцепителя автоматического выключателя QF1, защищающего отходящую от ТП линии, расположена ниже защитной время-токовой характеристики электронного расцепителя выключателя QF15, т.е. обеспечивается селективность между защитами, установленными на разных уровнях системы электроснабжения (рисунок 10.5).

					<i>13.03.02.2019.126.00.00 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		<i>136</i>

11 ЭКОНОМИКО-УПРАВЛЕНЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

Назначение данного раздела заключается в обосновании технических решений на этапах анализа проблем, планирования и организации мероприятий по повышению энергоэффективности. Повышению эффективности промышленного предприятия и его элементов по показателям энергетической и экономической эффективности. Обосновывается значимость ожидаемых результатов проведенных исследований и проектных решений.

Цели проекта:

- уменьшение электрических потерь;
- повышение качества электроэнергии.

В технической части проекта были рассмотрены варианты внешнего электроснабжения, а именно 35 кВ и 110 кВ.

11.1 Результаты технико-экономического расчета

Технико-экономические расчеты были проведены в главе Н.

В таблице 11.1 представлены результаты технико-экономического расчета.

Таблица 11.1 – результаты технико-экономического расчета

Затраты	Сеть 35 кВ	Сеть 110 кВ
Капитальные, тыс.руб	4117,13	7653,00+624,16*
Годовые, тыс. руб/год	15070,89	5613,64
Приведенные, тыс. руб/год	19188,02	13890,80

*с учетом капитальных вложений в фильтркомпенсирующие устройства

Сравним приведенные затраты:

$$\frac{\text{Прив.затр}_{35} - \text{Прив.затр}_{110}}{\text{Прив.затр}_{35}} \cdot 100\% = \frac{19188,02 - 13890,80}{19188,02} \cdot 100\% = 27,6\%.$$

Экономически выгодна сеть 110 кВ.

Стоит добавить, что на перспективу сеть 110 кВ выгоднее, чем сеть 35 кВ. В будущем возможно расширение предприятия, добавление новых мощных потребителей. В этом случае при сети 35 кВ может сложиться ситуация, когда потери будут слишком велики и потребуются необходимость реконструкции ГПП и повышение класса напряжения.

Вспомним, как повсеместно переходили и переходят от сети 6 кВ к сети 10 кВ из-за растущих нагрузок, а следовательно и растущих потерях. Такая тенденция наблюдается и при вытеснении сети 10 кВ сетью 35 кВ. Изоляционные материалы быстро развиваются, высока вероятность начала вытеснения сети 35 кВ сетью 110 кВ.

В связи вышеперечисленного было принято решение выбрать сеть 110 кВ.

11.2 Модель SWOT-анализа вариантов технических решений

									Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2019.126.00.00 ПЗ				137

12 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Группа цехов завода металлургических машин расположена на Южном урале.

12.1 Территория, компоновка и конструктивная часть подстанции

12.1.1 Обоснование местоположения подстанции

Климат умеренно-континентальный. Расчетные климатические параметры на основании [39] с учетом требований [1] и в соответствии с региональными картами расчетных районов Южного федерального округа по гололеду и ветру из условий повторяемости 1 раз в 25 лет:

- температура воздуха, °С:
- среднегодовая – +2;
- наибольшая – +40;
- наименьшая – -48;
- расчетная наиболее холодной пятидневки – -35;
- толщина стенки эквивалентного гололеда 15 мм (III район);
- скорость ветра – 25 м/с, нормативное ветровое давление $W_0 = 400$ Па (I район);
- скорость ветра при гололеде – 16 м/с, нормативное ветровое давление $W_T = 160$ Па;
- средняя высота снежного покрова – 50 см;
- глубина промерзания глинистых и суглинистых грунтов 173см, песчаных грунтов – 211см;
- среднегодовая продолжительность гроз – 50 часов;
- сейсмичность района – ниже 6 баллов.

Инженерно-геологические условия для строительства и эксплуатации несложные.

Подземные воды относятся к типу грунтовых, являются неагрессивными ко всем видам бетона.

Опасных геологических процессов в районе строительства не наблюдается.

12.1.2 Габариты и разрывы на подстанции

Наименьшие расстояния в свету от токоведущих частей до различных элементов представлены в таблице 12.1 [1].

					<i>13.03.02.2019.126.00.00 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		142

Таблица 12.1 – Расстояния от токоведущих частей до различных элементов

Наименование расстояния	Обозначение	Изоляционное расстояние, мм	
		10 кВ	110 кВ
От токоведущих частей или от элементов оборудования и изоляции, находящихся под напряжением, до заземленных конструкций или постоянных внутренних ограждений	А ф-з	200	900
Между проводами разных фаз	А ф-ф	220	1000
От токоведущих частей или от элементов оборудования и изоляции, находящихся под напряжением, до постоянных внутренних ограждений высотой 1,6 м, до габаритов транспортируемого оборудования	Б	950	1650
Между токоведущими частями разных цепей в разных плоскостях при обслуживаемой нижней цепи и неотключенной верхней	В	960	1650
От неогражденных токоведущих частей до земли или до кровли зданий при наибольшем провисании проводов	Г	2900	3600
Между токоведущими частями разных цепей в разных плоскостях, а также между токоведущими частями разных цепей по горизонтали при обслуживании одной цепи и неотключенной другой, от токоведущих частей до верхней кромки внешнего забора, между токоведущими частями и зданиями или сооружениями	Д	2200	2900
От контакта и ножа разъединителя в отключенном положении до ошиновки, присоединенной ко второму контакту	Ж	240	1100

12.1.3 Основные требования при установке трансформаторов

При установке трансформатора производятся следующие работы: погрузка, транспортировка и выгрузка; ревизия и сушка; сборка и установка; пробное включение.

Трансформатор установлен на фундамент.

Передвижение трансформаторов по наклонной плоскости производят с уклоном не более 15°. скорость перемещения трансформатора в пределах подстанции на собственных катках не должна превышать 8 м/мин.

При установке трансформатора на место во избежание образования воздушных мешков под крышкой бака, а также для обеспечения поступления газа к газовому реле под катки со стороны расширителя кладут стальные пластинки (подкладки).

Катки трансформаторов укрепляют на направляющих упорами, устанавливаемыми с обеих сторон трансформатора. Корпус (бак) трансформатора присоединяют к сети заземления.

					13.03.02.2019.126.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		143

Выбираем две двери из помещений РУ, открывающиеся наружу с самозапирающимися замками, отпираемые без ключа с внутренней стороны помещения. Ширина дверей 1 м, высота не менее 2 м, согласно [1].

Двери между отсеками одного РУ или между смежными помещениями двух РУ имеют устройство, фиксирующее двери в закрытом положении и не препятствующее открыванию дверей в обоих направлениях. Замки в дверях помещений РУ одного напряжения открываются одним и тем же ключом; ключи от входных дверей РУ и других помещений не подходят к замкам камер, а также к замкам дверей в ограждениях электрооборудования.

12.2 Электробезопасность

Согласно [41] электробезопасность группы цехов завода металлургических машинообеспечивается:

- конструкцией электроустановок;
- техническими способами и средствами защиты;
- организационными и техническими мероприятиями.

Требования (правила и нормы) электробезопасности к конструкции и устройству электроустановок устанавливаются в стандартах системы стандартов безопасности труда (ССБТ), а также в стандартах и технических условиях на электротехнические изделия.

Организационные мероприятия, обеспечивающие электробезопасность:

1 оформление работы наряд-допуском, распоряжением или перечнем работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;

2 допуск к работе;

3 надзор во время работы;

4 оформление перерыва в работе, переводов на другое рабочее место, окончания работы.

Требования безопасности при эксплуатации электроустановок на производстве устанавливаются нормативно-технической документацией по охране труда, утверждаемой в установленном порядке, т. е. соответствующими правилами, инструкциями, нормами и т. п. Методы контроля выполнения требований электробезопасности предусматриваются соответствующей нормативно-технической документацией.

12.2.1 Установка заземляющих ножей и система блокировки

В соответствии с требованиями [1]:

п.4.2.27. Распределительные устройства оборудованы оперативной блокировкой неправильных действий при переключениях в электрических установках, предназначенной для предотвращения неправильных действий с разъединителями, заземляющими ножами.

									Лист
									145
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2019.126.00.00 ПЗ				

п.4.2.28. РУ и Пс оборудованы стационарными заземлителями, обеспечивающими в соответствии требованиями безопасности заземление аппаратов и ошиновки.

Управление разъединителями и заземляющими ножами выполняется из шкафа автоматики разъединителя, находящегося в ОРУ. При этом шкафы, в которых располагаются органы местного управления, должны иметь сигнализацию положения разъединителя.

12.2.2 Требования прокладки заземления на ОРУ

Все металлические части электроустановок, нормально не находящиеся под напряжением, но которые могут оказаться под напряжением из-за повреждения изоляции, должны надёжно соединяться с землей.

Для защиты оборудования от повреждения ударом молнии применяется молниезащита с помощью ОПН и молниеотводов, которые присоединяются к заземлителям.

В целях выравнивания потенциала и обеспечения присоединения электрооборудования к заземлителю на территории, занятой оборудованием, осуществляют прокладку продольных и поперечных горизонтальных заземлителей, соединенных между собой в заземляющую сетку.

Напряжение на заземляющем устройстве при стекании с него тока замыкания на землю не превышает 10 кВ. Для вертикальных электродов применяется прутковая сталь круглого сечения 10...12 мм и длиной до 5 м. Для горизонтальных электродов используется сталь круглого сечения диаметром 6мм.

12.2.3 Защитное заземляющее устройство открытого распределительного устройства

Составим предварительную схему исполнения заземлителя ОРУ подстанции (рисунок 12.1). На ней изобразим размещение основного оборудования, порталов и расположение горизонтальных и вертикальных заземлителей. Вертикальные электроды размещаем по периметру заземлителя.

Согласно с [1, п.1.7.90] продольные заземлители должны быть проложены вдоль осей электрооборудования со стороны обслуживания на глубине 0,5–0,7 м от поверхности земли и на расстоянии 0,8–1,0 м от фундаментов или оснований оборудования.

Поперечные заземлители прокладываем в удобных местах между оборудованием на глубине 0,5–0,7 м от поверхности земли. Расстояние между ними рекомендуется принимать увеличивающимся от периферии к центру заземляющей сетки. При этом первое и последующие расстояния, начиная от периферии, не должны превышать соответственно 4,0; 5,0; 6,0; 7,5; 9,0; 11,0; 13,5; 16,0; 20,0 м. Размеры ячеек заземляющей сетки, примыкающих к местам присоединения нейтралей силовых трансформаторов к заземляющему устройству, не должны превышать 6×6 м.

										Лист
										146
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2019.126.00.00 ПЗ					

Горизонтальные заземлители прокладываем по краю территории, занимаемой заземляющим устройством так, чтобы они в совокупности образовывали замкнутый контур. Вертикальные заземлители прокладываем в узлах сетки горизонтального заземлителя.

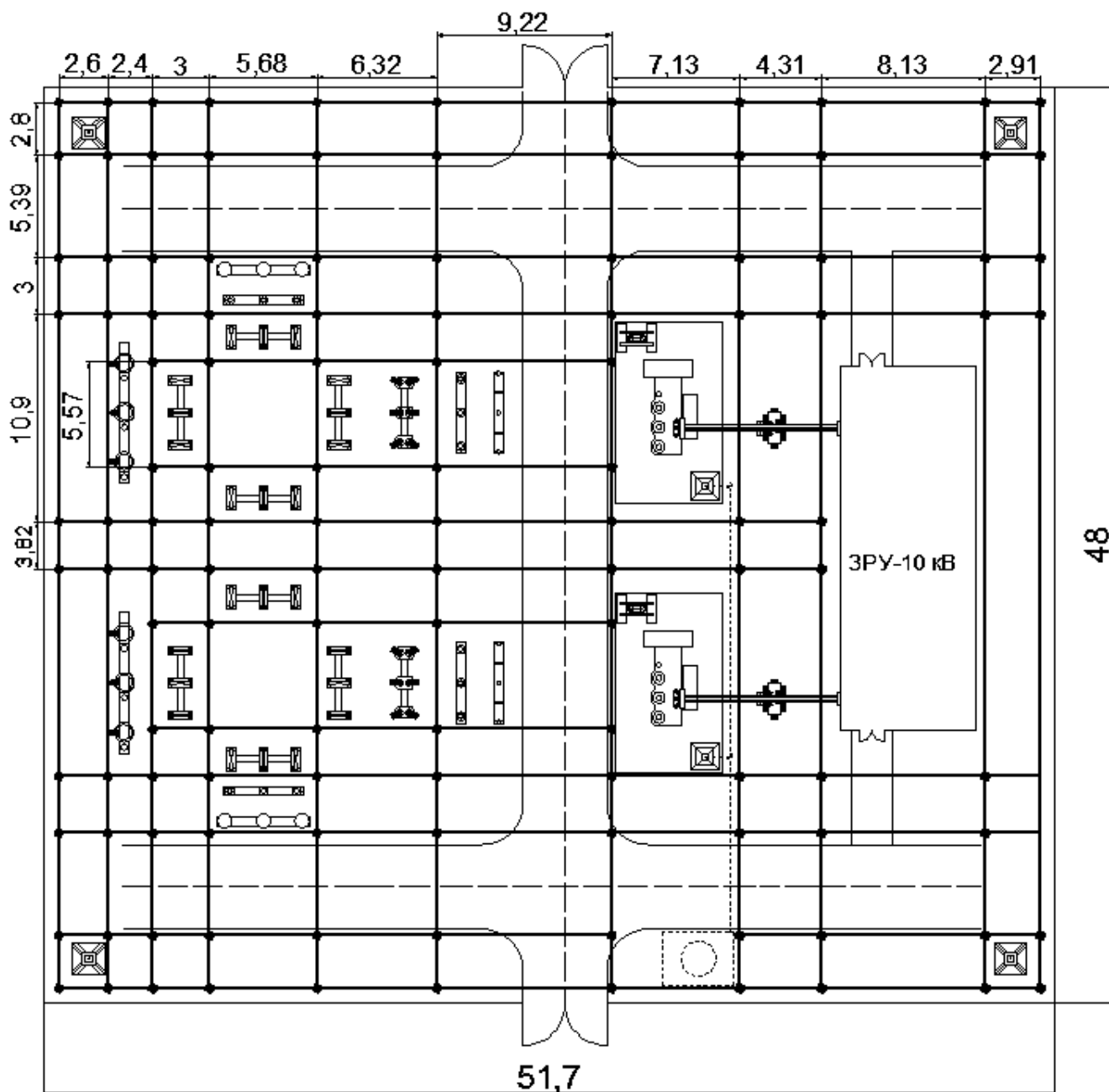


Рисунок 12.1 – схема исполнения заземлителя ОРУ-110 кВ

Рассчитаем заземляющее устройство ОРУ площадью $S_{ОРУ} = 51,7 \cdot 48 = 2482 \text{ (м}^2\text{)}$. Удельное сопротивление верхнего слоя грунта $\rho_1 = 100 \text{ (Ом/м)}$, при $h_1 = 2 \text{ м}$; удельное сопротивление нижнего слоя грунта $\rho_2 = 60 \text{ (Ом/м)}$. Глубина заложения $t_b = 0,7 \text{ м}$; длина вертикального заземлителя $l_b = 5 \text{ м}$. Число вертикальных заземлителей $n_b = 126$.

В соответствии со схемой исполнения заземлителя (рисунок 12.1) суммарная длина горизонтальных электродов составит $L_T = (51,7 \cdot 8 - 7,13 + 26,62 \cdot 4 + 40,66 \cdot 2) +$

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2019.126.00.00 ПЗ

Лист

147

Подставив значения в формулу (12.5) получим:

$$l_{отн} = \frac{2 - 0,114}{5} = 0,377.$$

Располагая значениями ρ_1 и ρ_2 находим эквивалентное удельное сопротивление двухслойной земли ρ_3 по формуле:

$$\rho_3 = \rho_2 \cdot \left(\frac{\rho_1}{\rho_2}\right)^k. \quad (12.6)$$

Поскольку:

$$1 \leq \frac{\rho_1}{\rho_2} = \frac{100}{60} = 1,67 \leq 10,$$

то значение k определяем по выражению:

$$k = 0,43 \cdot \left(l_{отн} + 0,272 \cdot \ln \left(\frac{a \cdot \sqrt{2}}{l_B} \right) \right). \quad (12.7)$$

Подставив значения в формулу (12.7) получим:

$$k = 0,43 \cdot \left(0,377 + 0,272 \cdot \ln \left(\frac{3,98 \cdot \sqrt{2}}{5} \right) \right) = 0,176.$$

Тогда по выражению (12.6):

$$\rho_3 = 60 \cdot \left(\frac{100}{60} \right)^{0,176} = 65,6 \frac{\text{Ом}}{\text{м}}.$$

Сопротивление заземлителя определяется по выражению:

$$R_3 = \frac{A \cdot \rho_3}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_3}{L_r + L_B}. \quad (12.8)$$

Поскольку: $0 \leq t_{отн} = 0,114 \leq 0,5$, то значение A определяем по выражению:

$$A = 0,385 - 0,25 \cdot t_{отн}. \quad (12.9)$$

Подставив значения в формулу (12.9) получим:

$$A = 0,385 - 0,25 \cdot 0,114 = 0,357.$$

Тогда по выражению (12.12):

$$R_3 = \frac{0,357 \cdot 65,6}{49,8} + \frac{65,6}{1129 + 630} = 0,508.$$

Найдем суммарное сопротивление заземлителя по выражению (12.2):

$$R_\Sigma = \frac{1,06 \cdot 0,508}{1,06 + 0,508} = 0,343 \text{ Ом}.$$

Общее сопротивление искусственного и естественного заземлителей равняется не более 0,5 Ом, что соответствует требуемому допустимому значению.

					<i>13.03.02.2019.126.00.00 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		149

12.3 Расчет освещения открытого распределительного устройства

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

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 30 лк; две лампы присоединены через предохранители и автоматы и включены круглосуточно.

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

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

Светильники эвакуационного освещения присоединены к сети, не зависящей от сети рабочего освещения. На подстанции предусмотрено рабочее и аварийное освещение. Рабочее освещение является основным и выполнено во всех помещениях и на открытых участках территории (ОРУ). Аварийное освещение отсутствует на территории ОРУ.

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

Искусственное освещение ОРУ осуществляется прожекторами. Прожектора размещаются мачтах молниеотводов. На территории ОРУ подстанции осветительная сеть выполнена кабелем.

Освещение ОРУ осуществляется светодиодными прожекторами от Ардатовского светотехнического завода типа ДО15-120-301 Kosmos (рисунок 12.3) [43]. Параметры прожектора представлены в таблице 12.2.

										Лист
										150
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2019.126.00.00 ПЗ					

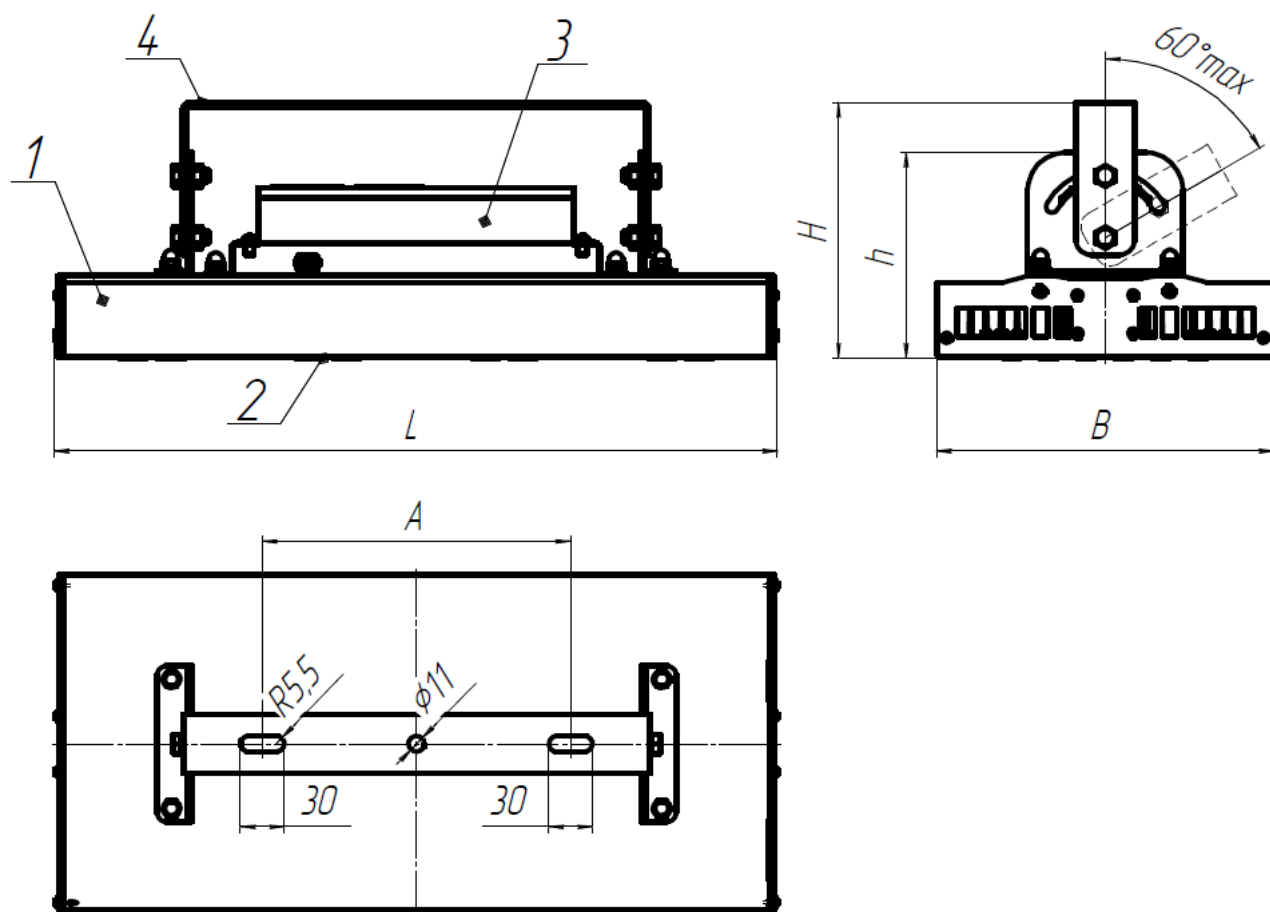


Рисунок 12.3 – Внешний вид прожектора серии ДО15-120-301 Kosmos:
 1 - корпус, 2 - светодиодный модуль с линзами, 3 - источник питания (драйвер),
 4 - узел крепления.

Таблица 12.2 – Параметры прожектора серии ДО15-200-301 Kosmos

Тип прожектора	Напряжение сети, В	Мощность, Вт	световой поток, лм	Освежая сила света, кд	КПД, %
ДО15-120-001 Kosmos	220	200	15292	124459	85%

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

В виду громоздкости оборудования, устанавливаемого на ОРУ (трансформаторов, 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 учетом размещения основного оборудования и отходящих линий электропередачи высокого напряжения.

Рассчитаем освещенность ОРУ, площадь которого составляет 2482 м².

Суммарный световой поток определим по формуле:

$$\Sigma \Phi = E_n \cdot S \cdot k_3 \cdot k_n, \quad (12.10)$$

						Лист
						151
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2019.126.00.00 ПЗ	

где E_n – норма освещенности, лк;

S – площадь ОРУ, м²;

k_3 – коэффициент запаса, учитывающий потери света от загрязнения отражателя, защитного стекла, лампы, $k_3 = 1,2 \dots 1,8$;

k_n – коэффициент, учитывающий потери света в зависимости от конфигурации освещенности площади, $k_n = 1,15 \dots 1,5$.

Норма освещенности в проходах между оборудованием, на земле $E_n = 10$ лк, согласно [44], XII разряд зрительной работы (отношение минимального размера объекта различения к расстоянию от этого объекта до глаз работающего 0,02-0,05).

Подставив значения в формулу (12.10) получим:

$$\sum \Phi = 10 \cdot 2482 \cdot 1,5 \cdot 1,3 = 48399 \text{ лм.}$$

Определим требуемое число прожекторов по формуле:

$$N = \frac{\sum \Phi}{\Phi_{л} \cdot \eta}, \quad (12.11)$$

где $\Phi_{л}$ – световой поток прожектора;

η – КПД прожектора.

Подставив значения в формулу (12.11) получим:

$$N = \frac{48399}{15292 \cdot 0,85} = 3,72.$$

Принимаем к установке 4 прожектора.

Высота установки прожектора определяется по формуле:

$$H = \sqrt{\frac{I_{\max}}{700}}, \quad (12.12)$$

где I_{\max} – максимальная (осевая) сила света прожектора.

Подставив значения в формулу (12.12) получим:

$$H = \sqrt{\frac{124459}{700}} = 13,3 \text{ м.}$$

12.4 Пожарная безопасность

12.4.1 Категория пожарной опасности

По [45] определим категории пожарной опасности имеющихся помещений. Закрытые распределительные устройства с элегазовым оборудованием и вакуумными выключателями (горючие вещества в малом количестве) относятся к В₄ категории помещения по пожарной опасности. Однако, наружные установки

										Лист
										152
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2019.126.00.00 ПЗ					

Маслосборники рассчитаны на прием 100% масла, залитого в трансформатор. А также на задержание 20% расчетного расхода воды. Маслоотводы рассчитаны на отвод 50% масла и полное количество воды не более чем за 0,25 часа.

В период эксплуатации подстанции, при достижении уровня замасленной воды в маслоприемнике выше 0,5 м от днища должна производиться откачка и вывоз в установленные места.

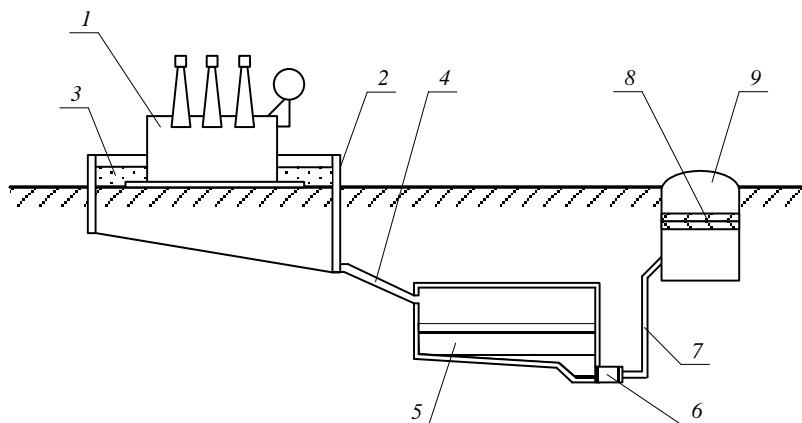


Рисунок 12.4 - Технологическая схема отвода и чистки замасленных стоков трансформатора: 1 – трансформатор; 2 – маслоприемник; 3 – дренажно-гравийная засыпка; 4 – маслоотвод; 5 – маслосборник; 6 – насос; 7 – трубопровод; 8 – фильтр; 9 – колодец.

Пожарные водопроводы не предусматриваются, так как единичная мощность трансформаторов меньше 63 МВА.

12.4.4 Расчет молниезащиты подстанции

Защита от прямых ударов молнии обеспечивается молниеотводами. Используем стержневые молниеотводы, которые состоят из четырех конструктивных элементов: 1 молниеприемника, 2 несущей конструкции, 3 токоотвода и 4 заземлителя (рисунок 12.5).

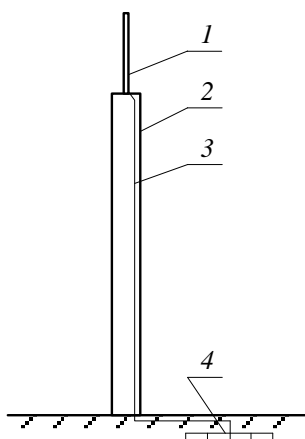


Рисунок 12.5 – Конструкция стержневого молниеотвода

						Лист
						154
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2019.126.00.00 ПЗ	

Прямой удар молнии воспринимает молниеприемник. Несущая конструкция молниеотвода имеет высокую механическую прочность.

Для Урала характерное количество грозových часов в году 40...60, поэтому по требованиям [1] необходимо организовать молниезащиту. Установим четыре молниеотвода (рисунок 12.6). Необходимым условием защиты внутреннего пространства подстанции является [46]:

$$D \leq 8 \cdot p \cdot (h - h_x), \quad (12.13)$$

где h – высота стержневого молниеотвода, м;
 h_x – высота точки на границе защищаемой зоны, м;

p – коэффициент для разных высот молниеотвода: $p = 1$, при $h \leq 30$ м; $p = \frac{\sqrt{30}}{h}$, при $h > 30$ м.

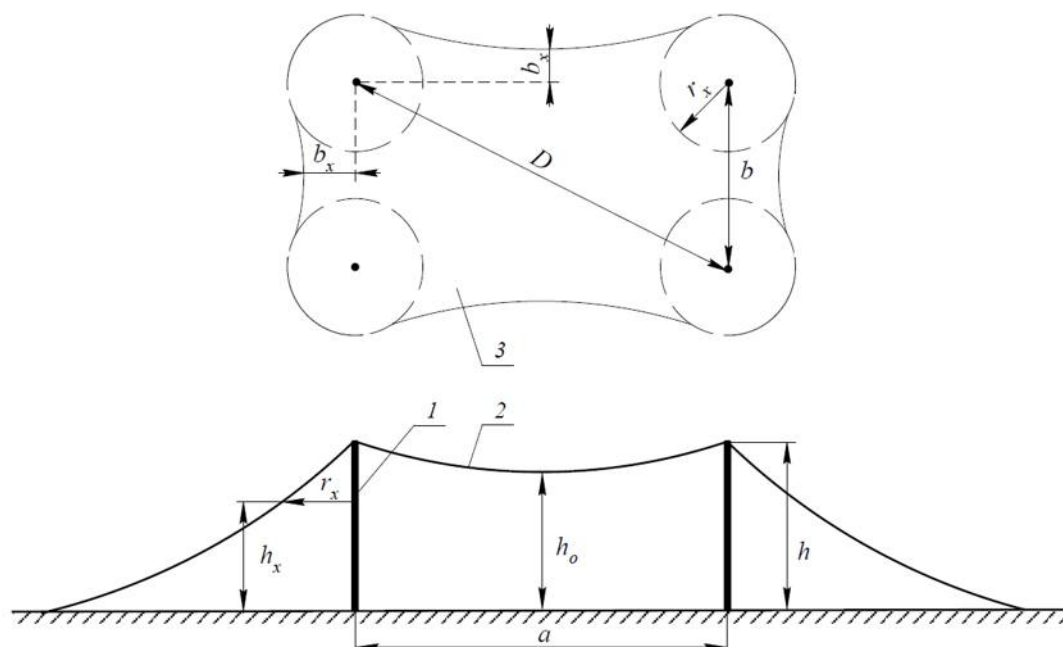


Рисунок 12.6 – Молниезащита подстанции: 1 – стержневой молниеотвод; 2 – зона защиты молниеотвода; 3 – сечение зоны защиты на высоте h_x от земли.

Согласано рисунку 12.6:

$$D = \sqrt{a^2 + b^2}, \quad (12.14)$$

где $a = 48,7$ м, $b = 45$ м – расстояния между стержневыми молниеотводами.
 Подставив значения в формулу (12.14) получим:

$$D = \sqrt{48,7^2 + 45^2} = 66,3 \text{ м}$$

Высота защищаемого объекта $h_x = 10$ м.

Примем, что высота молниеотвода $h < 30\text{м}$ ($p = 1$), тогда из формулы (12.13) выразим:

$$h = \frac{D + 8 \cdot h_x}{8}, \quad (12.15)$$

Подставив значения в формулу (12.15) получим:

$$h = \frac{66,3 + 8 \cdot 10}{8} = 18,3 \text{ м.}$$

Примем высоту молниеотвода 20 м.

Проверим молниеотвод на соответствие необходимому условию (12.13)

$$66,3 \leq 8 \cdot 1 \cdot (20 - 10) = 80,$$

что соответствует требуемому.

Из расчетов видно, что стержневые молниеотводы охватывают зону ОРУ. Молниезащита зданий, не попавших в зону защиты молниеотводов РУ, выполнена с помощью защитной сетки на их кровельном покрытии, эта сетка присоединяется к защитному заземляющему контуру вокруг зданий.

Выводы по разделу

В данном разделе были рассмотрены территория, компоновка и конструктивная часть подстанции с точки зрения безопасности жизнедеятельности человека.

Произведен расчет заземляющего устройства.

Так же в ходе расчетов были приняты к установке 4 светодиодных прожектора серии ДО15-120-301 Kosmos, которые будут устанавливаться на высоту 13,3 м.

Осуществлен расчет молниезащиты, в по итогам которого принята высота 20 м молниеотвода.

					<i>13.03.02.2019.126.00.00 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		156

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе согласно усовершенствованному методу упорядоченных диаграмм выполнен расчет электрических нагрузок группы цехов завода металлургических машин. Разработаны схемы внешнего и внутреннего электроснабжения.

Выбор рационального напряжения внешнего электроснабжения производился путем сравнения технико-экономических показателей схем на напряжения 35 и 110 кВ. В результате была выбрана схема внешнего электроснабжения напряжением 110 кВ.

Выбраны мощность, количество и место установки цеховых трансформаторов с силовыми трансформаторами типа ТМГ, обеспечивающими минимальные затраты при эксплуатации, малые габариты ТП и высокую надежность работы подстанций.

Распределение электрической энергии внутри предприятия осуществляется на напряжении 10 кВ по смешанной схеме, обеспечивающей необходимую надежность и оптимальные режимы работы электрической сети. Учитывая характеристики грунта, климатические условия, и плотность застройки было принято решение прокладывать кабельные линии в траншеях. Были использованы кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена марки АПвП.

В работе уделено внимание вопросу компенсации реактивной мощности. Это объясняется высокой стоимостью электроэнергии и значительным потреблением реактивной мощности. Выбор оптимальной мощности и местоположения компенсирующих устройств позволило оптимизировать режимы работы электрической сети и, как следствие, улучшить экономические показатели ее работы.

В виду того, что на предприятии есть электроприемники оказывающие влияние на показатели качества электроэнергии, в работе было уделено внимание этому моменту. В результате расчетов потребовалась установка специальных устройств, улучшающих показатели качества.

В работе была рассмотрена организация релейной защиты цехового трансформатора.

Разобраны вопросы безопасности жизнедеятельности человека на территории подстанции. Произведен расчет заземляющего устройства, освещения территории ОРУ, молниезащиты

В результате проделанной работы была спроектирована система электроснабжения группы цехов завода металлургических машин, а затем скорректирована в соответствии требованиям стандартов и нормативных документов, что в конечном итоге привело к качественному и надёжному электроснабжению предприятия.

										Лист
										157
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2019.126.00.00 ПЗ					

36 А.М. Ершов. системы электроснабжения. Часть 2 электрические нагрузки компенсация реактивной мощности. Учебное пособие. – Челябинск, 2017

37 Усть-Каменогорский конденсаторный завод. Установки конденсаторные высокого напряжения. <https://www.ukkz.com/images/katalog/ukvn.pdf>

38 В.И. сафонов ЭЛЕКТРОТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ УСТАНОВКИ Учебное пособие Челябинск 2014

39 СП 131.13330.2012 строительная климатология

40 СО 153-34.03.603-2003 Инструкция по применению и испытанию средств защиты, используемых в электроустановках. – Изд-во НЦ ЭНАС, 2003

41 ГОСТ Р 12.1.019-2009 система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты – Изд-во М.: стандартинформ, 2010.

42 СТО 56947007-29.130.15.114-2012 Руководящие указания по проектированию заземляющих устройств подстанций напряжением 6-750 кВ

43 Светодиодный прожектор серии ДО15 Kosmos <http://www.astz.ru/ru-production/svetodiodnyiy-prozhektor-serii-do15-Kosmos/>

44 Естественное и искусственное освещение СП 52.13330.2011

45 РД 34.03.350-98 Перечень помещений и зданий энергетических объектов РАО "ЕЭС России" с указанием категорий по взрывопожарной и пожарной опасности

46 СО 153-34.21.122-2003 Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций

47 А.М. Ершов Релейная защита и автоматика в системах электроснабжения. Часть 2. Защита электрических сетей напряжением до 1 кВ/ Челябинск, ЮУрГУ, 2011

48 Автоматические выключатели и выключатели нагрузки на большие токи Masterpact NT и NW: Каталог. – Schneider Electric, 2007. – 188 с.

49 СП 5.13130.2009 Системы противопожарной защиты. Установки пожарной сигнализации и пожаротушения автоматические. Нормы и правила проектирования

										Лист
										160
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2019.126.00.00 ПЗ					