

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ
Заведующая кафедрой

_____ И.М. Кирпичникова
(подпись)

« ___ » _____ 2020 г.

Электроснабжение основного производства химического завода

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ
ЮУрГУ – 13.03.02.2020.444.00.00 ПЗ ВКР

Консультант по БЖД
д.т.н., профессор

_____ В.Ф. Бухтояров

« ___ » _____ 2020 г.

Руководитель проекта
старший преподаватель

_____ Н.Ю. Аверина

« ___ » _____ 2020 г.

Консультант по релейной защите
старший преподаватель

_____ И.П. Титов

« ___ » _____ 2020 г.

Автор проекта
студент группы ПЗ-573

_____ М.С. Балувев

« ___ » _____ 2020 г.

Нормоконтролёр
старший преподаватель

_____ Н.Ю. Аверина

« ___ » _____ 2020 г.

Челябинск 2020

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

Направление 13.03.02 – «Электроэнергетика и электротехника»

УТВЕРЖДАЮ
Заведующая кафедрой

_____ И.М. Кирпичникова

«___» _____ 2020 г.

ЗАДАНИЕ
на выпускную квалификационную работу студента
Балуева Михаила Сергеевича

Группа ПЗ-573

1 Тема работы

Электроснабжение основного производства химического завода

утверждена приказом по университету от 24.04.2020 г. №627.

2 Срок сдачи студентом законченной работы _____ 08 июня 2020 г.

3 Исходные данные к работе

Из архива кафедры «Электрические станции, сети и системы
электроснабжения»

4 Содержание расчетно-пояснительной записки (перечень подлежащих разработке вопросов)

- 1 Сравнение современных отечественных и передовых зарубежных технологий и решений
- 2 Определение электрических нагрузок основного производства химического завода
- 3 Определение типа, мощности и количества трансформаторов цеховых ТП
- 4 Определение величины напряжения внешнего электроснабжения и единичной мощности трансформаторов ГПП
- 5 Выбор схемы и обоснование величины напряжения внешнего электроснабжения
- 6 Особенности схемы внутризаводского электроснабжения. Выбор кабельных линий
- 7 Определение токов короткого замыкания
- 8 Спецвопрос. Поиск критерия оптимальной схемы питания потребителей с небольшой нагрузкой
- 9 Техничко-экономическое обоснование схемы соединения цеховых ТП
- 10 Подбор электрооборудования для внутризаводской схемы электроснабжения
- 11 Расчёт компенсации реактивной мощности
- 12 Качество электрической энергии
- 13 Безопасность жизнедеятельности
- 14 Релейная защита трансформатора ТСЗП-1600/10

5 Перечень графического материала

1 План генеральный основного производства химического завода	- 1 лист
2 Схема принципиальная электроснабжения основного производства химического завода	- 1 лист
3 Чертеж конструктивный главной понизительной подстанции	- 1 лист
4 Молниезащита главной понизительной подстанции	- 1 лист
5 Оптимизация критерия выбора схемы питания потребителей с небольшой нагрузкой	- 1 лист
6 Схема релейной защиты трансформатора ТСЗП-1600/10	- 1 лист

Всего 6 (шесть) листов

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

Раздел	Консультант	Подпись, дата	
		Задание выдал (консультант)	Задание принял (студент)
Релейная защита	И.П. Титов		
БЖД	В.Ф. Бухтояров		

7 Дата выдачи задания 07 февраля 2020 г.

Руководитель Н.Ю. Аверина

Задание принял к исполнению М.С. Балуюев

КАЛЕНДАРНЫЙ ПЛАН

Наименование этапов выпускной квалификационной работы	Готовность (дата)	Отметка о выполнении руководителя
1 Введение		
2 Сравнение отечественных и передовых зарубежных технологий и решений	07.02.20	
3 Определение электрических нагрузок основного производства химического завода	14.02.20	
4 Определение типа, мощности и количества трансформаторов цеховых ТП	17.02.20	
5 Определение величины напряжения внешнего электропитания и единичной мощности трансформаторов ГПП	24.02.20	
6 Выбор схемы и обоснование напряжения внешнего электропитания	28.02.20	
7 Особенности схемы внутризаводского электропитания. Выбор кабельных линий	04.03.20	
8 Определение токов короткого замыкания	09.03.20	
9 Спецвопрос. Поиск критерия оптимальной схемы питания потребителей с небольшой нагрузкой	13.03.20	
10 Технико-экономическое обоснование схемы соединения цеховых ТП	18.03.20	
11 Подбор электрооборудования для внутризаводской схемы электропитания	20.03.20	
12 Расчёт компенсации реактивной мощности	27.03.20	
13 Качество электрической энергии	14.04.20	
14 Безопасность жизнедеятельности	23.04.20	
15 Релейная защита трансформатора ТСЗП-1600/10	12.05.20	
16 Графическая часть:	20.05.20	
16.1 План генеральный основного производства химического завода	25.05.20	
16.2 Схема электропитания основного производства химического завода		
16.3 Чертеж конструктивный главной понизительной подстанции		
16.4 Молниезащита главной понизительной подстанции		
16.5 Оптимизация критерия выбора схемы питания потребителей с небольшой нагрузкой		
16.6 Схема релейной защиты трансформатора ТСЗП-1600/10		
17 Оформление пояснительной записки	25.05.20	

Заведующая кафедрой

(подпись)

И.М. Кирпичникова

Руководитель работы

(подпись)

Н.Ю. Аверина

Студент

(подпись)

М.С. Балуев

АННОТАЦИЯ

Балуев М.С. Электроснабжение основного производства химического завода – Челябинск, ЮУрГУ, ПЗ, 2020, 102 с, 21 ил., 51 табл., библиогр. список 54 наим., 6 листов чертежей ф. А1

В выпускной квалификационной работе выполнен проект электроснабжения основного производства химического завода. Произведён расчёт электрических нагрузок на каждом уровне системы электроснабжения, который позволил разработать схемы внешнего и внутривзаводского распределения электрической энергии.

Открытое распределительное устройство напряжением 110 кВ выполнено по схеме 110-4Н с применением элегазового электрооборудования. Закрытое распределительное устройство 10 кВ укомплектовано ячейками D-12P, которые снабжены вакуумными выключателями ВВ/TEL-10, трансформаторами тока ТОЛ-10 и антирезонансными трансформаторами напряжения НАМИ-10. Отходящие от ЗРУ-10 кВ выполнены кабелями из сшитого полиэтилена типа АПВБП-10 следующих сечений: 50, 95, 120 мм².

Для снижения негативного влияния реактивной мощности предусмотрена установка компенсирующих устройств в сети 10 и 0,4 кВ. Для защиты электрооборудования от ненормальных режимов предусматриваются микропроцессорные устройства релейной защиты на базе Seram. Рассмотрены мероприятия по обеспечению безопасности труда, выполнены расчеты молниезащиты, защитного заземления и освещения ОРУ-110 кВ.

13.03.02.2020.444.00.00 ПЗ

Изм	Лист	№ документа	Подпись	Дата			
					Электроснабжение основного производства химического завода		
Разраб.		Балуев			Лит.	Лист	Листов
Пров.		Аверина			В К Р	3	102
Н. контр.		Аверина			ФГАОУ ВО «ЮУрГУ (НИУ)» Кафедра ЭССиСЭ		
Утв.		Кирпичникова					

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	6
Технический паспорт	6
СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ЗАРУБЕЖНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И РЕШЕНИЙ.....	8
Выводы по разделу	10
1 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК ОСНОВНОГО ПРОИЗВОДСТВА ХИМИЧЕСКОГО ЗАВОДА	
1.1 Определение электрических нагрузок по ремонтно-механическому цеху	11
1.2 Расчёт электрических нагрузок основного производства химического завода	14
1.3 Определение параметров картограммы электрических нагрузок.....	17
Выводы по разделу один.....	20
2 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТИПА, МОЩНОСТИ И КОЛИЧЕСТВА ТРАНСФОРМАТОРОВ ЦЕХОВЫХ ТП.....	21
Выводы по разделу два	25
3 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВЕЛИЧИНЫ НАПРЯЖЕНИЯ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ И ЕДИНИЧНОЙ МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ ГПП	26
Выводы по разделу три	29
4 ВЫБОР СХЕМЫ И ОБОСНОВАНИЕ ВЕЛИЧИНЫ НАПРЯЖЕНИЯ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ	
4.1 Расчёт потерь электрической энергии в трансформаторах и питающих линиях электропередачи	30
4.2 Выбор коммутационного и контрольно-измерительного электрооборудования в схеме внешнего электроснабжения	32
4.3 Выбор величины оптимального напряжения внешнего электроснабжения по технико-экономическим параметрам.....	34
Выводы по разделу четыре	38
5 ОСОБЕННОСТИ СХЕМЫ ВНУТРИЗАВОДСКОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ. ВЫБОР КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ	39
Выводы по разделу пять	41
6 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ	43
Выводы по разделу шесть	46
7 СПЕЦВОПРОС. ПОИСК КРИТЕРИЯ ОПТИМАЛЬНОЙ СХЕМЫ ПИТАНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ С НЕБОЛЬШОЙ НАГРУЗКОЙ.....	47
Выводы по разделу семь	52
8 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ СХЕМЫ СОЕДИНЕНИЯ ЦЕХОВЫХ ТП.....	53
8.1 Расчёт потерь электрической энергии в элементах рассматриваемых СЭС	54
8.2 Выбор комплектного электрооборудования	56

	Разр.				13.03.02.2020.444.00.00 ПЗ	Лист
	Пров.					4
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		

8.3	Выбор оптимальных параметров	57
	Выводы по разделу восемь	60
9	ПОДБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ ВНУТРИЗАВОДСКОЙ СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ	
9.1	Комплектация ЗРУ-10 кВ	61
9.2	Выбор комплектных трансформаторных подстанций.....	63
9.3	Выбор комплектных токопроводов	65
9.4	Выбор кабелей по термической стойкости	66
	Выводы по разделу девять	67
10	РАСЧЁТ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ	68
	Выводы по разделу десять	73
11	КАЧЕСТВО ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ	
11.1	Определение коэффициента искажения синусоидальности напряжения	74
11.2	Определение величины провала напряжения	77
	Выводы по разделу одиннадцать.....	77
12	БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ	
12.1	Территория, компоновка и конструктивная часть ГПП	78
12.2	Защитные средства и меры от поражения электрическим током	79
12.3	Молниезащита ГПП.....	82
12.4	Расчёт защитного заземления ГПП	84
12.5	Освещение открытого распределительного устройства.....	87
12.6	Обеспечение пожарной безопасности	88
	Выводы по разделу двенадцать	89
13	РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРА ТСЗП-1600/10	
13.1	Защита от перегрузок	92
13.2	Мгновенная токовая защита.....	93
13.3	Защита от однофазных замыканий на землю.....	95
13.4	Защита от перегрева	95
13.5	Защита полупроводникового преобразователя.....	96
	Выводы по разделу тринадцать	97
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	98
	БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	99

ВВЕДЕНИЕ

Владимирский химический завод выпускает широкий ассортимент химической продукции: ПВХ-пластикаты, непластифицированные, листовые и гранулированные материалы, стеклопластиковые изделия. Сфера применения их широка: от кабельной и автомобильной до пищевой и строительной отраслей промышленности

Основное производство Владимирского химического завода располагается на 185 тыс. м² территории. Включает в себя семнадцать цехов с суммарной установленной мощностью 29184 кВт, 7440 кВт из которой приходится на высоковольтные электроприёмники напряжением 10 кВ в составе: четырёх синхронных двигателей 630 кВт, четырёх асинхронных двигателей 630 кВт, двух высоковольтных фильтров постоянного тока 1200 кВт.

Основное производство Владимирского химического завода включает в себя цеха как 2-ой, так и 3-ей категории по надёжности электроснабжения. Ко 2-ой категории относятся основные производственные цеха предприятия, перерыв в электроснабжении которых приводит к недоотпуску продукции, а именно: насосная ОВС (1), ПВК (2), насосная станция (3), очистные сооружения (4), переработка оборотов 1-я ступень (5), переработка оборотов 2-я ступень (6), химическая лаборатория (7), специальная вытяжка и очистка (8), цех специальной керамики (10), цех технологической оснастки (11), цех химических реагентов (13), цех стеклогранулирования (15), компрессорный цех (16). Остальные цеха относятся к 3-ей категории, такие как: складское хозяйство (9), цех ЭРУ (12), ремонтно-механический цех (14), административное здание (17).

Владимирский химический завод по специфике производства возможно отнести ко второй категории по надёжности электроснабжения. Поэтому питание должно выполняться от двух энергонезависимых источников питания. В качестве данных источников возможно использовать районные распределительные подстанции со следующими параметрами напряжений и максимальных величин токов трёхфазных замыканий: 35 и 110 кВ, а также 800 и 3800 МВ·А.

Климатические характеристики грунта и окружающего воздуха имеют следующие усреднённые показатели: 22,6 °С – температуры воздуха, 14,2 °С – температура грунта, в котором отсутствуют блуждающие токи, колебания и растягивающие усилия, а также грунт отличен средней коррозионной активностью.

Технический паспорт проекта

1 Суммарная установленная мощность электроприемников предприятия напряжением ниже 1 кВ – 21744 кВт.

2 Суммарная установленная мощность электроприемников предприятия напряжением свыше 1 кВ – 7440 кВт.

3 Категория основных потребителей по надёжности электроснабжения – II.

4 Активная расчётная мощность на шинах главной понизительной подстанции: 15792 кВт.

	Разр.				13.03.02.2020.444.00.00 ПЗ	Лист
	Пров.					6
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		

5 Коэффициент реактивной мощности: естественный $\text{tg}\varphi_e=0,62$; расчетный $\text{tg}\varphi_p=0,49$; заданный энергосистемой $\text{tg}\varphi_{эс}=0,50$.

6 Напряжение внешнего электроснабжения: 110 кВ.

7 Мощность короткого замыкания в точке присоединения к энергосистеме: 3800 МВ·А.

8 Тип и сечение питающих линий ВЛ 110 кВ – АС-70/11.

9 Расстояние от предприятия до питающей подстанции 15,0 км.

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

11 Напряжение внутреннего электроснабжения предприятия 10 кВ.

12 Внутрицеховые трансформаторные подстанции с трансформаторами типа ТМГА, мощностью 630, 1000, 1600, 2500 кВ·А.

13 Грунт: коррозионная активность – средняя, блуждающие токи – нет, растягивающие усилия – нет.

14 Число часов использования максимума нагрузки 4355 ч/год.

15 Марка и сечение кабельных линий: АПвБП-10 с сечением 50, 95, 120 мм².

	Разр.				13.03.02.2020.444.00.00 ПЗ	Лист
	Пров.					7
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		

СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ПЕРЕДОВЫХ ЗАРУБЕЖНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И РЕШЕНИЙ

Со второй половины 20 века ведутся разработки в области применения элегазовой изоляции при производстве высоковольтных выключателей напряжением 35 кВ и выше [1].

Процесс работы элегазового выключателя заключается в следующем. При срабатывании сигнала о необходимости отключения электроприёмников посредством элегазового выключателя контакты, располагаемые в дугогасительной камере, размыкаются. В дугогасительной камере при размыкании контактов происходит разложение газа на отдельные составляющие, ввиду чего дуга гаснет из-за высокого давления в камере. Для обеспечения необходимого уровня давления в камере устанавливаются компрессоры, а посредством шунтирования выполняется выравнивание тока.

Процесс включения и отключения элегазового выключателя выполняется с помощью приводов: пружинного и гидравлического типов. Данные приводы, помимо указанных функций, способствуют удержанию дуги при коммутациях на определённом уровне при необходимости.

Принцип действия пружинного привода достаточно прост, ввиду чего он обладает высокими характеристиками надёжности. Все операции данного привода выполняются за счёт кинематики и механики входящих в его состав комплектующих. Наиболее эффективными с точки зрения эксплуатации считаются пружинные приводы, оснащённые гидравлическими системами управления.

Основными особенностями элегазовых выключателей являются:

- универсальная возможность использования в распределительных сетях любого класса напряжения;
- быстрое время срабатывания, позволяющее очень оперативно отключать аварийные участки электрических распределительных сетей;
- соответствуют самым высоким требованиям пожарной безопасности;
- долговечность работы и практически не требуют затрат на эксплуатацию;
- возможность выполнения коммутаций в сетях постоянного тока.

Также стоит отметить ряд недостатков:

- достаточно большие капиталовложения, вызванные стоимостью элегаза
- необходимость установки на специально подготовленный фундамент с установленной металлоконструкцией;
- возможна работа в ограниченном диапазоне низких температур;
- для проверки давления элегаза необходимо наличие специального оборудования.

Ввиду отсутствия конкурентных способов гашения дуги в сравнении с элегазом, в иностранных государствах ведётся активная работа по внедрению данных устройств в распределительные электрические сети. Кроме того, в настоящее время налажен выпуск комплектных распределительных устройств, выполняемых на базе коммутационных и измерительных электроаппаратов с элегазовой изоляцией.

	Разр.				13.03.02.2020.444.00.00 ПЗ	Лист
	Пров.					8
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		

В Российской Федерации прослеживается некоторое отставание в реализации проектов по выпуску и внедрению комплектных распределительных устройств с элегазовой изоляцией. Это объясняется скудным оснащением производственных линий, а также недостаточной поддержкой со стороны государства. По этой причине выделим основные задачи, для развития производства элегазовой электроаппаратуры:

- ликвидировать отставание в обеспечении распределительных электрических сетей электрооборудованием обладающего улучшенными массогабаритными характеристиками, низкой стоимостью, высокой надежностью;
- разработать цифровые системы мониторинга, диагностики и управления электроаппаратами;
- разработать системы и методы, позволяющие прогнозировать срок службы электрооборудования;
- разработать выключатели с функцией синхронного включения.

На данный момент ведутся активные работы по улучшению технических и эксплуатационных характеристик элегазового электрооборудования. В частности, разрабатывается возможность применения комбинации автопневматического способа гашения наряду с автогенерацией давления элегаза в дугогасительных камерах выключателей.

В таблице А представим сравнение основных технических параметров элегазовых выключателей, с целью выбора оптимального типа выключателя для реализации схемы внешнего электроснабжения.

Таблица А – Сравнительный анализ технических параметров элегазовых коммутационных аппаратов отечественного и иностранного производства

Технические параметры	ВЭБ-110-40У1 «Уралэлектротяжмаш» [2]	3AP1DT-145ЕК, «Siemens» [3]
1	2	3
Номинальное напряжение, кВ	110	110
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	126	126
Номинальный ток, А	до 3150	до 4000
Номинальный ток отключения, кА	40	40
Номинальное относительное содержание апериодической составляющей, %, не более	40	40
Наибольший пиковый ток сквозного короткого замыкания, кА	102	102
Начальное действующее значение периодической составляющей, кА	40	40
Ток термической стойкости	40	40
Время протекания тока термической стойкости, с	3	3
Собственное время отключения, с	0,035	0,034
Полное время отключения, с	0,055	0,057

Продолжение таблицы А

1	2	3
Собственное время включения, с	0,062	0,063
Механическая стойкость циклов В – пауза – О	10 000	10 000
Верхнее и нижнее значения температуры окружающего воздуха, °С	max+40 min-55	max+40 min-55
Капитальные затраты на приобретение и монтаж, тыс.руб	5 260	8 340

Выводы по разделу

Сравнение технических параметров рассмотренных коммутационных электроаппаратов с элегазовой изоляцией позволяет выбрать оптимальный вариант для реализации схемы внешнего электроснабжения основного производства химического завода, в качестве которого принят выключатель ВЭБ-110-40/1250 У1.

	Разр.				13.03.02.2020.444.00.00 ПЗ	Лист
	Пров.					10
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		

1 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК ОСНОВНОГО ПРОИЗВОДСТВА ХИМИЧЕСКОГО ЗАВОДА

Определение электрических нагрузок основного производства химического завода выполняется согласно методике, основанной на усовершенствованном методе упорядоченных диаграмм [4]. В системе электроснабжения основного производства химического завода есть характерные узлы, для которых определяются расчетные нагрузки. Последовательность расчета производится от потребителей до энергосистемы.

1.1 Расчет нагрузок по ремонтно-механическому цеху

Выполним определение величин электрических нагрузок последовательно начиная от низших уровней (I) к высшим (VI). К I уровню СЭС относятся отдельные электроприёмники такие как: станки, машины, аппараты.

Расчетная нагрузка I уровня определяется по выражениям

$$p_p^I = k_{н.а} \cdot p_n, \quad (1.1)$$

$$q_p^I = k_{н.а} \cdot p_n \cdot \operatorname{tg}\varphi_n, \quad (1.2)$$

где $k_{н.а}$ – коэффициент использования по активной мощности [5];

$\operatorname{tg}\varphi_n$ – коэффициент реактивной мощности электроприёмника [5].

Ко II уровню СЭС относятся распределительные шинопроводы напряжением 0,4 кВ, данную расчетную нагрузку возможно определить по выражениям

$$P_p^{II} = K_{р.а} \cdot \sum_{i=1}^n k_{н.а.i} \cdot p_{н.i}, \quad (1.3)$$

$$Q_p^{II} = K_{р.р} \cdot \sum_{i=1}^n k_{н.а.i} \cdot p_{н.i} \cdot \operatorname{tg}\varphi_{н.i}, \quad (1.4)$$

$$S_p^{II} = \sqrt{(P_p^{II})^2 + (Q_p^{II})^2}, \quad (1.5)$$

$$I_p^{II} = S_p^{II} / (\sqrt{3} \cdot U_n), \quad (1.6)$$

где $K_{р.а}$ – коэффициент расчетной нагрузки по активной мощности, определяется в [6] и зависит от $n_э$ и $k_{н.а}$;

$K_{р.р}$ – коэффициент расчетной нагрузки по реактивной мощности.

Эффективное число электроприемников определяется по выражению

$$n_э = \left(\sum_{i=1}^n p_{н.i} \right)^2 / \sum_{i=1}^n p_{н.i}^2. \quad (1.7)$$

Разр.					13.03.02.2020.444.00.00 ПЗ	Лист
Пров.						11
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		

Средневзвешенное значение коэффициента использования определяется из выражения

$$K_{и.а} = \frac{\sum_{i=1}^n k_{и.а.i} \cdot p_{н.i}}{\sum_{i=1}^n p_{н.i}}, \quad (1.8)$$

где $k_{и.а.i}$ – коэффициент использования i -го электроприемника.

При числе однофазных ЭП более трех при различных $K_{и}$ и $\cos\varphi$, а также при включении их на фазные и линейные напряжения распределение однофазной нагрузки выполняется по возможности равномерно по фазам на линейное и фазное напряжение. Однофазная нагрузка, располагаемая в сборочном и прессово-сварочном отделениях, представлена в таблице 1.1. В таком случае, средняя активная и реактивная мощность на фазу А определяются по выражениям [5]:

$$P_{ср.А} = k_{и.а} \cdot P_{(АВ)} \cdot k_{АВ(А)} + k_{и.а} \cdot P_{(СА)} \cdot k_{СА(А)} + k'_{и.а} \cdot P_{(А0)}, \quad (1.9)$$

$$Q_{ср.А} = k_{и.а} \cdot P_{(АВ)} \cdot q_{АВ(А)} + k_{и.а} \cdot P_{(СА)} \cdot q_{СА(А)} + k'_{и.а} \cdot P_{(А0)} \cdot \operatorname{tg}\varphi, \quad (1.10)$$

где $k_{и.а}$ и $k'_{и.а}$ – коэффициенты использования по активной мощности;

$P_{(АВ)}$ – активная нагрузка, присоединенная на линейное напряжение АВ, кВт;

$P_{(СА)}$ – активная нагрузка, присоединенная на линейное напряжение АС, кВт;

$P_{(А0)}$ – активная нагрузка, присоединенная на фазу А, кВт;

$k_{АВ(А)}$, $k_{СА(А)}$, $q_{АВ(А)}$, $q_{СА(А)}$ – коэффициенты приведения нагрузок к соответствующим фазам.

Условная трёхфазная мощность от однофазных электроприёмников для наиболее загруженной фазы:

$$P_c = 3P_{с.ф.маx} \cdot \quad (1.11)$$

$$Q_c = 3Q_{с.ф.маx} \cdot \quad (1.12)$$

Коэффициент использования по активной нагрузке для случая, когда наиболее загруженной является фаза А

$$K_{и.а} = \frac{P_{ср.А}}{\frac{1}{2} \cdot (P_{(АВ)} + P_{(АС)}) + P_{А0}} \cdot \quad (1.13)$$

Результаты расчетов однофазной нагрузки, произведенных по формулам (1.9) – (1.13), представлены в таблице 1.1.

Разр.					13.03.02.2020.444.00.00 ПЗ	Лист
Пров.						12
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		

Таблица 1.1 – Расчет нагрузок однофазных электроприемников в сборочном и прессово-сварочном отделениях ремонтно-механического цеха

Узлы системы электроснабжения и электроприёмники	P _{н.} , кВт	P _{н.Σ} , кВт	N	n·P _{н.} ² , кВт ²	Установленная мощность ЭП, подключенных на линейное напряжение			Коэффициенты приведения			Установленные мощности ЭП, подключенных на фазное напряжение			k _{и.а.}	cosφ	tgφ	Средние мощности											
					AB	BC	CA	к фазе	k	g	A	B	C				P _{ср.} , кВт			Q _{ср.} , квар								
																	A	B	C	A	B	C						
Сборочное отделение																												
ЭП, подключенные на линейное напряжение	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-							
1 Сварочный аппарат	21,5	86,0	4	1849	21,5	-	-	a	1,17	0,86	-	-	-	0,20	0,40	2,29	5,0	-	-	3,7	-	-						
-	-	-	-	-		-	-	b	-0,17	1,44	-	-	-				-	-	-	-	-	-0,7	-	-	6,2	-		
-	-	-	-	-		-	43,0	-	b	1,17	0,86	-	-				-	-	-	-	-	8,9	-	-	-	7,4	-	
-	-	-	-	-		-		-	c	-0,17	1,44	-	-				-	-	-	-	-	-	-	-1,5	-	-	-	12,4
-	-	-	-	-		-	-	21,5	c	1,17	0,86	-	-				-	-	-	-	-	-	-	5,0	-	-	-	3,7
-	-	-	-	-		-	-		-	a	-0,17	1,44	-				-	-	-	-	-	-	-	-	-	6,2	-	-
Всего по однофазной нагрузке, подключенной на линейное напряжение	-	86,0	4	1849	21,5	43,0	21,5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-					
ОЭП, подключенные на U _{ф.} :	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-					
5 Сварочный аппарат	2,5	10,0	4	25	-	-	-	-	-	-	10,0	-	-	0,40	0,50	1,73	4,0	-	-	6,9	-	-						
Всего по однофазной нагрузке, подключенной на фазное напряжение	-	10,0	4	25	-	-	-	-	-	-	10,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-					
Итого по однофазной нагрузке в отделении сборочном:	2,5-21,5	96,0	8	1874	21,5	43	21,5	-	-	-	10,0	-	-	0,26	0,44	2,03	8,3	8,1	3,6	16,8	13,6	16,1						
Прессово-сварочное отделение																												
ЭП, подключенные на линейное напряжение	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-						
25 Сварочный аппарат	17,3	103,8	6	1796	34,6	-	-	a	1,17	0,86	-	-	-	0,20	0,40	2,29	8,1	-	-	6,0	-	-						
-	-	-	-	-		-	-	b	-0,17	1,44	-	-	-				-	-	-	-	-	-1,2	-	-	10,0	-		
-	-	-	-	-		-	34,6	-	b	1,17	0,86	-	-				-	-	-	-	-	8,1	-	-	-	6,0	-	
-	-	-	-	-		-		-	c	-0,17	1,44	-	-				-	-	-	-	-	-	-	-	-1,2	-	-	10,0
-	-	-	-	-		-	-	34,6	c	1,17	0,86	-	-				-	-	-	-	-	-	-	8,1	-	-	6,0	
-	-	-	-	-		-	-		-	a	-0,17	1,44	-				-	-	-	-	-	-	-	-	-	10,0	-	-
Всего по однофазной нагрузке, подключенной на линейное напряжение	-	103,8	6	1796	34,6	34,6	34,6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-					
ОЭП, подключенные на U _{ф.} :	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-					
29 Агрегат сварочный	30,0	240,0	8	7200	-	-	-	-	-	-	90	90	60	0,20	0,50	1,73	18,0	18,0	12,0	31,2	31,2	20,8						
30 Автомат сварочный	25,0	150,0	6	3750	-	-	-	-	-	-	50	50	50	0,20	0,50	1,73	10,0	10,0	10,0	17,3	17,3	17,3						
31 Агрегат для точечной сварки	25,0	75,0	3	1875	-	-	-	-	-	-	25	25	25	0,35	0,70	1,02	8,8	8,8	8,8	8,9	8,9	8,9						
Всего по однофазной нагрузке, подключенной на фазное напряжение	-	465,0	17	12825	-	-	-	-	-	-	165	165	135	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-					
Итого по однофазной нагрузке в отделении прессово-сварочном:	17,3-30,0	568,8	23	14621	34,6	34,6	34,6	-	-	-	165	165	135	0,22	0,51	1,68	43,7	43,7	37,7	73,3	73,3	62,9						

К III уровню СЭС относится щит низкого напряжения трансформаторной подстанции 10/0,4 кВ, данная расчетная нагрузка определяется по формулам

$$P_p^{III} = K_{p.a} \cdot \sum_{i=1}^n K_{и.а.i} \cdot P_{н.i} \quad (1.14)$$

$$Q_p^{III} = K_{p.a} \cdot \sum_{i=1}^n K_{и.а.i} \cdot P_{н.i} \cdot \operatorname{tg}\varphi_{н.i} \quad (1.15)$$

С целью определения полной расчетной мощности РМЦ, найдём расчетную активную и реактивную нагрузку осветительных приборов

$$P_{p.осв} = k_{с.осв} \cdot P_{у.осв} \cdot S_{ц}, \quad (1.16)$$

$$Q_{p.осв} = P_{p.осв} \cdot \operatorname{tg}\varphi_{осв}, \quad (1.17)$$

где $k_{с.осв}$ – коэффициент спроса;

$P_{у.осв}$ – удельная осветительная нагрузка, Вт/м² [7];

$S_{ц}$ – площадь поверхность пола, м²,

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

Полная расчетная низковольтная нагрузка цеха

$$S_{p.ц} = \sqrt{(P_p^{III} + P_{p.осв})^2 + (Q_p^{III} + Q_{p.осв})^2} \quad (1.18)$$

Результаты расчета по формулам (1.1) – (1.18) представим в таблице 1.2.

1.2 Расчет электрических нагрузок основного производства химического завода

При расчете электрических нагрузок основного производства химического завода рассматриваются IV-VI уровни СЭС.

К IV уровню относятся шины распределительной подстанции напряжением 10 кВ. Ввиду отсутствия на предприятии РП-10 кВ, поэтому данный уровень не подлежит рассмотрению. К V уровню относятся шины главной понизительной подстанции основного производства химического завода. Расчетные нагрузки на V уровне определяются по выражениям

$$P_p^V = K_{ом} \cdot \left[\sum_1^{m_1} P_{pi}^{III} + \sum_1^{N_1} k_{и.а.i} \cdot p_{ном.i} + \sum_1^M P_{pi}^{IV} + \sum_1^{L_1} \Delta P_{тi} \right] + P_{осв}, \quad (1.19)$$

$$Q_p^V = K_{ом} \cdot \left[\sum_1^{m_1} Q_{pi}^{III} + \sum_1^{N_1} k_{и.а.i} \cdot p_{ном.i} \cdot \operatorname{tg}\varphi_i + \sum_1^M Q_{pi}^{IV} + \sum_1^{L_1} \Delta Q_{тi} \right] + Q_{осв}, \quad (1.20)$$

где m_1 – число узлов (ТП) СЭС третьего уровня, питающихся от СШ 10 кВ ГПП;

Разр.					13.03.02.2020.444.00.00 ПЗ	Лист
Пров.						14
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		

Таблица 1.2 – Расчет электрических нагрузок по ремонтно-механическому цеху

Исходные данные							Расчетные величины						Расчетная мощность			
По заданию технологов				Данные из справочника			P _{ср.} , кВт	Q _{ср.} , квар	n·p ² _{ном}	n _э	K _{р.а.}	K _{р.р.}	P _{р.} , кВт	Q _{р.} , квар	S _{р.} , кВ·А	I _{р.} , А
Наименование ЭП и узлов системы электроснабжения	n _{ЭП}	Номинальная мощность, приведенная к длительному режиму		k _{н.а.}	cosφ	tgφ										
		p _{н.} , кВт	P _{н.} , кВт													
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Распределительный шинопровод ШПР-1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1, 5 Однофазная нагрузка (таблица 1.1)	8	2,5-21,5	96,0	0,26	0,44	2,03	24,9	50,4	1874	-	-	-	-	-	-	-
2 Покрасочно-сушильная установка	2	19,0	38,0	0,10	0,65	1,17	3,8	4,4	722	-	-	-	-	-	-	-
3 Машина точечной сварки	4	65,0	260,0	0,35	0,70	1,02	91,0	92,8	16900	-	-	-	-	-	-	-
4 Пресс гидравлический	6	3,8	22,8	0,17	0,65	1,17	3,9	4,5	87	-	-	-	-	-	-	-
6 Обдирочно-шлифовальный станок	4	2,2	8,8	0,12	0,50	1,73	1,1	1,8	19	-	-	-	-	-	-	-
7 Точило обдирочное	6	3,2	19,2	0,14	0,45	1,98	2,7	5,3	61	-	-	-	-	-	-	-
8 Пресс винтовой фрикционный	1	7,3	7,3	0,17	0,65	1,17	1,2	1,5	53	-	-	-	-	-	-	-
9 Трубоотрезной станок	4	2,7	10,8	0,14	0,50	1,73	1,5	2,6	29	-	-	-	-	-	-	-
10 Шкаф электрический сушильный	2	3,1	6,2	0,80	1,00	0,00	5,0	0,0	19	-	-	-	-	-	-	-
11 Таль электрическая	2	3,2	6,4	0,35	0,50	1,73	2,2	3,9	20	-	-	-	-	-	-	-
12 Вентилятор	9	4,5	40,5	0,65	0,80	0,75	26,3	19,7	182	-	-	-	-	-	-	-
13 Мостовой кран	1	31,0	31,0	0,35	0,50	1,73	10,9	18,8	961	-	-	-	-	-	-	-
Всего по ШПР-1	49	2,2-65,0	547,0	0,32	0,65	1,18	174,4	205,8	20929	14	1,05	1,04	183,2	214,9	282,4	429,0
Распределительный шинопровод ШПР-2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
14 Камерная печь	3	75,0	225,0	0,60	0,95	0,33	135,0	44,4	16875	-	-	-	-	-	-	-
15 Камерная печь	3	60,0	180,0	0,60	0,96	0,29	108,0	31,5	10800	-	-	-	-	-	-	-
16 Электропечь цементная	2	80,0	160,0	0,60	0,98	0,20	96,0	19,5	12800	-	-	-	-	-	-	-
17 Шахтная отпускная печь	3	33,0	99,0	0,60	0,97	0,25	59,4	14,9	3267	-	-	-	-	-	-	-
18 Закалочный станок	4	10,0	40,0	0,60	0,95	0,33	24,0	7,9	400	-	-	-	-	-	-	-
19 Электропечь камерная	6	45,0	270,0	0,60	0,95	0,33	162,0	53,2	12150	-	-	-	-	-	-	-
20 Электропечь ванная	1	20,0	20,0	0,60	0,96	0,29	12,0	3,5	400	-	-	-	-	-	-	-
21 Вентилятор	4	5,0	20,0	0,65	0,80	0,75	13,0	9,8	100	-	-	-	-	-	-	-
22 Таль электрическая	2	2,8	5,6	0,20	0,50	1,73	1,1	1,9	16	-	-	-	-	-	-	-
23 Кран-балка	1	7,3	7,3	0,25	0,50	1,73	1,8	3,2	53	-	-	-	-	-	-	-
Всего по ШПР-2	29	2,8-80,0	1026,9	0,60	0,96	0,31	612,3	189,7	56861	19	1,00	1,04	612,3	197,1	643,3	977,4
Распределительный шинопровод ШПР-3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
25, 29-31 Однофазная нагрузка (таблица 1.1)	23	17,3-30,0	568,8	0,22	0,51	1,68	131,1	219,9	14621	-	-	-	-	-	-	-
24 Пресс гидравлический	2	4,5	9,0	0,20	0,65	1,17	1,8	2,1	41	-	-	-	-	-	-	-
26 Молот пневматический	4	29,0	116,0	0,24	0,65	1,17	27,8	32,5	3364	-	-	-	-	-	-	-
27 Вентилятор дутьевой	12	2,2	26,4	0,65	0,80	0,75	17,2	12,9	58	-	-	-	-	-	-	-
28 Точило обдирочное	6	3,2	19,2	0,12	0,50	1,73	2,3	4,0	61	-	-	-	-	-	-	-
32 Машина электросварочная шовная	3	100,0	300,0	0,35	0,70	1,02	105,0	107,1	30000	-	-	-	-	-	-	-
33 Шкаф электрический сушильный	1	2,7	2,7	0,80	1,00	0,00	2,2	0,0	7	-	-	-	-	-	-	-
34 Отрезная пила	4	7,0	28,0	0,12	0,50	1,73	3,4	5,8	196	-	-	-	-	-	-	-
35 Вентилятор	8	4,5	36,0	0,65	0,80	0,75	23,4	17,6	162	-	-	-	-	-	-	-
36 Вентилятор	8	7,0	56,0	0,65	0,80	0,75	36,4	27,3	392	-	-	-	-	-	-	-
37 Кран балка	4	3,2	12,8	0,25	0,50	1,73	3,2	5,5	41	-	-	-	-	-	-	-
Всего по ШПР-3	75	2,7-100,0	1174,9	0,30	0,63	1,23	353,7	434,8	48943	28	1,00	1,03	353,7	448,4	571,1	867,8

Продолжение таблицы 1.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Ремонтно-механический цех	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1 Распределительный шинопровод ШР-1	49	2,2-65,0	547	0,32	0,65	1,18	174,4	205,8	20929	-	-	-	-	-	-	-
2 Распределительный шинопровод ШР-2	29	2,8-80,0	1026,9	0,60	0,96	0,31	612,3	189,7	56861	-	-	-	-	-	-	-
3 Распределительный шинопровод ШР-3	75	2,7-100,0	1174,9	0,30	0,63	1,23	353,7	434,8	48943	-	-	-	-	-	-	-
Всего по РМЦ	153	2,2-100,0	2748,8	0,41	0,81	0,73	1140,5	830,3	126733	60	0,70	0,70	798,4	581,2	987,5	1500,4
Освещение $P_{уд}=12 \text{ Вт/м}^2$, $K_{с.о.}=0,9$, $F_{ц}=2240 \text{ м}^2$	-	-	44,2	0,90	0,95	0,30	-	-	-	-	-	-	24,2	8,0	25,5	-
Всего с учетом освещения	153	2,2-100,0	2792,96	0,41	0,81	0,73	1140,5	830,3	126733	60	-	-	838,1	593,1	1026,8	1560,0

N_1 – число высоковольтных электроприёмников, питающихся от СШ 10 кВ ГПП;

M – число узлов СЭС четвертого уровня (РП), питающихся от СШ 10 кВ ГПП;

L_1 – число трансформаторов цеховых ТП, питающихся от СШ 10 кВ ГПП;

$P_{осв}, Q_{осв}$ – осветительная нагрузка предприятия.

К VI уровню СЭС относится граница раздела предприятия и энергоснабжающей организации. Расчетные нагрузки на VI уровне найдем по выражениям

$$P_p^{VI} = P_p^V + \Delta P_{т.гпп}, \quad (1.21)$$

$$Q_p^{VI} = Q_{эсч} = P_p^{VI} \cdot \operatorname{tg}\varphi_{норм} \approx P_p^V \cdot \operatorname{tg}\varphi_{норм}, \quad (1.22)$$

где $\operatorname{tg}\varphi_{норм}$ – нормированная величина коэффициента реактивной мощности.

Величины электрических нагрузок основного производства химического завода, найденные с применением формул (1.19) – (1.22), отображены в таблице 1.3.

1.3 Определение параметров картограммы электрических нагрузок

На картограмме электрических нагрузок, располагаемой на генеральном плане основного производства химического завода (лист 1), размещаются окружности, разделённые на сектора, по площади эквивалентные расчетным нагрузкам производственных цехов. Углы секторов и радиусы обозначенных на генеральном плане окружностей возможно определить по формулам:

$$R_i = \sqrt{\frac{P_{p,i}}{3,14 \cdot m}}, \quad (1.23)$$

$$\alpha_{н,i} = 360 \cdot P_{p,н,i} / P_{p,i}, \quad (1.24)$$

$$\alpha_{в,i} = 360 \cdot P_{p,в,i} / P_{p,i}, \quad (1.25)$$

$$\alpha_{о,i} = 360 \cdot P_{p,о,i} / P_{p,i}, \quad (1.26)$$

где m – масштаб картограммы, кВт/мм²;

$P_{p,i}, P_{p,н,i}, P_{p,в,i}, P_{p,о,i}$ – расчетные активные мощности цеха, электроприёмников напряжением 0,4 кВ, электроприёмников напряжением 10 кВ и осветительная мощность, кВт.

Определим масштаб картограммы по наименьшей нагрузке цеха с соответствующим радиусом по формуле

$$m = P_{p,min} / (3,14 \cdot R_{min}^2). \quad (1.27)$$

Примем наименьший радиус окружности равным 6 мм, в таком случае масштаб картограммы, определяемый по формуле (1.27), составит 0,78 кВт/мм².

Разр.					13.03.02.2020.444.00.00 ПЗ	Лист
Пров.						17
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		

Таблица 1.3 – Расчет электрических нагрузок основного производства химического завода

Наименование цехов и узлов СЭС	$n_{эф}$	$P_{ном},$ кВт	$k_{на}$	$\cos\varphi$	$tg\varphi$	$P_c,$ кВт	$Q_c,$ квар	$K_{ра}$	$P_p,$ кВт	$Q_p,$ квар	$F_{ц,2}$ $м^2$	$P_{уд\ осв.},$ кВт	$\cos\varphi$	$tg\varphi$	$K_{соев}$	$P_{росв.},$ кВт/м ²	$Q_{росв.},$ квар	$P_p + P_{росв.},$ кВт	$Q_p + Q_{росв.},$ кВт	$S_p,$ кВ·А
400 В	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1 Насосная ОВС	20	1450	0,83	0,89	0,51	1204	617	0,90	1083	555	1435	0,0090	0,95	0,3	0,80	10	3	1093	558	1228
2 ПВК	15	580	0,60	0,82	0,70	348	243	1,00	348	243	2592	0,0090	0,95	0,3	0,80	19	6	367	249	443
3 Насосная станция	24	480	0,83	0,89	0,51	398	204	0,90	359	184	2592	0,0090	0,95	0,3	0,80	19	6	377	189	422
4 Очистные сооружения	16	2000	0,65	0,78	0,80	1300	1043	0,90	1170	939	3478	0,0090	0,95	0,3	0,90	28	8	1198	947	1527
5 Переработка оборотов 1-я ступень	53	2225	0,80	0,78	0,80	1780	1428	0,80	1424	1142	4794	0,0120	0,95	0,3	0,90	52	16	1476	1158	1876
6 Переработка оборотов 2-я ступень	75	3500	0,80	0,78	0,80	2800	2246	0,80	2240	1797	4794	0,0120	0,95	0,3	0,90	52	16	2292	1813	2922
7 Химическая лаборатория	40	650	0,60	0,80	0,75	390	293	0,85	332	249	5800	0,0150	0,95	0,3	0,75	65	20	397	268	479
8 Специальная вытяжка и очистка	15	410	0,85	0,96	0,29	349	102	1,00	349	102	3648	0,0090	0,95	0,3	0,80	26	8	375	110	390
9 Складское хозяйство	23	280	0,30	0,80	0,75	84	63	1,00	84	63	4080	0,0050	0,95	0,3	0,60	12	4	96	67	117
10 Цех специальной керамики	30	2350	0,65	0,73	0,94	1528	1430	0,85	1298	1216	2240	0,0150	0,95	0,3	0,80	27	8	1325	1224	1804
11 Цех технологической оснастки	50	2020	0,70	0,79	0,78	1414	1097	0,85	1202	933	3320	0,0120	0,95	0,3	0,80	32	10	1234	942	1552
12 Цех ЭРУ	16	500	0,30	0,84	0,65	150	97	1,02	153	99	1089	0,0120	0,95	0,3	0,80	10	3	163	102	193
13 Цех химических реагентов	22	1100	0,70	0,76	0,86	770	658	0,90	693	593	4277	0,0120	0,95	0,3	0,90	46	14	739	606	956
14 РМЦ	60	2749	0,41	0,81	0,73	1141	830	0,70	798	581	3680	0,0120	0,95	0,3	0,90	40	12	838	593	1027
15 Цех стеклогранулирования	15	1090	0,80	0,83	0,67	872	586	0,90	785	527	744	0,0150	0,95	0,3	0,80	9	3	794	530	954
16 Компрессорный цех	10	180	0,75	0,85	0,62	135	84	1,00	135	84	1600	0,0120	0,95	0,3	0,80	15	5	150	88	174
17 Административное здание	27	180	0,40	0,83	0,67	72	48	1,00	72	48	1632	0,0120	0,95	0,3	0,85	17	5	89	53	103
Освещение территории	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	185005	0,0002	0,95	0,3	1,00	37	11	37	11	39
Всего по нагрузке 400 В	389	21744	0,68	0,80	0,75	14733	11069	0,80	11787	8855	-	-	-	-	-	516	155	12303	9010	15250
10 000 В	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4 Насосная станция	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Синхронные двигатели (СД), 630 кВт	4	2520	0,50	0,85	-0,62	1260	-781	1,00	1260	-781	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
8 Специальная вытяжка и очистка	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Фильтр высоковольтный постоянного тока, 1200 кВт	2	2400	0,90	0,90	0,48	2160	1046	1,00	2160	1046	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
16 Компрессорный цех	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Асинхронные двигатели (АД), 630 кВт	4	2520	0,65	0,85	0,62	1638	1015	1,00	1638	1015	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего по нагрузке 10 000 В	10	7440	0,68	0,97	0,25	5058	1280	-	-	1280	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого по основному производству химического завода	-	29184	0,68	0,85	0,62	19791	12350	0,90	15160	9122	-	-	-	-	-	516	155	15676	9277	18216

Координаты символического центра электрических нагрузок можно определить по формуле [4]:

$$X_{ц.э.н} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{p,i} \cdot X_i}{\sum_{i=1}^n P_{p,i}}, \quad (1.28)$$

$$Y_{ц.э.н} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{p,i} \cdot Y_i}{\sum_{i=1}^n P_{p,i}}, \quad (1.29)$$

где x_i, y_i – координаты производственных цехов (лист 1), м.

Координаты центра электрических нагрузок, определённые по формулам (1.23) – (1.29), отображены в таблице 1.4.

Таблица 1.4 – Определение координат символического центра электрических нагрузок

Наименование цеха	$P_{p,i}$, кВт	$P_{p,n/vi}$, кВт	$P_{p,осв}$, кВт	$P_{p,v/vi}$, кВт	X_i , м	Y_i , м	R_i , мм	$\alpha_{n/vi}$, град	$\alpha_{осв/vi}$, град	$\alpha_{v/vi}$, град
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1 Насосная ОВС	1093	1083	10		187	184	21	357	3	0
2 ПВК	367	348	19		73	319	12	342	18	0
3 Насосная станция	1637	359	19	1260	73	253	26	79	4	277
4 Очистные сооружения	1198	1170	28		160	273	22	352	8	0
5 Переработка оборотов 1-я ступень	1476	1424	52		230	286	24	347	13	0
6 Переработка оборотов 2-я ступень	2292	2240	52		301	286	31	352	8	0
7 Химическая лаборатория	397	332	65		104	117	13	301	59	0
8 Специальная вытяжка и очистка	2535	349	26	2160	88	187	32	49	4	307
9 Складское хозяйство	96	84	12		284	27	6	314	46	0
10 Цех специальной керамики	1325	1298	27		260	109	23	353	7	0
11 Цех технологической оснастки	1234	1202	32		371	101	22	351	9	0
12 Цех ЭРУ	163	153	10		376	321	8	337	23	0
13 Цех химических реагентов	739	693	46		535	291	17	338	22	0
14 РМЦ	838	798	40		602	291	18	343	17	0
15 Цех стеклогранулирования	794	785	9		523	28	18	356	4	0

Продолжение таблицы 1.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
16 Компрессорный цех	1788	135	15	1638	530	115	27	27	3	330
17 Административное здание	89	72	17		607	180	6	292	68	0
Координаты ЦЭН	-	-	-	-	279	204	-	-	-	-

При выборе местонахождения ГПП, кроме координат центра электрических нагрузок (ЦЭН) была учтена площадь, необходимая для размещения ГПП с учетом расположения цехов и подходов воздушных линий (ВЛ). Поэтому приняты координаты размещения ГПП: (252 м; 204 м).

Выводы по разделу один

В данном разделе найдены расчетная нагрузка ремонтно-механического цеха и расчетная нагрузка основного производства химического завода.

	Разр.				13.03.02.2020.444.00.00 ПЗ	Лист
	Пров.					20
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		

2 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТИПА, МОЩНОСТИ И КОЛИЧЕСТВА ТРАНСФОРМАТОРОВ ЦЕХОВЫХ ТП

Проектом предусматривается установка цеховых трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ встроенного исполнения с трансформаторами марки ТМГА (трехфазные масляные герметичные трансформаторы с аморфным сердечником) [8]. Необходимость установки данного типа трансформаторов обусловлена рядом преимуществ: сокращение потерь электроэнергии за счёт применения аморфной стали взамен трансформаторной, кроме того герметичное исполнение исключает контакт масла с окружающей средой, что делает его в достаточной мере пожаро-безопасным и экологичным, а также при эксплуатации трансформаторов нет необходимости в проведении ревизионных и профилактических работах. При выборе числа типоразмеров трансформаторов с целью сокращения «холодного» резерва, стремились их максимально сократить.

При выборе мощности трансформаторов цеховых главным образом руководствовались рекомендациями по проектированию, представленными в [9]. Экономически целесообразная единичная мощность трансформаторов цеховых ТП находится в корреляционной зависимости от плотности электрической нагрузки производственного цеха предприятия, данная зависимость наглядно представлена в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Зависимость единичной мощности трансформатора от плотности электрической нагрузки

Плотность электрической нагрузки σ , кВ·А/м ²	0,05-0,08	0,08-0,15	0,15-0,25	0,25-0,35	0,35 и более
Экономически целесообразная мощность трансформатора цеховой ТП $S_{т.э}$, кВ·А	400	630	1000	1600	2500

Определение плотности электрической нагрузки производственного цеха выполняется по выражению

$$\sigma = \frac{S_p}{F_{ц}}, \quad (2.1)$$

где S_p – расчетная мощность производственного цеха, кВ·А;

$F_{ц}$ – площадь рассматриваемого производственного цеха, м².

Величина единичной мощности трансформатора цеховой ТП, определенная по таблице 2.1, может быть изменена из-за расчетной мощности производственного цеха, категории по надёжности электроснабжения, количества принятых к установке на предприятии типоразмеров трансформаторов.

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата	13.03.02.2020.444.00.00 ПЗ	Лист 21
-----	------	-------------	-------	------	----------------------------	------------

Число трансформаторов цеховой трансформаторной подстанции находится по выражению

$$N_0 = \frac{P_{p.c}}{k_{з.доп} \cdot S_{т.н}}, \quad (2.2)$$

где $P_{p.c}$ – расчетная мощность производственного цеха, Вт;

$S_{т.н}$ – номинальная мощность трансформаторов, В·А;

$k_{з.доп}$ – коэффициент допустимый загрузки трансформатора в нормальном режиме работы.

Номинальная мощность трансформатора цеховой двухтрансформаторной подстанции

$$S_{т.н} \geq \frac{P_{p.c}}{N_t \cdot k_{з.доп}}, \quad (2.3)$$

где $N_t = 2$ – число трансформаторов в цеховой ТП, шт.

Реактивная мощность трансформаторов цеховой ТП, в случае их выбора по активной мощности нагрузки производственного цеха с учётом допустимого коэффициента загрузки трансформатора в нормальном режиме работы, обусловленного категорией по надежности электроснабжения

$$Q_{1p} = \sqrt{(N_t \cdot k_{з.доп} \cdot S_{т.н})^2 - P_{p.c}^2}. \quad (2.4)$$

Обычно реактивные мощности Q_{1p} и $Q_{p.c}$ имеют различные величины. Ввиду чего, фактическая реактивная мощность Q_1 , проходящая через трансформатор цеховой ТП, выражается из следующих условий

$$Q_1 = \begin{cases} Q_{p.c}, & \text{если } Q_{1p} \geq Q_{p.c} \\ Q_{1p}, & \text{если } Q_{1p} < Q_{p.c} \end{cases}. \quad (2.5)$$

Анализируя параметры условий (2.5) можно сделать следующие выводы:

1) При реактивной мощности Q_{1p} не меньшей величины расчётной реактивной мощности цеха ($Q_{p.c}$), через трансформатор цеховой ТП из распределительной сети напряжением 10000 В в сеть напряжением 400 В будет передаваться величина реактивной мощности (Q_1), равная расчётной реактивной нагрузки производственного цеха ($Q_{p.c}$);

2) В случае, когда мощность $Q_{1p} < Q_{p.c}$, иными словами трансформаторы цеховой ТП не имеют возможности всю нагрузку производственного цеха $Q_{p.c}$, поэтому необходимо предусмотреть установку низковольтных компенсирующих

Разр.					13.03.02.2020.444.00.00 ПЗ	Лист
Пров.						22
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		

устройств, мощность которых определяется разностью между расчетной реактивной мощностью производственного цеха ($Q_{p.ц}$) и величиной фактической реактивной мощности (Q_1)

$$Q_{к.н} = Q_{p.ц} - Q_1. \quad (2.6)$$

После чего необходимо проверить работоспособность трансформаторов цеховой ТП, посредством определения коэффициентов загрузки трансформаторов в нормальных и ненормальных режимах работы с учетом величины допустимой перегрузки, определяемой требованиями ПУЭ [10]

$$K_{з.н} = \frac{\sqrt{P_{p.ц}^2 + Q_1^2}}{N_T \cdot S_{T.н}}, \quad (2.7)$$

$$K_{з.п} = \frac{\sqrt{P_{p.ц}^2 + Q_1^2}}{(N_T - 1) \cdot S_{н.т.i}}. \quad (2.8)$$

Номинальные мощности трансформаторов для питания преобразовательных установок [11] выбираются по величине установленной мощности рассматриваемых установок

$$S_{T.н} \geq S_{э/т.уст}. \quad (2.9)$$

Полная мощность рассматриваемых установок определяется по выражению

$$S_{э/т.уст} = \frac{P_{э/т.уст}}{\cos \varphi}. \quad (2.10)$$

Выбор трансформаторов, устанавливаемых в производственных цехах химического завода, выполненный с учетом условий, обозначенных в выражениях (2.1) – (2.10), представлен в таблице 2.2.

На предприятии имеются производственные цеха с малой расчетной нагрузкой, питание которых возможно осуществлять от собственной цеховой трансформаторной подстанции, либо от низковольтного распределительного пункта (РПН), питание которого осуществляется от соседнего рядом расположенного производственного цеха по линии 0,4 кВ.

Выбор того или иного способа питания данных цехов осуществляется исходя из следующего условия

$$S_{p.ц} \cdot L \leq 15000, \quad (2.11)$$

где $S_{p.ц}$ – расчетная нагрузка производственного цеха, кВ·А;

Разр.					13.03.02.2020.444.00.00 ПЗ	Лист
Пров.						23
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		

Таблица 2.2 – Выбор числа и мощности трансформаторных подстанций, устанавливаемых в цехах основного производства химического завода

Название производственных цехов	Категория над.	P _{расч.} , кВт	Q _{расч.} , квар	S _{расч.} , кВт·А	Площадь, м ²	σ, кВт·А/м ²	S _{эт.} , кВт·А	№ ТП	Тип трансформатора	S _{н.т.} , кВт·А	N _{тр.} в ТП	N _{ТП}	K _{з.д}	Q _{1р.} , квар	Q ₁ , квар	Q _{к.у.} , квар	K _{з.н.}	K _{з.ав}	ΔP _{х.х.} , кВт	ΔP _{к.з.} , кВт	I _{х.х.} , %	U _{к.з.} , %	ΔP _{т.} , кВт	ΔQ _{т.} , квар	P _р +ΔP _{т.} , кВт	Q ₁ +ΔQ _{т.} , квар	S _{р.} , кВт·А	
1 Насосная ОВС	II	1093	558	1228	1435	0,86	2500	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого по ТП1:	-	1093	558	1228	1435	0,86	2500	№1	ТМГА	1000	2	1	0,70	874	558	0	0,61	1,22	0,45	10,3	0,3	4,5	9	40	1102	598	1254	
2 ПВК	II	367	249	443	2592	0,17	1000	РПН-1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
3 Насосная станция	II	377	189	422	2592	0,16	1000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Итого по ТП2:	-	744	438	863	2592	0,16	1000	№2	ТМГА	630	2	1	0,70	474	438	0	0,69	1,38	0,32	6,2	0,3	4,5	6	30	750	468	884	
4 Очистные сооружения	II	1198	947	1527	3478	0,44	2500	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Итого по ТП3:	-	1198	947	1527	3478	0,44	2500	№3	ТМГА	1000	2	1	0,70	724	724	223	0,70	1,40	0,45	10,3	0,3	4,5	11	50	1209	774	1436	
5 Переработка оборотов 1-я ступень	II	1476	1158	1876	4794	0,39	2500	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Итого по ТП4:	-	1476	1158	1876	4794	0,39	2500	№4	ТМГА	1600	2	1	0,70	1685	1158	0	0,59	1,18	0,63	14,5	0,2	4,5	11	56	1487	1214	1920	
6 Переработка оборотов 2-я ступень	II	2292	1813	2922	4794	0,61	2500	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
12 Цех ЭРУ	III	163	102	193	1089	0,17	630	РПН-2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Итого по ТП5:	-	2455	1914	3113	4794	0,65	2500	№5	ТМГА	2500	2	1	0,70	2494	1914	0	0,62	1,24	0,9	20,8	0,2	5,0	18	107	2473	2021	3194	
7 Химическая лаборатория	II	397	268	479	5800	0,07	400	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
8 Специальная вытяжка и очистка	II	375	110	390	3648	0,11	630	РПН-3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Итого по ТП6:	-	772	378	859	5800	0,14	630	№6	ТМГА	630	2	1	0,70	427	378	0	0,68	1,36	0,32	6,2	0,3	4,5	6	30	778	408	878	
9 Складское хозяйство	III	96	67	117	4080	0,03	250	РПН-4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
10 Цех специальной керамики	II	1325	1224	1804	2240	0,81	2500	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Итого по ТП7:	-	1421	1290	1920	2240	0,86	2500	№7	ТМГА	1600	2	1	0,70	1731	1290	0	0,60	1,20	0,63	14,5	0,2	4,5	12	58	1433	1349	1968	
11 Цех технологической оснастки	II	1234	942	1552	3320	0,47	2500	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Итого по ТП8:	-	1234	942	1552	3320	0,47	2500	№8	ТМГА	1000	2	1	0,70	662	662	281	0,70	1,40	0,45	10,3	0,3	4,5	11	50	1245	712	1434	
13 Цех химических реагентов	II	739	606	956	4277	0,22	1000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Итого по ТП9:	-	739	606	956	4277	0,22	1000	№9	ТМГА	630	2	1	0,70	481	481	125	0,70	1,40	0,32	6,2	0,3	4,5	7	32	746	513	905	
14 РМЦ	III	838	593	1027	3680	0,28	630	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
17 Административное здание	III	89	53	103	1632	0,06	400	РПН-5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Итого по ТП10:	-	927	647	1130	3680	0,28	630	№10	ТМГА	1000	1	1	0,95	209	209	438	0,95	-	0,45	10,3	0,3	4,5	10	44	937	252	970	
15 Цех стеклогранулирования	II	794	530	954	744	1,28	2500	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
16 Компрессорный цех	II	150	88	174	1600	0,11	630	РПН-6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Итого по ТП11:	-	944	618	1129	744	1,52	2500	№11	ТМГА	1000	2	1	0,70	1034	618	0	0,56	1,12	0,45	10,3	0,3	4,5	7	35	952	653	1154	
Потери в установках электротехнологических	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
8 Специальная вытяжка и очистка (2хТПЧх1200кВт)	-	1200	581	1333					ТСЗП	1600	1	2					0,83	-	2,30	11,0	0,8	5,5	20	148	-	-	-	
Всего по основному производству химического завода	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	128	679	13112	8962	-	

L – расстояние от распределительного пункта рассматриваемого производственного цеха с малой расчетной мощностью до трансформаторной подстанции рядом расположенного цеха, м.

Обоснование целесообразности установки РПН по условию (2.11) отображено в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Проверка целесообразности применения РПН

Цеховая ТП	Номер РПН	$S_{p.c} \cdot L$, кВ · А · м
ТП-2	РПН-1	$443 \cdot 31 = 13733$
ТП-5	РПН-2	$193 \cdot 65 = 12545$
ТП-6	РПН-3	$390 \cdot 35 = 13650$
ТП-7	РПН-4	$117 \cdot 71 = 8307$
ТП-10	РПН-5	$103 \cdot 108 = 11124$
ТП-11	РПН-6	$174 \cdot 56 = 9744$

Выводы по разделу два

Выбраны трансформаторы марки ТМГА следующих типоразмеров 630, 1000, 1600 и 2500 кВ·А. Для питания установок специального назначения предусмотрена установка трансформаторов ТСЗП мощностью 1600 кВ·А. Рассмотрена возможность установки комплектных распределительных устройств 0,4 кВ в цехах с малой расчетной мощностью.

	Разр.				13.03.02.2020.444.00.00 ПЗ	Лист
	Пров.					25
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		

3 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВЕЛИЧИНЫ НАПРЯЖЕНИЯ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ И ЕДИНИЧНОЙ МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ ГПП

При определении величины рационального напряжения схемы внешнего электроснабжения целесообразно воспользоваться формулой Стилла:

$$U_{\text{рац}} = 4,34 \cdot \sqrt{L_{\text{ВЛ}} + 0,016 \cdot P_{\text{р.п}}}, \quad (3.1)$$

где $P_{\text{р.п}}$ – расчетная активная нагрузка по предприятию, кВт;

$L_{\text{ВЛ}}$ – протяженность питающей воздушной линии, км.

Расчетная активная мощность на V уровне системы электроснабжения может быть определена по формуле [4]

$$P_{\text{р.п.}} = K_{\text{ом}} \left[\sum_{i=1}^m P_{\text{pi}}^{(3)} + \sum_{i=1}^M k_{\text{иаi}} \cdot p_{\text{номи}} + \sum_{i=1}^L \Delta P_{\text{Ti}} \right] + \sum_{i=1}^n P_{\text{р.осви}}, \quad (3.2)$$

где $K_{\text{ом}}$ – коэффициент одновременности максимумов;

$\sum_{i=1}^m P_{\text{pi}}^{(3)}$ – сумма расчетных активных мощностей узлов СЭС III уровня, получающих питание от СШ-10 кВ подстанции предприятия, Вт;

$\sum_{i=1}^M k_{\text{иаi}} \cdot p_{\text{номи}}$ – сумма расчетных активных мощностей электроприемников напряжением 10 кВ, получающих питание от СШ-10 кВ подстанции предприятия, Вт;

$\sum_{i=1}^L \Delta P_{\text{Ti}}$ – сумма потерь активной мощности в цеховых трансформаторах, Вт;

$\sum_{i=1}^n P_{\text{р.осви}}$ – осветительная нагрузка, Вт.

Результаты расчетов, выполненные по формулам (3.1) – (3.2), с целью определения величины рационального напряжения схемы внешнего электроснабжения, отразим в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Определение рационального напряжения

$K_{\text{ом}}$	$\sum_{i=1}^m P_{\text{pi}}^{(3)}$, кВт	$\sum_{i=1}^M k_{\text{иаi}} \cdot p_{\text{номи}}$, кВт	$\sum_{i=1}^L \Delta P_{\text{Ti}}$, кВт	$\sum_{i=1}^n P_{\text{р.осви}}$, кВт	$P_{\text{р.п.}}$, кВт	$L_{\text{ВЛ}}$, км	$U_{\text{рац}}$, кВ
0,90	11787	5058	128	516	15792	15,0	71

Из таблицы 3.1 видно, что величина рационального напряжения располагается между двумя стандартными классами напряжений 35 кВ и 110 кВ, откуда следует необходимость в проведении подробного технико-экономического анализа при выборе напряжения схемы внешнего электроснабжения рассматриваемого предприятия.

Далее рассмотрим выбор единичной мощности силовых трансформаторов устанавливаемых на главной понизительной подстанции завода.

Величина номинальной мощности трансформаторов понизительной подстанции определяется по выражению

$$S_{p.п} = \sqrt{P_{p.п}^2 + (Q_{эс} - \Delta Q_{т.ГПП})^2}, \quad (3.3)$$

где $Q_{эс}$ – экономически целесообразная реактивная мощность на стороне ВН, вар;
 $\Delta Q_{т.ГПП}$ – потери реактивной мощности в трансформаторах понизительной подстанции завода, квар.

Величина потерь реактивной мощности в трансформаторах понизительной подстанции определяется по выражению

$$\Delta Q_{т.ГПП} = 0,07 \sqrt{P_{p.п}^2 + Q_{эс}^2}. \quad (3.4)$$

За величину экономически целесообразной реактивной мощности на стороне ВН необходимо принять минимальную из определяемых по формулам

$$Q'_{эс} = P_{p.п} \cdot \text{tg}\varphi_{\text{норм}}, \quad (3.5)$$

$$Q''_{эс} = Q_{рп} - \frac{0,7}{K_{нр}} \cdot Q_{сд.м}, \quad (3.6)$$

где $\text{tg}\varphi_{\text{норм}}$ – нормируемая величина коэффициента реактивной мощности строго регламентированная для каждого класса напряжения [12];

$K_{нр}$ – величина коэффициента несовпадения реактивной мощности.

Величину расчетной реактивной мощности предприятия определим по выражению

$$Q_{p.п} = K_{o.m.} \cdot \left(\sum_{i=1}^M k_{и.а.i} \cdot q_{н.i} + \sum_{i=1}^m Q_{p.i}^{(3)} + \sum_{i=1}^L \Delta Q_{т.i} \right) + \sum_{i=1}^n \Delta Q_{p.осв.i}. \quad (3.7)$$

Расчет величины расчетной реактивной мощности предприятия по формуле (3.7) представим в таблице 3.2.

Разр.					13.03.02.2020.444.00.00 ПЗ	Лист
Пров.						27
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		

Таблица 3.2 – Определение расчетной реактивной мощности предприятия

$K_{ом}$	$\sum_{i=1}^M k_{и.а.i} \cdot Q_{п.i}$, квар	$\sum_{i=1}^m Q_{р.i}^{(3)}$, квар	$\sum_{i=1}^L \Delta Q_{Ti}$, квар	$\sum_{i=1}^n Q_{р.осв.i}$, квар	$Q_{р.п.}$, квар
0,90	8855	2061	679	155	10591

Располагаемую реактивную мощность синхронных двигателей определим по формуле

$$Q_{СД.м} = \alpha_m \cdot N_{СД} \cdot \sqrt{P_{СД.н.}^2 + Q_{СД.н.}^2}, \quad (3.8)$$

где $\alpha_m=0,68$ – величина коэффициента допустимой перегрузки синхронного двигателя по реактивной мощности.

Расчет величины располагаемой реактивной мощности синхронных двигателей по формуле (3.8) представим в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Определение располагаемой реактивной мощности СД

α_m	$N_{СД}$, шт	$P_{СД.н.}$, кВт	$Q_{СД.н.}$, квар	$Q_{СД.м}$, квар
0,68	4	630	320	1920

Определение экономически целесообразной реактивной мощности с учётом выражений (3.5) – (3.6) представим в таблице 3.4.

Таблица 3.4 – Определение экономически целесообразной реактивной мощности

$U_{ном}$, кВ	$P_{р.п.}$, кВт	$Q_{р.п.}$, квар	$Q_{СД.м.}$, квар	$K_{нр}$	$Q'_{эс}$, квар	$Q''_{эс}$, квар	$Q_{эс}$, квар
35	15792	10591	1920	0,85	6317	10591	6317
110					7896	10591	7896

Химический завод относится ко 2-ой категории по надёжности электроснабжения, поэтому его электроснабжения должно осуществляться от 2-х независимых источников, по этой причине на понизительной подстанции предприятия предусматривается установка 2-х трансформаторов.

Величина единичной номинальной мощности силового трансформатора выражается из условия

$$S_{т.ном} \geq \frac{S_{р.п.}}{n \cdot k_{з.н.}},$$

где $n = 2$ – число трансформаторов ГПП;

$k_{з.н.} = 0,7$ – коэффициент, характеризующий величину допустимой загрузки силовых трансформаторов в нормальном режиме работы.

Выбор мощности трансформаторов главной понизительной подстанции, выполненный с учётом выражений (3.3) – (3.4), (3.9), отобразим в таблице 3.5.

Таблица 3.5 – Выбор трансформаторов ГПП

$U_{\text{ном}}$, кВ	$Q_{\text{эс}}$, квар	$\Delta Q_{\text{т.ГПП}}$, квар	$S_{\text{р.п.}}$, кВ·А	$S_{\text{т.расч.}}$, кВ·А
35	6317	1191	16603	11859
110	7896	1236	17139	12242

На основании данных из таблицы 3.5 необходимо принять мощность трансформаторов равной 16 МВ·А, технические характеристики которых представлены в таблице 3.6.

Таблица 3.6 – Технические параметры принятых трансформаторов [13]

Марка	$S_{\text{т}}$, МВ·А	$U_{\text{вн}}$, кВ	$U_{\text{нн}}$, кВ	$\Delta P_{\text{кз}}$, кВт	$\Delta P_{\text{хх}}$, кВт	$U_{\text{кз}}$, %	$I_{\text{хх}}$, %
ТДН	16	35	10	85	14,5	10,0	0,50
ТДНС	16	110	10	83	12,0	10,5	0,30

Выводы по разделу три

Вычислена величина рационального напряжения схемы внешнего электро-снабжения, которая составила 71 кВ. Определена единичная мощность 16 МВ·А и тип трансформаторов главной понизительной подстанции предприятия ТДН с учётом перегрузочной способности.

4 ВЫБОР СХЕМЫ И ОБОСНОВАНИЕ ВЕЛИЧИНЫ НАПРЯЖЕНИЯ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

С учетом обеспечения требуемой категории надежности электроснабжения основного производства химического завода, выбрана схема 110-4Н – два блока с выключателями и ремонтной неавтоматической перемычкой со стороны питающих воздушных линий. Представим на рисунке 4.1 принципиальные схемы внешнего электроснабжения для рассматриваемых в ходе последующего технико-экономического анализа классов напряжений: 35 кВ (а) и 110 кВ (б).

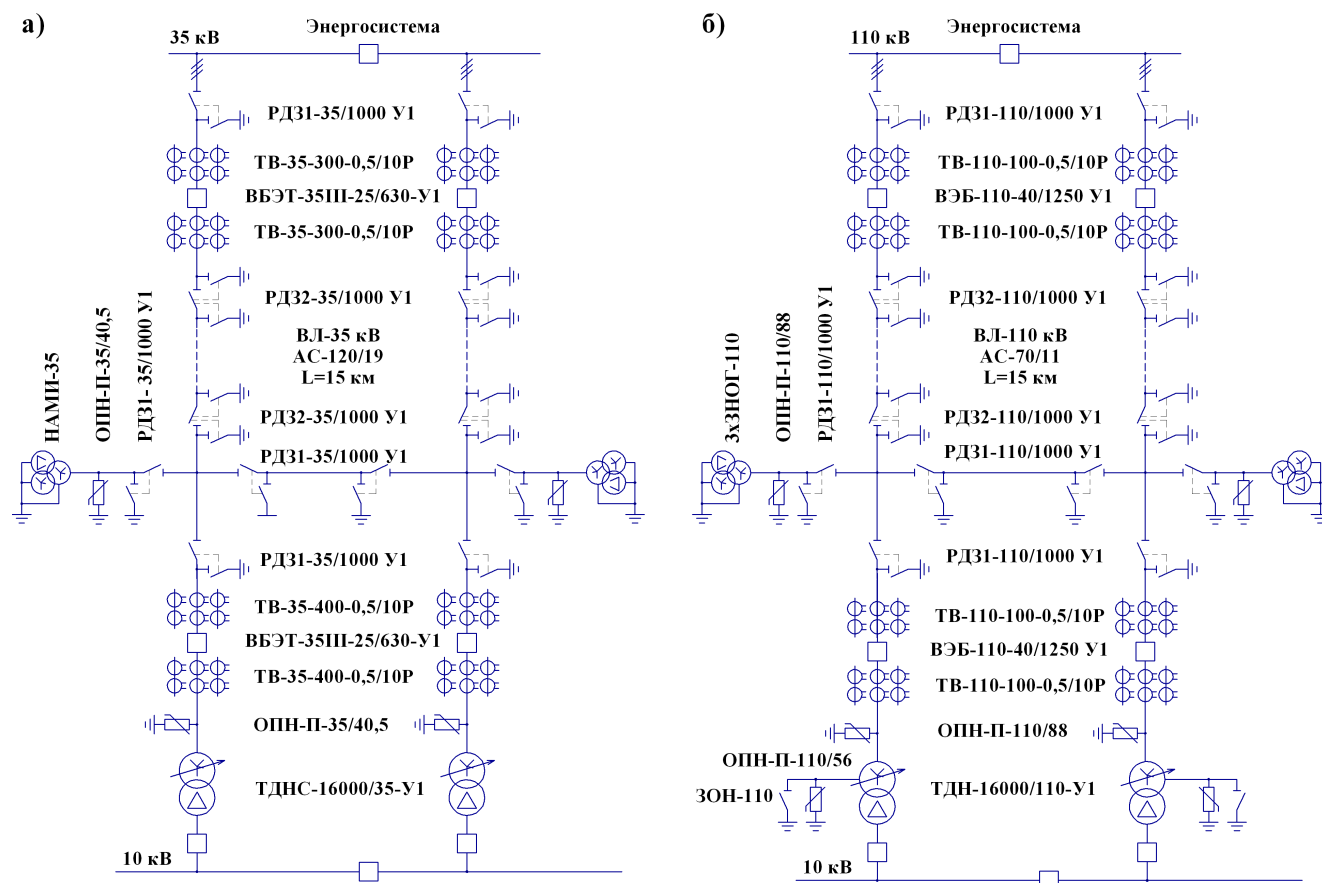


Рисунок 4.1 – Принципиальные электрические схемы внешнего электроснабжения: а) классом 35 кВ; б) классом 110 кВ

4.1 Расчёт потерь электрической энергии в трансформаторах и питающих линиях электропередачи

Величина потерь ΔP_T в трансформаторах подстанции предприятия определяется по выражению

$$\Delta P_T = N_T \cdot (\Delta P_{x.x} + k_{з.н.}^2 \Delta P_{к.з.}), \quad (4.1)$$

где N_T – количество трансформаторов, установленных на подстанции, шт;

$\Delta P_{x.x.}$ – величина потерь холостого хода силового трансформатора, Вт;

$\Delta P_{к.з.}$ – величина потерь короткого замыкания силового трансформатора, Вт.

Разр.				
Пров.				
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2020.444.00.00 ПЗ

Лист

30

Величина потерь ΔQ_T в трансформаторах ГПП определяется по формуле

$$\Delta Q_T = n \left(\frac{I_{x.x.}}{100} S_{н.т} + k_{з.н.}^2 \frac{U_{к.з.}}{100} S_{н.т} \right), \quad (4.2)$$

где $I_{x.x.}$ – величина ток холостого хода силового трансформатора, установленного на подстанции, %;

$U_{к.з.}$ – величина напряжение короткого замыкания силового трансформатора, установленного на подстанции, %.

Величина потерь электрической энергии в силовых трансформаторах ГПП

$$\Delta A_T = n \cdot \left(\Delta P_{x.x.} \cdot T_{г} + k_{з.н.}^2 \cdot \Delta P_{к.з.} \cdot \tau \right), \quad (4.3)$$

где τ – число часов годовых максимальных потерь, ч.

Зная величину (T_M) годового числа часов использования максимума активной нагрузки, определяемую по справочным данным [5] в зависимости от отрасли промышленности, возможно найти число часов годовых максимальных потерь, определяемое по выражению

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_M}{10^4} \right)^2 \cdot 8760,$$

Выполненные расчёты по выражениям (4.1) – (4.3) с целью определения потерь электрической энергии в силовых трансформаторах, устанавливаемых на ГПП предприятия в зависимости от класса напряжения рассматриваемой схемы внешнего электроснабжения представлены в таблице 4.1

Таблица 4.1 – Расчёт потерь электрической энергии в силовых трансформаторах

$U_{ном}$, кВ	ΔP_T , кВт	ΔQ_T , кВт	T_M , ч/год	τ , ч/год	ΔA_T , $\frac{МВт \cdot ч}{год}$
35	74	1021	4355	2724	377
110	73	1060	4355	2724	344

Произведём расчёты по определению потерь электрической энергии в питающих линиях электропередачи, выполненных посредством воздушных линий на металлических опорах.

Расчетная нагрузка воздушной линия определяется по формуле

$$S_{р.вл.} = \sqrt{(P_{р.п.} + \Delta P_T)^2 + Q_{эс}^2}. \quad (4.4)$$

$$I_{р.вл.} = \frac{S_{р.вл.}}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot U_H}. \quad (4.5)$$

Разр.					13.03.02.2020.444.00.00 ПЗ	Лист
Пров.						31
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		

В случае аварийного отключения одной из цепей воздушной линии, оставшаяся в работе цепь должна выдержать передаваемый по ней ток

$$I_{\Pi} = 2 \cdot I_{р.л.} \quad (4.6)$$

Руководствуясь требованиями ПУЭ [10] площадь сечения ВЛ необходимо выбирать по (j_3) экономической плотности тока

$$F_3 = \frac{I_{р.л.}}{j_3} \quad (4.7)$$

Величина годовых потерь активной электрической энергии в проводах линий электропередачи определяется по формуле

$$\Delta A_{вл} = n \cdot (3 \cdot I_{р.вл.}^2 \cdot r_{уд.вл.} \cdot L_{вл} \cdot \tau), \quad (4.8)$$

где $r_{уд.вл.}$ – величина удельного активного сопротивления ВЛ, Ом/км;

$L_{вл}$ – удалённость энергосистемы от рассматриваемого предприятия, км.

Выполненные расчёты по выражениям (4.4) – (4.8) с целью определения потерь электрической энергии в линиях электропередачи, в зависимости от класса напряжения рассматриваемой схемы внешнего электроснабжения предприятия представлены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Расчёт потерь электрической энергии в линиях электропередачи

$U_{н.}$, кВ	$S_{р.л.}$, кВ·А	$I_{р.вл.}$, А	$I_{п.вл.}$, А	$F_{э.вл.}$, мм ²	$F_{ст.вл.}$, мм ²	$I_{д.доп.вл.}$, А	$r_{уд.вл.}$, Ом/км	$L_{вл.}$, км	$\frac{\Delta A_{вл.}}{\text{МВт} \cdot \text{ч}}$ год
35	17077	141	282	128	120	390	0,25	15,0	1224
110	17721	47	94	42	70	265	0,43	15,0	230

4.2 Выбор коммутационного и контрольно-измерительного электрооборудования в схеме внешнего электроснабжения предприятия

Одним из критериев выбора коммутационного и контрольно-измерительного электрооборудования в схеме внешнего электроснабжения предприятия является динамическая стойкость к токам короткого замыкания. Поэтому выполним расчёт величины токов короткого замыкания в характерных точках системы внешнего электроснабжения предприятия, отмеченных на рисунке 4.2

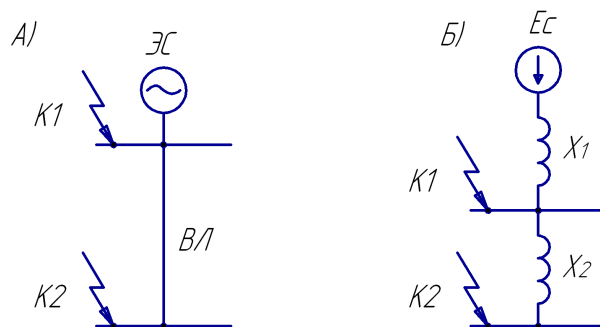


Рисунок 4.2 – Принципиальная схема (А) и схема замещения (Б) для определения токов КЗ

Найдём эквивалентные сопротивления элементов схемы замещения, представленной на рисунке 4.2.

Таблица 4.3 – Определение эквивалентных сопротивлений схемы замещения, представленной на рисунке 4.2

	35 кВ	110 кВ
$x_1 = x_c = \frac{S_6}{S_{эс}}$	$x_1 = x_c = \frac{1000 \cdot 10^6}{800 \cdot 10^6} = 1,25 \text{ о.е.}$	$x_1 = x_c = \frac{1000 \cdot 10^6}{3800 \cdot 10^6} = 0,26 \text{ о.е.}$
$x_2 = \frac{x_{уд.вл} \cdot L_{вл} \cdot S_6}{U_{ср}^2}$	$x_2 = \frac{0,41 \cdot 15 \cdot 1000 \cdot 10^6}{(37 \cdot 10^3)^2} = 4,49 \text{ о.е.}$	$x_2 = \frac{0,44 \cdot 15 \cdot 1000 \cdot 10^6}{(115 \cdot 10^3)^2} = 0,50 \text{ о.е.}$

В таблице 4.4 представим расчёт токов КЗ в электрической сети в точках К1 и К2.

Таблица 4.4 – Расчёт токов КЗ в электрической сети в точках К1 и К2

Параметр	Размерность	35 кВ		110 кВ	
		К1	К2	К1	К2
$x_\Sigma = x_c + \sum x_i$	о.е.	1,25	5,74	0,26	0,50
$I_k^{(3)} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{ср} \cdot x_\Sigma}$	кА	12,5	2,7	19,1	6,6
$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot k_{уд} \cdot I_k^{(3)}$	кА	30,4	6,9	46,4	16,8

При выборе коммутационного и контрольно-измерительного электрооборудования в схеме внешнего электроснабжения предприятия руководствуются следующими параметрами электрической сети [4]:

- максимальным рабочим током;
- трёхфазным током короткого замыкания;
- ударным током.

В таблице 4.5 представим выбор электрооборудования для подстанций с высшими напряжениями 35 кВ и 110 кВ.

Таблица 4.5 – Выбор оборудования РУВН подстанций

Вид оборудования			Каталожные данные				
Название	Тип	Изготовитель	I _{в.ном.} , А	I _{отк.ном.} , кА	I _{вкл.макс.} , кА	К _{тт}	Класс точности
РУВН-35 кВ							
Выключатель	ВБЭТ-35	НПП Контакт [14]	630	25	63	-	-
Разъединитель	РДЗ-35	ЗЭТО [15]	1000	-	-	-	-
ТТ	ТВ-35	НПП Контакт [14]	300	-	-	300/5	0,5/10Р
ТН	НАМИ-35	РЭТЗ Энергия [16]	-	-	-	-	0,5/3Р
ОПН	ОПН-П-35/40,5	ЗЭУ [17]	-	-	-	-	-
РУВН-110 кВ							
Выключатель	ВЭБ-110	УЭТМ [2]	1250	40	102	-	-
Разъединитель	РДЗ-110	ЗЭТО [15]	1000	-	-	-	-
ТТ	ТВ-110	УЭТМ [2]	150	-	-	100/5	0,5/10Р
ТН	3хЗНОГ-110	ЗЭТО [16]	-	-	-	-	0,5/3Р
ОПН	ОПН-П-110/56	ЗЭУ [18]	-	-	-	-	-
ОПН	ОПН-П-110/88	ЗЭУ [18]	-	-	-	-	-
ЗОН	ЗОН-110	ЗЭТО [19]	400	-	-	-	-
Параметры сети			I _{раб.макс.} , кА	I _к ⁽³⁾ , А	i _{уд} , кА	-	-
РУВН-35 кВ			282,0	12,5	30,4	-	-
РУВН-110 кВ			94,0	19,1	46,4	-	-

Примечание: НПП «Контакт» – Научно-производственное предприятие «Контакт», УЭТМ – Уралэлектротяжмаш, ЗЭТО – Завод электротехнического оборудования, РЭТЗ «Энергия» – Раменский электротехнический завод «Энергия», ЗЭУ – Завод энергозащитных устройств.

4.3 Выбор величины оптимального напряжения внешнего электроснабжения по технико-экономическим параметрам

Методика выбора величины оптимального напряжения внешнего электроснабжения сводится к определению годовых приведенных затрат для рассматриваемых вариантов схем внешнего электроснабжения классами 35 кВ и 110 кВ. В ходе технико-экономического сравнения учитывается стоимость электрооборудования непосредственно принятого к установке по проекту, а также стоимость потерь электрической энергии в силовых трансформаторах и линиях электропередачи, определенных ранее в п.4.1.

Величина годовых приведенных затрат определяется по формуле [4]:

$$Z = \sum_i^n E_{ni} \cdot k_i + C_0, \quad (4.9)$$

Разр.					13.03.02.2020.444.00.00 ПЗ	Лист
Пров.						34
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		

где C_3 – стоимость годовых потерь электроэнергии, тыс.руб/год;
 k_i – капитальные затраты i -ой группы электроприемников, тыс.руб.

Величина ежегодных отчислений от капиталовложений

$$E_i = E_n + E_{a,i} + E_{o,i}, \quad (4.10)$$

где E_n – нормативный коэффициент эффективности;
 $E_{a,i}, E_{o,i}$ – отчисления на обслуживание и амортизацию.

Стоимость потерь электрической энергии определяется с учётом предусмотренного на рассматриваемом предприятии двухставочного тарифа

$$C_3 = (\Delta A_T + \Delta A_L) \cdot C'_0. \quad (4.11)$$

Удельная стоимость потерь электроэнергии

$$C'_0 = \delta \left(\frac{\alpha_T \cdot K_M}{\tau} + \beta \right), \quad (4.12)$$

где β – дополнительная ставка за потреблённую электрическую энергию, руб/кВт·ч [20];

α_T – основная ставка за заявленную максимальную годовую мощность, руб/(кВт·год) [20];

K_M – коэффициент, учитывающий отношение потерь активной нагрузки завода ΔP_3 во время максимальной активной мощности генерирующей системы к наибольшим потерям ΔP_M активной нагрузки рассматриваемого предприятия;

δ – поправочный коэффициент;

Составляющие двухставочного тарифа определяются по формулам

$$\alpha_T = 12 \cdot (\alpha_{ГЕН} + \alpha_{СЕТ}), \quad (4.13)$$

$$\beta = \beta_{ГЕН} + \beta_{СЕТ}, \quad (4.14)$$

где $\alpha_{ГЕН}, \beta_{ГЕН}$ – составляющие тарифа, компенсирующие энергосистеме затраты на генерацию электроэнергии;

$\alpha_{СЕТ}, \beta_{СЕТ}$ – составляющие тарифа, компенсирующие затраты энергосистеме на передачу электроэнергии по её собственным сетям.

Результаты расчетов удельной стоимости потерь электроэнергии, выполненные по выражениям (4.17) – (4.19) представлены в таблице 4.6.

	Разр.				13.03.02.2020.444.00.00 ПЗ	Лист
	Пров.					35
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		

Таблица 4.6

$U_{\text{ном}},$ кВ	K_M	δ	$\alpha_{\text{сет}},$ руб/кВт	$\alpha_{\text{ген}},$ руб/кВт	$\beta_{\text{сет}},$ руб/кВт·ч	$\beta_{\text{ген}},$ руб/кВт·ч	$\alpha_{\Gamma},$ руб/кВт·год	$\beta,$ руб/кВт·ч	$C'_0,$ руб/кВт·ч
35	1	1,05	953,56	804,88	0,36468	1,15174	21101,28	1,51642	8,17
110	1	1,03	874,42	804,88	0,16000	1,15174	20151,60	1,31174	7,52

Выполненные расчёты по выражениям (4.9) – (4.14) с целью определения приведенных годовых затрат для схем внешнего электроснабжения предприятия, в зависимости от класса напряжения, представлены в таблицах 4.7, 4.8. Стоимостные показатели используемого электрооборудования взяты на основании укрупнённых нормативов в части объектов электросетевого хозяйства [21].

Таблица 4.7 – Определение технико-экономические параметры для схемы внешнего электроснабжения предприятия классом 35 кВ

Тип	Единицы изм.	Количество	Стоимость ед. тыс. руб	$k_i,$ тыс.руб	$E_{\text{н.и}},$ 1/год	$k_i \cdot E_{\text{н.и}},$ тыс.руб/ год	ΔA кВтч/год	$C_{\text{э}},$ тыс.руб/ год	$Z_{\text{г.пр}},$ тыс.руб/ год
Разъединитель горизонтально- поворотный РДЗ1-35, 1000 А	шт	8	1273	10184	0,193	1966			
Разъединитель горизонтально- поворотный РДЗ2-35, 1000А	шт	4	1337	5347	0,193	1032			
Выключатель ва- куумный ВБЭТ- 35, 630 А.	шт	4	1060	4240	0,193	818			
Трансформатор напряжения ан- тирезонансный НАМИ-35	шт	2	609	1218	0,193	235			
Ограничитель перенапряжений ОПН-П-35/40,5	шт	12	69	828	0,193	160			
Силовой транс- форматор ТДНС-16000/35	шт	2	23169	46338	0,193	8943	376581	3077	
Линия электро- передачи 2хАС-3х(120/19) на ж/б опорах	км	15	5770	86550	0,152	13156	1223991	10002	
Итого				154705		26309	1600572	13080	39389

Разр.					13.03.02.2020.444.00.00 ПЗ	Лист
Пров.						36
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		

Таблица 4.8 – Определение технико-экономические параметры для схемы внешнего электроснабжения предприятия классом 110 кВ

Тип	Ед. изм.	Кол-во	Ст-сть единицы тыс.руб	k_i , тыс.руб	E_i , 1/год	$k_i \cdot E_i$, тыс.руб/год	Потери ΔA кВтч/год	C_{Σ} , тыс.руб/год	Прив. затр., тыс.руб / год
Разъединитель горизонтально-поворотный РДЗ1-110, 1000 А	шт	8	2735	21880	0,193	4223			
Разъединитель горизонтально-поворотный РДЗ2-110 1000 А	шт	4	2872	11487	0,193	2217			
Выключатель с элегазовой изоляцией ВЭБ-110, 1250 А	шт	4	3481	13924	0,193	2687			
Ограничитель перенапряжений ОПН-П-110/88	шт	12	232	2785	0,193	537			
Ограничитель перенапряжений ОПНН-П-110/56	шт	2	221	442	0,193	85			
Заземляющий нож ЗОН-110М	шт	2	1229	2458	0,193	474			
Трансформатор напряжения с элегазовой изоляцией 3хЗНОГ-110У1	шт	2	2782	5564	0,193	1074			
Силовой трансформатор ТДН-16000/110У1	шт	2	36657	73314	0,193	14150	343964	2585	
Линия электропередачи 2хАС-3х(70/11) на ж/б опорах	км	15	7038	105570	0,152	16047	229519	1725	
Итого				237424		41494	573483	4310	45804

Разница в годовых приведённых затратах для рассматриваемых вариантов составляет 14 %, что не превышает 15%, поэтому принято решение осуществлять внешнее электроснабжение рассматриваемого предприятия на напряжении 110 кВ, так как данный вариант имеет ряд преимуществ по сравнению с вариантом на 35 кВ: выше величина номинального напряжения; меньшее расходование проводов ВЛ; возможность перспективного развития электрических сетей предприятия.

Разр.					13.03.02.2020.444.00.00 ПЗ	Лист
Пров.				37		
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		

Выводы по разделу четыре

Выбрана величина номинального напряжения схемы внешнего электроснабжения рассматриваемого завода равная 110 кВ по результатам сравнения величин приведенных затрат для двух классов напряжений номиналами 35 кВ и 110 кВ. Схема внешнего электроснабжения выполнена по схеме 110-4Н с применением коммутационного и контрольно-измерительного оборудования с элегазовой изоляцией, а также предусмотрена возможность учёта электрической энергии на стороне 110 кВ посредством трансформатора напряжения ЗНОГ-110 У1.

	Разр.				13.03.02.2020.444.00.00 ПЗ	Лист
	Пров.					38
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		

5 ОСОБЕННОСТИ СХЕМЫ ВНУТРИЗАВОДСКОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ. ВЫБОР КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ

Разработка схемы внутризаводского электроснабжения выполняется в полном соответствии с Нормами технологического проектирования НТП ЭПП-94 [22]. Распределительная сеть 10 кВ выполняется по смешанной схеме, с приоритетом к магистральному типу соединения цеховых трансформаторных подстанция, в тех случаях, когда они располагаются в попутном направлении с соблюдением требований по допустимому количеству и установленной мощности трансформаторов, подключаемых к одной магистральной линии: до 3-х трансформаторов единичной мощностью 1000 кВ·А или до 2-х трансформаторов 1600 кВ·А [22, п.6.3].

Внутризаводская распределительная сеть 10 кВ выполняется посредством кабельных линий, преимущественно располагаемых в траншеях. Марка кабеля выбирается с учётом заданных характеристик грунта, таких как: средняя коррозионная активность с отсутствием растягивающих усилий, колебаний и блуждающих токов. Нивелировать внешнее воздействие негативных факторов грунта позволяют кабели марки АПвБП-10 – с алюминиевой жилой (А), фазной изоляцией из сшитого полиэтилена (Пв), бронёй из стальных оцинкованных лент (Б), оболочкой из сшитого полиэтилена (П) [23].

Выбор сечения кабельных линий напряжением 10 кВ выполняется в следующей последовательности: сначала определяется экономически целесообразное сечение КЛ по экономической плотности тока (согласно требований ПУЭ [10]), после чего выбранное сечение проверяется по допустимому току в аварийных режимах работы, по величине допустимой потери напряжения, а также на термическую стойкость после определения величин максимальных токов короткого замыкания.

Величина экономически целесообразного сечения КЛ с учетом принятого значения экономической плотности ($j_3=1,7 \text{ А/мм}^2$ [10, табл.1.3.36]), исходя из специфики производства предприятия (принятого значения $T_m=4355 \text{ ч/год}$) и минимального стандартного сечения ($F_{\text{min.ст}}=50 \text{ мм}^2$) для кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена, определяется по выражению

$$F_{\text{э.кл}} = \frac{I_{\text{р.кл}}}{j_3}, \quad (5.1)$$

где $I_{\text{р.кл}}$ – расчётный ток кабельной линии, А.

Величина расчетного тока кабельной линии может быть определена по формуле

$$I_{\text{р.кл}} = \frac{1}{N_T \cdot n} \cdot \frac{\sqrt{(P_p + \Delta P_T)^2 + (Q_1 + \Delta Q_T)^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (5.2)$$

Разр.					13.03.02.2020.444.00.00 ПЗ	Лист
Пров.						39
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		

где P_p – расчетная активная мощность цеховой трансформаторной подстанции, кВт;
 Q_1 – расчетная реактивная мощность цеховой трансформаторной подстанции, квар;
 N_T – количество трансформаторов в цеховой трансформаторной подстанции, шт.
 ΔP_T – потери активной мощности в трансформаторах цеховой трансформаторной подстанции, кВт;
 n – количество цеховых трансформаторных подстанций, шт;
 ΔQ_T – потери реактивной мощности в трансформаторах цеховой трансформаторной подстанции, квар.

Величина номинального тока кабельной линии корректируется в соответствии с поправочными коэффициентами [10]: на число кабелей одновременно располагаемых в траншее ($K_{п.кЛ}$), на температуру ($K_{т.кЛ}$)

$$I_{\text{доп.кЛ.ф}} = K_{п.кЛ} \cdot K_{т.кЛ} \cdot I_{\text{доп.кЛ}} > \frac{I_{р.кЛ}}{n_{кЛ}}, \quad (5.3)$$

где n_k – число цепей КЛ, шт.

Проверка работоспособности КЛ в послеаварийном режиме в случае отключения одной из цепей выполняется по условию

$$I'_{а.кЛ} \geq \frac{I_{а.кЛ}}{n_{кЛ}}. \quad (5.4)$$

Величина расчетного тока, протекающего по кабельной линии в аварийном режиме работы, определяется по формуле

$$I_{а.кЛ} = 2 \cdot I_{р.кЛ}. \quad (5.5)$$

Допустимый ток кабельной линии в периоды отключения одной из цепей КЛ определяется с учетом коэффициента перегрузки КЛ ($K_{а.кЛ}$), значения которого выбираются по каталогу завода-производителя [23]

$$I'_{а.кЛ} = K_{а.кЛ} \cdot I_{\text{доп.кЛ.ф}}. \quad (5.6)$$

Величина расчетной потери напряжения в КЛ не должна превышать допустимый предел в 5%, устанавливаемый ПУЭ [10]

$$\Delta U_{кЛ} = \frac{P_{р.кЛ} \cdot r_{уд.кЛ} \cdot L_{кЛ} + Q_{р.кЛ} \cdot x_{уд.кЛ} \cdot L_{кЛ}}{n_{кЛ} \cdot U_{ном}^2} \cdot 100\% \leq 5\%. \quad (5.7)$$

Разр.					13.03.02.2020.444.00.00 ПЗ	Лист
Пров.						40
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		

Аналогичные действия по формулам (5.1) – (5.7) выполняются при выборе кабельных линий, представленных в таблице 5.1. Дальнейшая корректировка сечений КЛ на предмет соответствия термически устойчивым сечения ($F_{т.кл}$) будет выполнена после определения токов КЗ.

Выводы по разделу пять

Схема внутреннего электроснабжения разработана в соответствии с рекомендациями Норм технологического проектирования НТП ЭПП-94 по смешанной схеме посредством кабельных линий марки АПвБП-10, прокладываемых в кабельных траншеях и асбоцементных трубах.

	Разр.				13.03.02.2020.444.00.00 ПЗ	Лист
	Пров.					41
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		

Таблица 5.1 – Выбор кабельных линий для реализации внутривародской системы электроснабжения основного производства химического завода

Кабельные линии	P _{р.кл.} , кВт	Q _{р.кл.} , квар	S _{р.кл.} , кВт·А	I _{р.кл.} , А	F _{э.кл.} , мм ²	F _{т.кл.} , мм ²	F _{ст.кл.} , мм ²	Тип и количество кабелей	Способ прокладки	Нагрузка на кабель, А		I _{доп.кл.} , А	K _{п.кл.}	K _{т.кл.}	Γ _{доп.кл.} , А	K _{а.кл.}	Γ _{а.кл.} , А	L _{кл.} , км	Γ _{уд.кл.} , Ом/км	X _{уд.кл.} , Ом/км	Δu _{кл.} , %
										в нормальном режиме	в послеаварийном режиме										
Кабельные линии напряжением 10 000 В																					
ГПП-ТП1	940	503	1066	59	34	95	95	2хАПвБП-10 (3х95/50)	в траншее	59	117	233	0,85	1,01	200	1,17	234	0,069	0,320	0,092	0,05
ТП1-ТП6	389	204	439	24	14	95	95	2хАПвБП-10 (3х95/50)	в траншее	24	48	233	0,87	1,01	205	1,17	240	0,101	0,320	0,092	0,03
ГПП-ТП2	375	234	442	24	14	95	95	2хАПвБП-10 (3х95/50)	в траншее	24	49	233	0,85	1,01	200	1,17	234	0,233	0,320	0,092	0,07
ГПП-ТП4	1348	994	1675	92	54	95	95	2хАПвБП-10 (3х95/50)	в траншее	92	184	233	0,93	1,01	219	1,17	256	0,126	0,320	0,092	0,13
ТП4-ТП3	744	607	960	53	31	95	95	2хАПвБП-10 (3х95/50)	в траншее	53	106	233	0,93	1,01	219	1,17	256	0,024	0,320	0,092	0,01
ГПП-ТП5	1237	1011	1597	88	52	95	95	2хАПвБП-10 (3х95/50)	в траншее	88	176	233	0,86	1,01	202	1,17	237	0,139	0,320	0,092	0,14
ГПП-ТП7	717	674	984	54	32	95	95	2хАПвБП-10 (3х95/50)	в траншее	54	108	233	0,85	1,01	200	1,17	234	0,073	0,320	0,092	0,04
ГПП-ТП8	1098	682	1293	71	42	95	95	2хАПвБП-10 (3х95/50)	в траншее	71	142	233	0,85	1,01	200	1,17	234	0,156	0,320	0,092	0,13
ТП8-ТП11	476	326	577	32	19	95	95	2хАПвБП-10 (3х95/50)	в траншее	32	63	233	0,85	1,01	200	1,17	234	0,252	0,320	0,092	0,09
ГПП-ТП9	373	256	453	25	15	95	95	2хАПвБП-10 (3х95/50)	в траншее	25	50	233	0,86	1,01	202	1,17	237	0,334	0,320	0,092	0,10
ГПП-ТП10	937	252	970	53	31	95	95	АПвБП-10 (3х95/50)	в траншее	53	-	233	0,86	1,01	202	-	-	0,483	0,320	0,092	0,31
ГПП-СД	630	-390	741	41	24	50	50	АПвБП-10 (3х50/25)	в траншее	41	-	120	0,85	1,01	103	-	-	0,179	0,641	0,104	0,13
ГПП-АД	630	390	741	41	24	50	50	АПвБП-10 (3х50/25)	в траншее	41	-	120	0,85	1,01	103	-	-	0,282	0,641	0,104	0,25
ГПП-ТПЧ	1200	581	1333	73	43	120	120	АПвБП-10 (3х120/50)	в траншее	73	-	265	0,85	1,01	228	-	-	0,131	0,253	0,089	0,09
Кабельные линии напряжением 400 В																					
ТП2-РПН1	183	124	221	320	-	-	185	2хАПвБШв-1 (4х185)	в траншее	160	320	317	0,93	1,01	298	1,17	349	0,031	0,164	0,069	1,50
ТП5-РПН2	163	102	193	139	-	-	95	АПвБШв-1 (4х95)	в траншее	139	-	217	0,87	1,01	190	-	-	0,065	0,320	0,069	4,82
ТП6-РПН3	187	55	195	141	-	-	150	2хАПвБШв-1 (4х150)	в траншее	141	282	278	0,93	1,01	261	1,17	306	0,035	0,206	0,069	0,93
ТП7-РПН4	96	67	117	84	-	-	35	АПвБШв-1 (4х35)	в траншее	84	-	126	1,00	1,01	127	-	-	0,071	0,868	0,075	3,93
ТП10-РПН5	89	53	103	75	-	-	95	АПвБШв-1 (4х95)	в траншее	75	-	217	0,93	1,01	204	-	-	0,108	0,320	0,069	4,33
ТП11-РПН6	75	44	87	63	-	-	35	2хАПвБШв-1 (4х35)	в траншее	63	126	126	0,86	1,01	109	1,17	128	0,056	0,868	0,075	4,80

6 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

С целью выбора электрооборудования схемы внутриводского электро-снабжения и его последующей проверки и на термическую электродинамическую стойкость к токам короткого замыкания, а также выполнение выбора уставок релейной защиты и автоматики произведем расчет токов короткого замыкания в максимальных режимах сети методом относительных единиц. К такому режиму относится состояние системы электроснабжения, когда один из силовых трансформаторов ГПП отключен и все потребители запитаны посредством секционного выключателя.

Принципиальную электрическую схему (а) и схему замещения (б), в которой все элементы сети будут заменены их эквивалентными сопротивлениями, для определения токов короткого замыкания представим на рисунке 6.1.

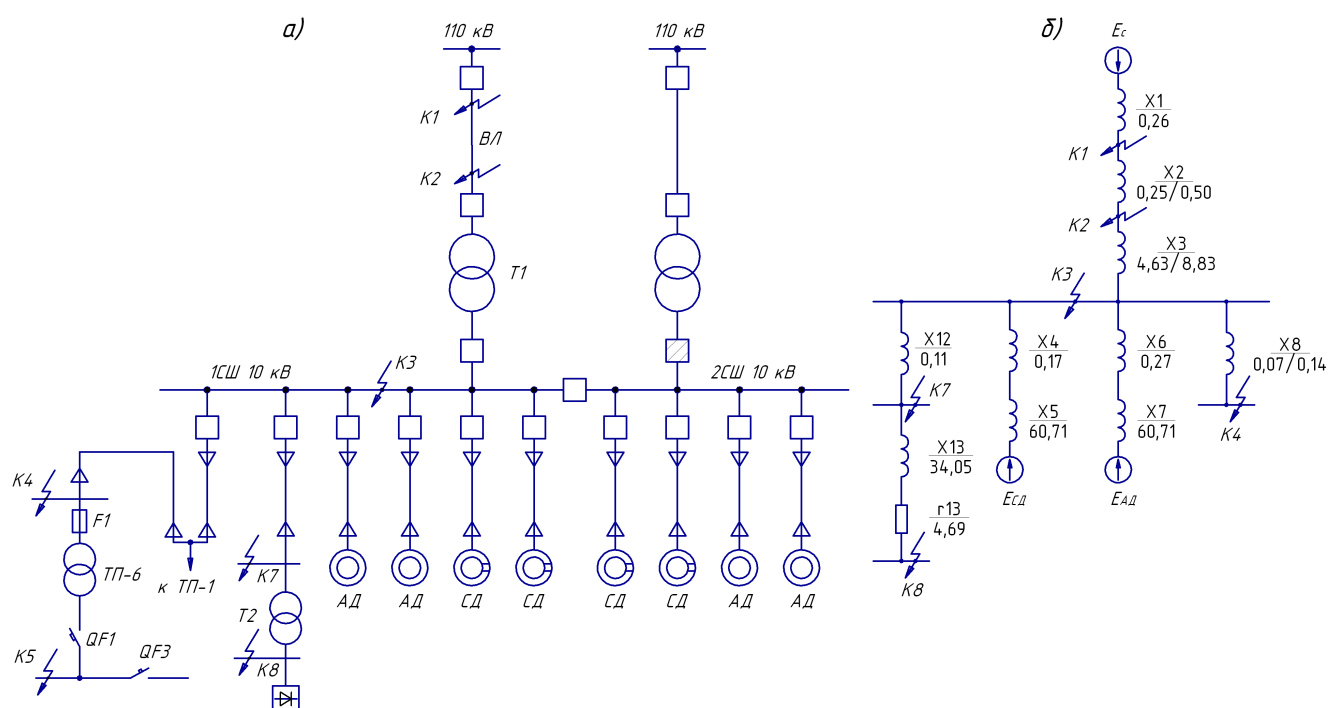


Рисунок 6.1 – Принципиальная схема (а) и схема замещения (б) для определения токов КЗ

Расчёт токов КЗ производим в следующих точках:

- К₁ и К₂ – в схеме внешнего электроснабжения предприятия;
- К₃ – на сборных шинах 10 кВ главной понизительной подстанции;
- К₄ – на сборных шинах 10 кВ цеховой трансформаторной подстанции ТП-6;
- К₅ – на сборных шинах 0,4 кВ цеховой трансформаторной подстанции ТП-6;
- К₇ – на сборных шинах 10 кВ трансформатора ТСЗП;
- К₈ – на стороне НН трансформатора ТСЗП.

Разр.				
Пров.				
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2020.444.00.00 ПЗ

Лист

43

В таблице 6.1 представим справочные данные об элементах системы электроснабжения рассматриваемого предприятия: линиях электропередачи, трансформаторах.

Таблица 6.1 – Параметры элементов схемы электроснабжения

ЛЭП	Марка ЛЭП	L, км	$x_{уд.}, Ом/км$	$\gamma_{уд.}, Ом/км$	Ссылка
ВЛ	АС-70/11	15,0	0,444	0,428	[5]
ГПП – ТП1	АПВБП-10 (3x95/50)	0,069	0,092	0,320	[23]
ТП1 – ТП6	АПВБП-10 (3x95/50)	0,101	0,092	0,320	[23]
ГПП – СД	АПВБП-10 (3x50/25)	0,179	0,104	0,641	[23]
ГПП – АД	АПВБП-10 (3x50/25)	0,282	0,104	0,641	[23]
Трансформатор	Тип трансформатора	$S_{т.ном.}, кВ\cdot А$	$U_{кз}, \%$	$\Delta P_{кз}, кВт$	
Т1	ТДН	16000	10,5	83,0	[13]
ТП6	ТМГА	630	4,5	6,2	[8]

В таблице 6.2 представим технические параметры трансформатора ТСЗП-1600/10.

Таблица 6.2 – технические параметры трансформатора ТСЗП-1600/10 [11]

Тип	$U_1, В$	$U_2, В$	$I_d, А$	$P_{хх}, кВт$	$P_{кз}, кВт$	$U_{кз}, \%$
ТСЗП	10000	460	2500	2,3	12,0	5,5

Эквивалентные сопротивления, представленные на рисунке 6.1 (б), определяются в относительных единицах, с учётом заданной базисной мощности 1000 МВ·А и базисного напряжения ступени системы электроснабжения, на которой производится определение токов короткого замыкания (таблица 6.3).

Таблица 6.3 – Определение эквивалентных сопротивлений схемы замещения, представленной на рисунке 6.1 (б)

Параметр	Максимальный режим	Минимальный режим
1	2	3
$x_1 = x_c = \frac{S_6}{S_{эс}}$	$x_c = \frac{1000 \cdot 10^6}{3800 \cdot 10^6} = 0,26 \text{ о.е.}$	
$x_2 = x_{вл} = \frac{x_{уд.вл} \cdot L_{вл} \cdot S_6}{n \cdot U_{ср.1}^2}$, где n=2 в макс.режиме, n=1 в мин.режиме.	$x_{вл} = \frac{0,444 \cdot 15 \cdot 10^9}{2 \cdot (115 \cdot 10^3)^2} = 0,25 \text{ о.е.}$	$x_{вл} = \frac{0,444 \cdot 15 \cdot 0 \cdot 10^9}{1 \cdot (115 \cdot 10^3)^2} = 0,50 \text{ о.е.}$
$x_3 = \frac{U_{кз} (1 \pm \Delta U_{рпн}) S_6}{100 \cdot S_{т.ном.}}$	$x_3 = \frac{10,5(1 - 0,16)^2 10^9}{100 \cdot 16 \cdot 10^6} = 4,63 \text{ о.е.}$	$x_3 = \frac{10,5(1 + 0,16)^2 10^9}{100 \cdot 16 \cdot 10^6} = 8,83 \text{ о.е.}$

Продолжение таблицы 6.3

1	2	3
$x_4 = \frac{1}{n_{кл}} \cdot x_{уд.кл} \cdot L_{кл} \cdot \frac{S_6}{U_{ср.2}^2}$	$x_4 = 0,104 \cdot 0,179 \cdot \frac{1000 \cdot 10^6}{(10,5 \cdot 10^3)^2} = 0,17 \text{ о.е.}$	
$x_5 = \frac{1}{n_{дв.}} \cdot \frac{1}{I_{п.дв.}} \cdot \frac{S_6 \cdot \cos \varphi \cdot \eta}{P_{дв.}}$	$x_5 = \frac{1}{4} \cdot \frac{1}{5} \cdot \frac{1000 \cdot 10^6 \cdot 0,85 \cdot 0,90}{630 \cdot 10^3} = 60,71 \text{ о.е.}$	
$x_6 = \frac{1}{n_{кл}} \cdot x_{уд.кл} \cdot L_{кл} \cdot \frac{S_6}{U_{ср.2}^2}$	$x_6 = 0,104 \cdot 0,282 \cdot \frac{1000 \cdot 10^6}{(10,5 \cdot 10^3)^2} = 0,27 \text{ о.е.}$	
$x_7 = \frac{1}{n_{дв.}} \cdot \frac{1}{I_{п.дв.}} \cdot \frac{S_6 \cdot \cos \varphi \cdot \eta}{P_{дв.}}$	$x_7 = \frac{1}{4} \cdot \frac{1}{5} \cdot \frac{1000 \cdot 10^6 \cdot 0,85 \cdot 0,90}{630 \cdot 10^3} = 60,71 \text{ о.е.}$	
$x_8 = \frac{x_{уд.кл} \cdot L_{кл} \cdot S_6}{n_{кл} \cdot U_{ср.2}^2}$, где n=2 в макс.режиме, n=1 в мин.режиме.	$x_8 = \frac{0,092 \cdot 0,170 \cdot 10^9}{2(10,5 \cdot 10^3)^2} = 0,07 \text{ о.е.}$	$x_8 = \frac{0,092 \cdot 0,170 \cdot 10^9}{1(10,5 \cdot 10^3)^2} = 0,14 \text{ о.е.}$
$x_{12} = \frac{1}{n_{кл}} \cdot x_{уд.кл} \cdot L_{кл} \cdot \frac{S_6}{U_{ср.2}^2}$	$x_{12} = 0,089 \cdot 0,179 \cdot \frac{1000 \cdot 10^6}{(10,5 \cdot 10^3)^2} = 0,11 \text{ о.е.}$	
$z_{13} = \frac{U_k}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{п.т}}$	$z_{13} = \frac{5,5}{100} \cdot \frac{1000 \cdot 10^6}{1600 \cdot 10^3} = 34,38 \text{ о.е.}$	
$r_{13} = \Delta P_k \cdot \frac{S_6}{S_{п.т}^2}$	$r_{13} = 12,0 \cdot 10^3 \cdot \frac{1000 \cdot 10^6}{(1600 \cdot 10^3)^2} = 4,69 \text{ о.е.}$	
$x_{13} = \sqrt{z_{13}^2 - r_{13}^2}$	$x_{13} = \sqrt{34,38^2 - 4,69^2} = 34,05 \text{ о.е.}$	

В таблице 6.4 представим расчёт токов КЗ в электрической сети в точках К1 и К2.

Таблица 6.4 – Расчёт токов КЗ в электрической сети в точках К1 и К2

Параметр	Размерность	Максимальный режим		Минимальный режим	
		К1	К2	К1	К2
$x_{\Sigma} = x_c + \sum x_i$	о.е.	0,26	0,51	0,26	0,77
$I_k^{(3)} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{ср} \cdot x_{\Sigma}}$	кА	19,1	9,7	-	-
$I_k^{(2)} = \frac{S_6}{2 \cdot U_{ср} \cdot x_{\Sigma}}$	кА	-	-	16,5	5,7
$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot k_{уд} \cdot I_k^{(3)}$	кА	46,4	24,8	-	-

Путем комплексного преобразования эквивалентных сопротивлений элементов системы электроснабжения, представленных на рисунке 6.1 (б), изобразим на рисунке 6.2 схему замещения для определения тока КЗ в точке К3.

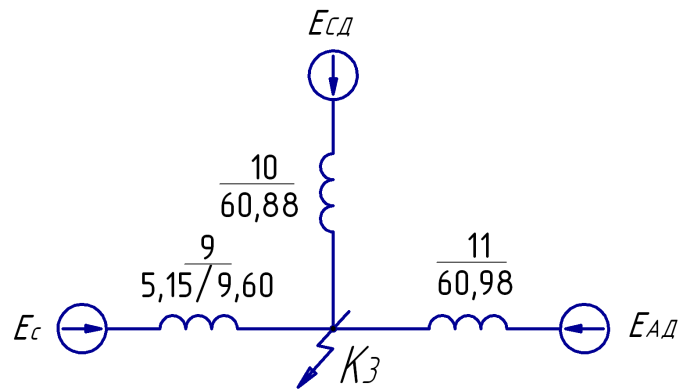


Рисунок 6.2 – Схема замещения для расчета токов КЗ в точке К₃

Наличие в составе электроприёмников синхронных двигателей необходимо учитывать при определении токов короткого замыкания в точке К₃. В таблице 6.5 приведён расчёт токов КЗ в электрической сети в точке К₃.

Таблица 6.5 – Расчёт токов КЗ в электрической сети в точке К₃

Параметр	Максимальный режим	Минимальный режим
$x_9 = x_1 + x_2 + x_3$	$x_9 = 0,26 + 0,25 + 4,63 = 5,15$ о.е.	$x_9 = 0,26 + 0,50 + 8,83 = 9,60$ о.е.
$x_{10} = x_4 + x_5$	$x_{10} = 0,17 + 60,71 = 60,88$ о.е.	
$x_{11} = x_6 + x_7$	$x_{11} = 0,27 + 60,71 = 60,98$ о.е.	
$I_c^{(3)} = \frac{E_c \cdot S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{cp.2} \cdot x_9}$	$I_c^{(3)} = \frac{1 \cdot 1000 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 10^3 \cdot 5,15} = 10,7$ кА	-
$I_c^{(2)} = \frac{E_c \cdot S_6}{2 \cdot U_{cp.2} \cdot x_9}$	-	$I_c^{(2)} = \frac{1 \cdot 1000 \cdot 10^6}{2 \cdot 10,5 \cdot 10^3 \cdot 9,60} = 5,0$ кА
$I_{cd} = \frac{E_{cd1} \cdot S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{cp.2} \cdot x_{10}}$	$I_{cd} = \frac{1,1 \cdot 1000 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 10^3 \cdot 60,88} = 1,0$ кА	
$I_{ад} = \frac{E_{cd2} \cdot S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{cp.2} \cdot x_{11}}$	$I_{ад} = \frac{0,9 \cdot 1000 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 10^3 \cdot 60,98} = 0,8$ кА	
$I_{к.3}^{(3)} = I_c^{(3)} + I_{cd} + I_{ад}$	$I_{к.3}^{(3)} = 10,7 + 1,0 + 0,8 = 12,5$ кА	-
$i_{уд.3} = \sqrt{2} \cdot k_{уд} \cdot I_{к.3}^{(3)}$	$i_{уд.3} = \sqrt{2} \cdot 1,92 \cdot 12,5 = 33,9$ кА	-
$I_{к.3}^{(2)} = I_c^{(2)} + I_{cd} + I_{ад}$	-	$I_{к.3}^{(2)} = 5,0 + 1,0 + 0,8 = 6,8$ кА

В таблице 6.6 представим расчёт токов короткого замыкания в электрической сети в точках К₄, К₇, К₈.

Таблица 6.6 – Расчёт токов КЗ в электрической сети в точках К₄, К₇, К₈

Параметр	Максимальный режим	Минимальный режим
1	2	3
$x_{\Sigma 4} = x_9 + x_8$	$x_{\Sigma 4} = 5,15 + 0,07 = 5,22$ о.е.	$x_{\Sigma 4} = 0,14 + 9,60 = 9,74$ о.е.

Продолжение таблицы 6.6

1	2	3
$I_{к.4}^{(3)} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{cp.2} \cdot X_{\Sigma 4}}$	$I_{к.4}^{(3)} = \frac{1000 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 10^3 \cdot 5,22} = 10,5 \text{ кА}$	-
$i_{уд.4} = \sqrt{2} \cdot K_{уд} \cdot I_{к.4}^{(3)}$	$i_{уд.4} = \sqrt{2} \cdot 1,92 \cdot 10,5 = 28,6 \text{ кА}$	-
$I_{к.4}^{(2)} = \frac{S_6}{2U_{cp.2} \cdot X_{\Sigma 4}}$	-	$I_{к.4}^{(2)} = \frac{1 \cdot 1000 \cdot 10^6}{2 \cdot 10,5 \cdot 10^3 \cdot 9,74} = 4,9 \text{ кА}$
$S_{к.4}^{(3)} = \sqrt{3} \cdot U_{cp.2} \cdot I_{к.4}^{(3)}$	$S_{к.4}^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 10^3 \cdot 10,5 = 192 \text{ МВ} \cdot \text{А}$	$S_{к.4}^{(3)} = 10,5 \cdot 10^3 \cdot \frac{2}{\sqrt{3}} \cdot 4,9 = 59 \text{ МВ} \cdot \text{А}$
Точка К7	-	-
$x_{\Sigma 7} = x_{11} + x_{12}$	$x_{\Sigma 7} = 5,15 + 0,11 = 5,26 \text{ о.е.}$	$x_{\Sigma 7} = 9,60 + 0,11 = 9,71 \text{ о.е.}$
$I_{к.7}^{(2)} = \frac{S_6}{2U_{cp.2} \cdot X_{\Sigma 7}}$	-	$I_{к.7}^{(2)} = \frac{1 \cdot 1000 \cdot 10^6}{2 \cdot 10,5 \cdot 10^3 \cdot 9,71} = 4,9 \text{ кА}$
Точка К8	-	-
$x_{\Sigma 8} = x_{\Sigma 7} + x_{13}$	$x_{\Sigma 8} = 5,26 + 34,05 = 39,31 \text{ о.е.}$	$x_{\Sigma 8} = 9,71 + 34,05 = 43,76 \text{ о.е.}$
$r_{\Sigma 8} = r_{13}$	$r_{\Sigma 8} = 4,69 \text{ о.е.}$	
$z_{\Sigma 8} = \sqrt{x_{\Sigma 8}^2 + r_{\Sigma 8}^2}$	$z_{\Sigma 8} = \sqrt{39,31^2 + 4,69^2} = 39,59 \text{ о.е.}$	$z_{\Sigma 8} = \sqrt{43,76^2 + 4,69^2} = 44,01 \text{ о.е.}$
$I_{к.8}^{(2)} = \frac{S_6}{2U_{cp.2} \cdot X_{\Sigma 8}}$	-	$I_{к.8}^{(2)} = \frac{1 \cdot 1000 \cdot 10^6}{2 \cdot 10,5 \cdot 10^3 \cdot 44,01} = 1,1 \text{ кА}$

Расчёт токов коротких замыканий в электрической сети напряжением до 1 кВ проводится на основе методики, изложенной в ГОСТ 28249-93, и представлен в таблице 6.7.

Принципиальную схему и схему замещения, в которой все элементы сети заменены их эквивалентными сопротивлениями, представим на рисунке 6.3.

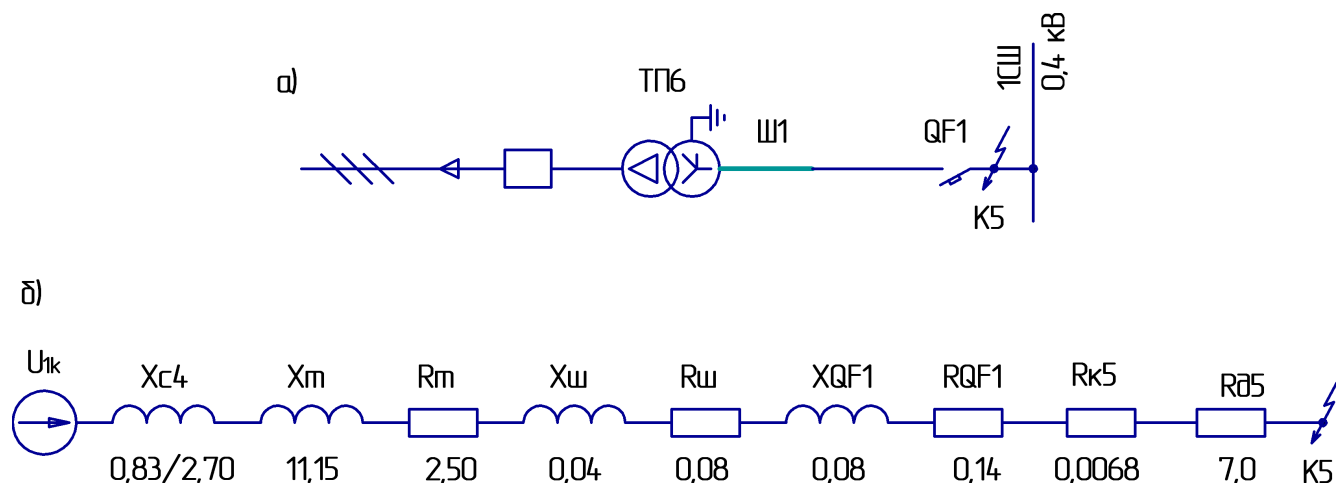


Рисунок 6.3 – Принципиальная схема (а) и схема замещения (б) для определения токов КЗ в сети до 1000 В

Таблица 6.7 – Определение эквивалентных сопротивлений схемы замещения, представленной на рисунке 6.3 (б)

Параметр	Максимальный режим	Минимальный режим
1	2	3
$X_{c4} = \frac{U_{cp3}^2}{S_{к.4}}$	$X_{c4} = \frac{400^2}{192 \cdot 10^6} = 0,83 \text{ МОм}$	$X_{c4} = \frac{400^2}{59 \cdot 10^6} = 2,70 \text{ МОм}$
$r_T = \frac{\Delta P_{кз} \cdot U_{нн.н}^2}{S_{т.ном}^2}$	$r_T = \frac{6200 \cdot 400^2}{(630 \cdot 10^3)^2} = 2,50 \text{ МОм}$	
$z_T = \frac{U_{кз} \cdot U_{нн.н}^2}{100 \cdot S_{т.ном}}$	$z_T = \frac{4,5 \cdot 400^2}{100 \cdot 630 \cdot 10^3} = 11,43 \text{ МОм}$	
$x_T = \sqrt{z_T^2 - r_T^2}$	$x_T = \sqrt{11,43^2 - 2,50^2} = 11,15 \text{ МОм}$	
$r_{III} = r_{уд.ш} \cdot L_{III}$	$r_{III} = 0,027 \cdot 3 = 0,08 \text{ МОм}$	
$x_{III} = x_{уд.ш} \cdot L_{III}$	$x_{III} = 0,014 \cdot 3 = 0,04 \text{ МОм}$	
$r_{к5} = 2 \cdot r_{к.ш1}$	$r_{к5} = 2 \cdot 0,0034 = 0,0068 \text{ МОм}$	
$X_{\Sigma 5} = X_{c4} + X_T + X_{III} + X_{QF1}$	$X_{\Sigma 5} = 0,83 + 11,15 + 0,04 + 0,04 = 12,11 \text{ МОм}$	$X_{\Sigma 5} = 2,70 + 11,15 + 0,04 + 0,08 = 13,97 \text{ МОм}$
$r_{\Sigma 5} = r_T + r_{III} + r_{QF1} + r_{к5} + r_{д5}$	$r_{\Sigma 5} = 2,50 + 0,08 + 0,14 + 0,0068 + 7,0 = 9,73 \text{ МОм}$	
$z_{\Sigma 5} = \sqrt{X_{\Sigma 5}^2 + r_{\Sigma 5}^2}$	$z_{\Sigma 5} = \sqrt{12,11^2 + 9,73^2} = 15,53 \text{ МОм}$	$z_{\Sigma 5} = \sqrt{13,97^2 + 9,73^2} = 17,03 \text{ МОм}$
$I_{к.5}^{(3)} = \frac{U_{cp.3}}{\sqrt{3} \cdot z_{\Sigma 5}}$	$I_{к.5}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 15,53 \cdot 10^{-3}} = 14,9 \text{ кА}$	-
$i_{уд.5} = \sqrt{2} \cdot k_{уд} \cdot I_{к.5}^{(3)}$	$i_{уд.5} = \sqrt{2} \cdot 1,1 \cdot 14,9 = 23,1 \text{ кА}$	-
$I_{к.5}^{(2)} = \frac{U_{cp.3}}{2 \cdot z_{\Sigma 5}}$	-	$I_{к.5}^{(2)} = \frac{400}{2 \cdot 17,03 \cdot 10^{-3}} = 11,7 \text{ кА}$

Результаты расчетов токов КЗ в электрической сети в точках К1 – К8 представим в таблице 6.8

Таблица 6.8 – Сводные данные расчётов токов КЗ в точках К1 – К8

Параметр	К1	К2	К3	К4	К5	К7	К8
$I_k^{(3)}, \text{ кА}$	19,1	9,7	12,5	10,5	14,9	-	-
$I_k^{(2)}, \text{ кА}$	16,5	5,7	6,8	4,9	11,7	4,9	1,1
$i_{уд}, \text{ кА}$	46,4	24,8	33,9	28,6	23,1	-	-

Выводы по разделу шесть

Произведён расчет токов короткого замыкания на сборных шинах 10 кВ понижительной подстанции предприятия, в сети 0,4 кВ ТП-6, а также на выводах обмотки высокого и низкого напряжения трансформатора ТСЗП-1600/10.

7 СПЕЦВОПРОС. ПОИСК КРИТЕРИЯ ОПТИМАЛЬНОЙ СХЕМЫ ПИТАНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ С НЕБОЛЬШОЙ НАГРУЗКОЙ

Для питания потребителей 0,4 кВ в цехах рассматриваемого предприятия, как правило, устанавливаются цеховые трансформаторные подстанции с обмоткой высшего напряжения величиной 10 кВ. Данные ТП получают питание от сборных шин 10 кВ главной понизительной подстанции посредством кабельных линий. Но в некоторых случаях, при малой мощности потребителей в цехе целесообразно рассмотреть установку низковольтного распределительного пункта, который будет получать питание по кабельной линии напряжением 0,4 кВ от рядом расположенной цеховой трансформаторной подстанции.

Традиционно, принято выполнять оценку технико-экономической обоснованности установки низковольтного распределительного пункта 0,4 кВ, руководствуясь «Правилем 15000» (п.2, табл.2.3). Суть данного Правила заключается в следующем: необходимо определить произведение расчётной мощности цеха ($S_{р.ц}$) и расстояния от РПН до рядом расположенной ТП (L). В том случае, если произведение $S_{р.ц} \cdot L$ будет менее 15000 кВ·А·м, значит установка РПН признаётся экономически обоснованным решением, в противном случае к установке принимается цеховая трансформаторная подстанция.

В связи с тем, что данное Правило было установлено достаточно давно, значит стоимостные показатели электрооборудования, а также тарификация на энергоресурсы претерпели значительные изменения, ввиду чего возникает вопрос о правомерности использования рассматриваемого Правила. Во всяком случае, это Правило должно быть проверено и при необходимости скорректировано под современные технико-экономические условия.

На рисунке 7.1 представим варианты схем питания потребителей, подлежащие дальнейшему технико-экономическому анализу.

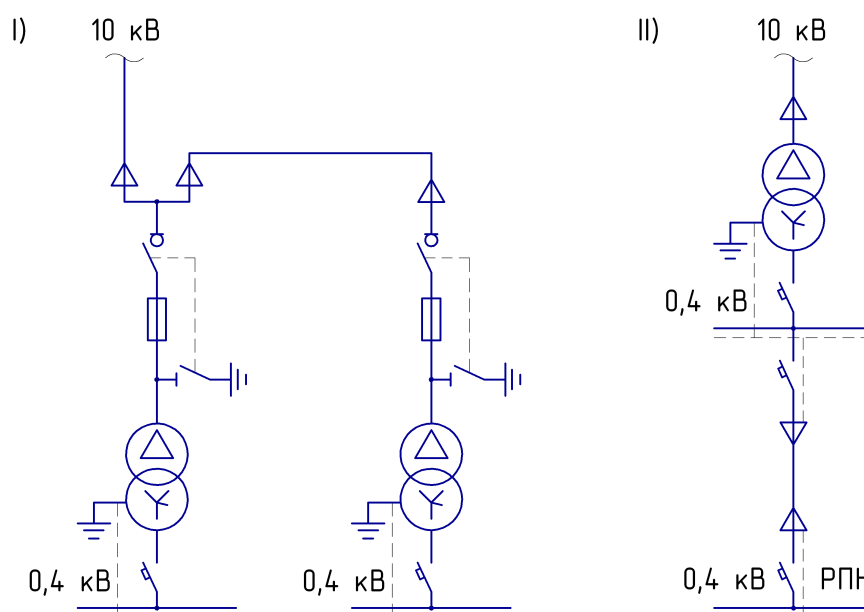


Рисунок 7.1 – Варианты схем питания потребителей с малой нагрузкой:
I) установка ТП; II) установка РПН

Разр.				
Пров.				
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2020.444.00.00 ПЗ

Целесообразность установки того или иного варианта питания потребителей с небольшой нагрузкой (рисунок 7.1) обосновывается технико-экономически, путём определения затрат на их реализацию, при условии равенства потерь в трансформаторах для вариантов I и II

$$Z_1 = E \cdot K_1 + E \cdot K_{10} \cdot L + \Delta W_{\text{кл1}} \cdot C, \quad (7.1)$$

$$Z_2 = E \cdot K_2 + E \cdot K_{20} \cdot L + \Delta W_{\text{кл2}} \cdot C, \quad (7.2)$$

где $E = 0,12$ – ежегодные отчисления от капитальных вложений;

L – расстояние от источника питания до потребителя с небольшой нагрузкой, км;

K_1 – капитальные затраты на строительство ТП, руб;

K_2 – капитальные затраты на строительство РПН, руб;

K_{10} – удельные капитальные затраты на единицу длины кабельной линии первого варианта, руб/км;

K_{20} – удельные капитальные затраты на единицу длины кабельной линии второго варианта, руб/км;

$\Delta W_{\text{кл1}}$ – потери электроэнергии в кабельной линии, питающей ТП, кВт·ч;

$\Delta W_{\text{кл2}}$ – потери электроэнергии в кабельной линии, питающей РПН, кВт·ч;

C – стоимость электроэнергии, руб/кВт·ч.

Стоимость электрической энергии определяется с учётом предусмотренного на рассматриваемом предприятии двухставочного тарифа

$$C = \frac{\alpha_{\Gamma} \cdot K_{\text{м}}}{T_{\text{год}}} + \beta. \quad (7.3)$$

где β – дополнительная ставка за потреблённую электрическую энергию, руб/кВт·ч [20];

α_{Γ} – основная ставка за заявленную максимальную годовую мощность, руб/(кВт·год) [20];

$K_{\text{м}}$ – коэффициент, учитывающий отношение потерь активной нагрузки завода $\Delta P_{\text{з}}$ во время максимальной активной мощности генерирующей системы к наибольшим потерям $\Delta P_{\text{м}}$ активной нагрузки предприятия;

T_{Γ} – число часов в году, ч.

Составляющие двухставочного тарифа определяются по формулам

$$\alpha_{\Gamma} = 12 \cdot (\alpha_{\text{ГЕН}} + \alpha_{\text{СЕТ}}), \quad (7.4)$$

$$\beta = \beta_{\text{ГЕН}} + \beta_{\text{СЕТ}}, \quad (7.5)$$

где $\alpha_{\text{ГЕН}}, \beta_{\text{ГЕН}}$ – составляющие тарифа, компенсирующие энергосистеме затраты на генерацию электроэнергии;

$\alpha_{\text{СЕТ}}, \beta_{\text{СЕТ}}$ – составляющие тарифа, компенсирующие затраты энергосистеме на передачу электроэнергии по её собственным сетям.

Разр.					13.03.02.2020.444.00.00 ПЗ	Лист
Пров.						50
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		

Результаты расчетов стоимости электроэнергии, выполненные по выражениям (7.3) – (7.5), представлены в таблице 7.1.

Таблица 7.1 – Определение стоимости за потребляемую электроэнергию

К _М	$\alpha_{\text{СЕТ}}$, руб/кВт	$\alpha_{\text{ГЕН}}$, руб/кВт	$\beta_{\text{СЕТ}}$, руб/кВт·ч	$\beta_{\text{ГЕН}}$, руб/кВт·ч	$\alpha_{\text{Г}}$, руб/кВт·год	β , руб/кВт·ч	Т _Г , ч	С, руб/кВт·ч
1	874,42	804,88	0,16000	1,15174	20151,60	1,31174	8760	3,612

Из анализа выражений (7.1) и (7.2) следует, что при малой удаленности потребителя от источника питания, затраты на реализацию варианта I будут больше чем на вариант II, ввиду того, что капиталовложения на установку трансформаторной подстанции больше стоимости строительства РПН. По мере увеличения протяженности кабельной линии или передаваемой мощности разница в затратах будет уменьшаться, так как потери в сети 0,4 кВ выше потерь в сети 10 кВ, и, очевидно, при каком-то предельном значении произведения $S_p \cdot L$ разница в затратах изменит знак.

Определим, от чего зависит и как определяется обозначенное выше предельное значение произведения $S_p \cdot L$. Для этого запишем выражение для определения потерь в кабельной линии

$$\Delta W_{\text{кл}} = 3I_p^2 \cdot L \cdot R_0 \cdot T_m, \quad (7.6)$$

где I_p – расчётный ток, протекающий по кабельной линии, А;

R_0 – километрическое значение сопротивления кабельной линии Ом/км;

$T_m = 4355$ – годовое число часов использования максимума активной нагрузки, ч/год [5].

Расчётный ток, протекающий по кабельной линии, определяется по формуле

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3}U_{\text{НОМ}}}, \quad (7.7)$$

где S_p – полная расчетная мощность, передаваемая по кабельной линии, В·А;

$U_{\text{НОМ}}$ – номинальное напряжение сети, кВ.

Километрическое значение сопротивления кабельной линии возможно найти из выражения

$$R_0 = \frac{\rho}{F}, \quad (7.8)$$

где $\rho = 0,028$ – удельное электрическое сопротивление алюминия, Ом·мм²/м;

F – площадь сечения кабельной линии, мм².

Разр.					13.03.02.2020.444.00.00 ПЗ	Лист
Пров.						51
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		

Выразим площадь сечения кабельной линии через плотность тока в кабеле, тогда выражение (7.8) примет вид

$$R_0 = \frac{\rho \cdot j}{I_p}, \quad (7.9)$$

где $j = 1,7$ – плотность тока в кабельной линии, А/мм².

Подставим выражения (7.7), (7.9) в формулу (7.6) и запишем условия нахождения потерь в кабельных линиях для рассматриваемых вариантов

$$\Delta W_{\text{кл1}} = \sqrt{3} \frac{S_p \cdot L}{U_{\text{ном.1}}} \cdot \rho \cdot j \cdot T_M, \quad (7.10)$$

$$\Delta W_{\text{кл2}} = \sqrt{3} \frac{S_p \cdot L}{U_{\text{ном.2}}} \cdot \rho \cdot j \cdot T_M, \quad (7.11)$$

Выразим вторые слагаемые выражений (7.1) и (7.2) через расчетную мощность (S_p), с этой целью выполним приведение стоимости единицы длины кабеля к стоимости единицы сечения и длины кабеля

$$K_{10} = K_{0\text{кл1}} \cdot F_1 = K_{0\text{кл1}} \cdot \frac{S_p}{\sqrt{3}U_{\text{ном.1}} \cdot j}, \quad (7.12)$$

$$K_{20} = K_{0\text{кл2}} \cdot F_2 = K_{0\text{кл2}} \cdot \frac{S_p}{\sqrt{3}U_{\text{ном.2}} \cdot j}, \quad (7.13)$$

где F_1 и F_2 – площадь сечения кабелей в вариантах I и II соответственно, мм²;
 $K_{0\text{кл1}}$ и $K_{0\text{кл2}}$ – удельная стоимость единицы сечения и длины кабельной линии в вариантах I и II соответственно, руб/км·мм².

Определим усреднённые значения удельной стоимости единицы сечения и длины кабельной линии ($K_{0\text{кл.с}}$) для вариантов I и II, на основании укрупнённых нормативов в части объектов электросетевого хозяйства [21] и представим полученные значения в таблице 7.2

Таблица 7.2 – Расчёт усреднённых значений удельной стоимости единицы сечения и длины кабельной линии

I вариант				II вариант			
F_1 , мм ²	K_{10} , тыс.руб/км	$K_{0\text{кл1}}$, тыс.руб /км	$K_{0\text{кл.с1}}$, тыс.руб /км	F_2 , мм ²	K_{20} , тыс.руб/км	$K_{0\text{кл2}}$, тыс.руб /км	$K_{0\text{кл.с2}}$, тыс.руб /км
1	2	3	4	5	6	7	8
50	1279	25,58	18,95	16	277	17,31	8,92
70	1934	27,63		25	335	13,40	
95	2037	21,44		35	380	10,86	
120	2106	17,55		50	455	9,10	

Продолжение таблицы 7.2

1	2	3	4	5	6	7	8
150	2214	14,76	-	75	539	7,19	-
185	2394	12,94		95	642	6,76	
240	3055	12,73		120	756	6,30	
-	-	-		150	960	6,40	
-	-	-		185	1131	6,11	
-	-	-		240	1395	5,81	

Перепишем выражения (7.1) и (7.2) с учётом формул (7.12) – (7.13)

$$Z_1 = E \cdot K_1 + E \cdot K_{0_{\text{кл.с1}}} \cdot \frac{S_p}{\sqrt{3}U_{\text{ном.1}} \cdot j} + \sqrt{3} \frac{S_p \cdot L}{U_{\text{ном.1}}} \cdot \rho \cdot j \cdot T_M \cdot C, \quad (7.14)$$

$$Z_2 = E \cdot K_2 + E \cdot K_{0_{\text{кл.с2}}} \cdot \frac{S_p}{\sqrt{3}U_{\text{ном.2}} \cdot j} + \sqrt{3} \frac{S_p \cdot L}{U_{\text{ном.2}}} \cdot \rho \cdot j \cdot T_M \cdot C. \quad (7.15)$$

Предельное значение произведения $S_p \cdot L$ определяется из равенства выражений (7.14) и (7.15), после выполненных преобразований получаем

$$(S_p \cdot L)_{\text{пред}} = \frac{E(K_1 - K_2)}{\frac{E}{\sqrt{3}j} \left(\frac{K_{0_{\text{кл.с2}}}}{U_{\text{ном.2}}} - \frac{K_{0_{\text{кл.с1}}}}{U_{\text{ном.1}}} \right) + \sqrt{3}\rho \cdot j \cdot T_M \cdot C \left(\frac{1}{U_{\text{ном.2}}} - \frac{1}{U_{\text{ном.1}}} \right)}. \quad (7.16)$$

Стоимости электрооборудования и трансформаторов типа ТМГА, входящие в K_1 и K_2 , определяются на основании укрупнённых нормативов в части объектов электросетевого хозяйства [21]. С этой целью найдем усредненное значение расчетной нагрузки ($S_{p,\text{ц.с}}$) из числа цехов с малой расчетной мощностью, представленных в таблице 2.3. Данный расчет представим в таблице 7.3.

Таблица 7.3 – Определение усреднённого значения расчётной нагрузки из числа цехов с небольшой мощностью

Номер цеха	2	8	9	12	16	17
$S_{p,\text{ц}}$, кВ·А	443	390	117	193	174	103
$S_{p,\text{ц.с}}$, кВ·А	237					
K_1 , тыс. руб	599,88 [24, табл.21]					
K_2 , тыс. руб	138,65					

После подстановки вышеуказанных значений в выражение (7.16) определим предельное значение произведения $(S_p \cdot L)_{\text{пред}}$, величина которого составит

$$(S_p \cdot L)_{\text{пред}} = 14032 \text{ кВ} \cdot \text{А} \cdot \text{м}.$$

Снижение значения $(S_p \cdot L)_{\text{пред}}$ по сравнению с принятым в «Правиле 15000» объясняется изменением стоимостных показателей на электрооборудование, а также тарификацией на энергоресурсы.

Полученное значение $(S_p \cdot L)_{\text{пред}}$ позволяет сделать вывод о правомерности ранее принятых к установке низковольтных распределительных пунктов, так как расчетные значения произведения $(S_p \cdot L)$, представленные в таблице 2.3, не превышают предельного значения произведения $(S_p \cdot L)_{\text{пред}}$.

Выводы по разделу семь

В данном разделе определен диапазон значений $(S_p \cdot L)$, в котором установка низковольтных распределительных пунктов напряжением 0,4 кВ является экономически целесообразной, с учетом действующих цен на электрооборудование и тарифов на электрическую энергию.

	Разр.				13.03.02.2020.444.00.00 ПЗ	Лист
	Пров.					54
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		

8 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ СХЕМЫ СОЕДИНЕНИЯ ЦЕХОВЫХ ТП

Согласно рекомендациям норм технологического проектирования НТП ЭПП-94 [16] при выборе варианта схемы соединения цеховых трансформаторных подстанций предпочтение следует отдавать магистральному типу, в случае размещения ТП в одном направлении. В данном разделе произведем обоснование выше указанного утверждения на примере определения и сравнения технико-экономических показателей магистральной схемы (1-й вариант, представленный на рисунке 8.1: ГПП-КТП8-КТП11) с радиальной схемой (2-ой вариант, представленный на рисунке 8.2: ГПП-КТП8 и ГПП-КТП11).

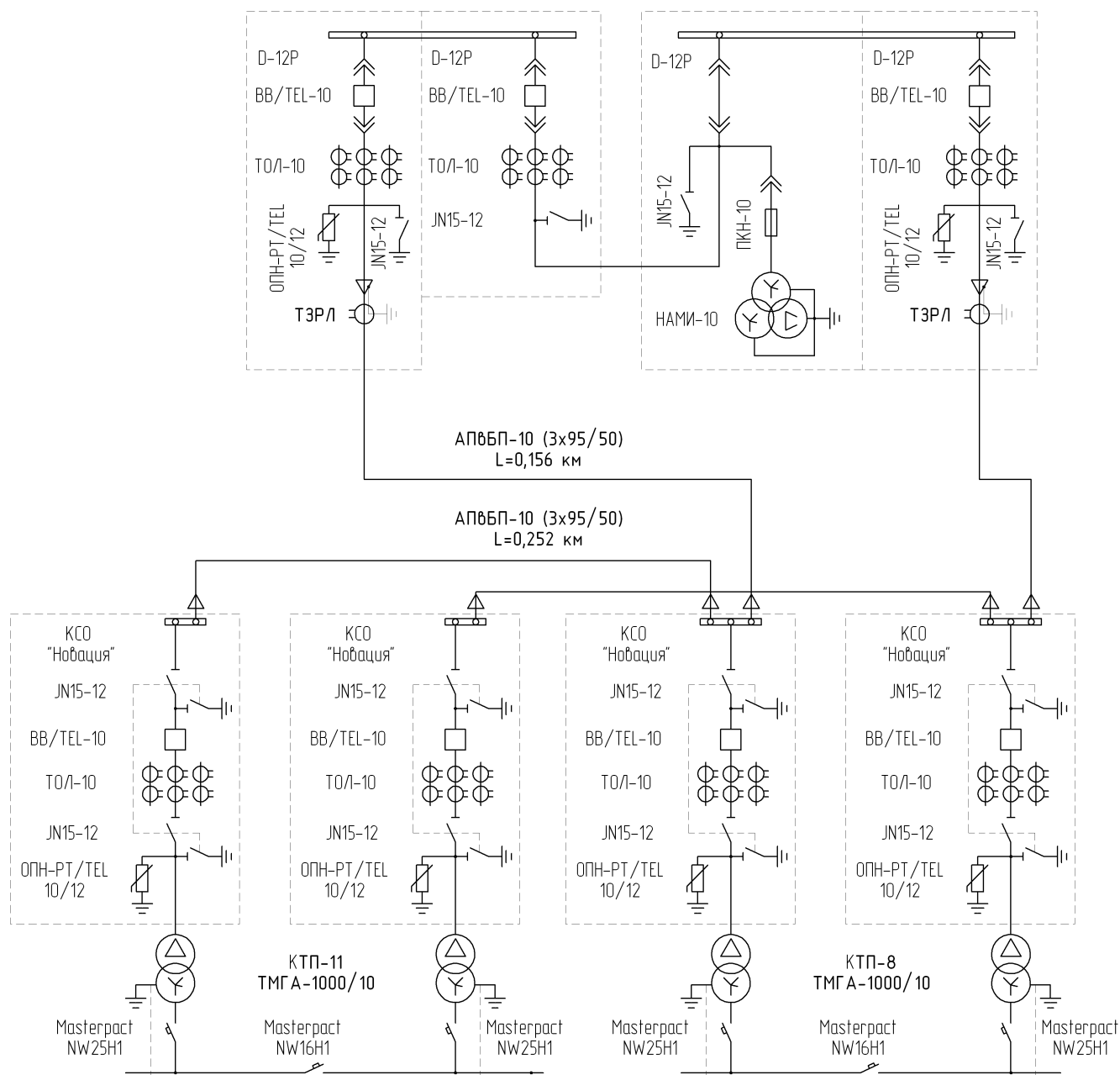


Рисунок 8.1 – 1-й вариант «Магистральное соединение цеховых ТП»

Разр.				
Пров.				
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2020.444.00.00 ПЗ

Лист

55

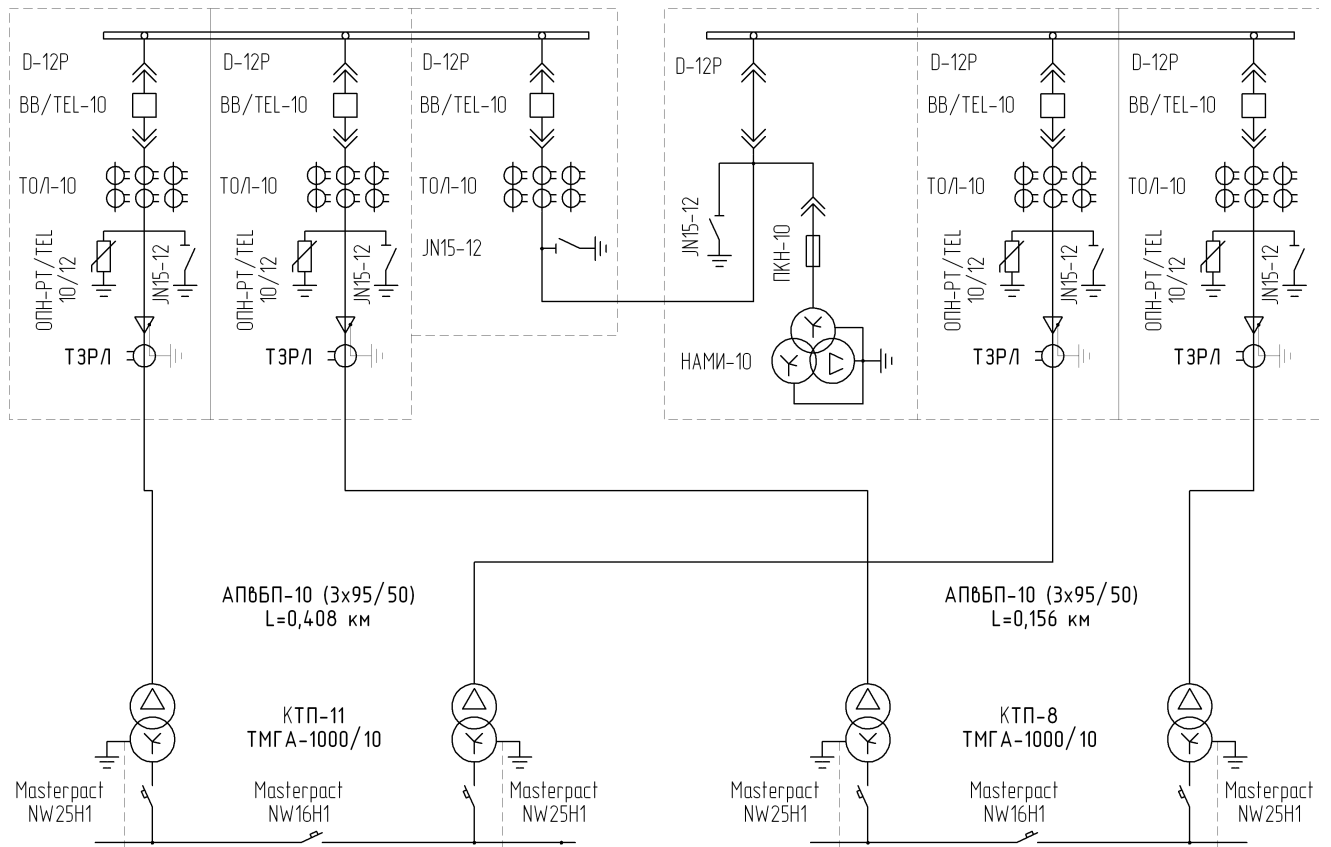


Рисунок 8.2 – 2-ой вариант «Радиальное соединение цеховых ТП»

8.1 Расчёт потерь электрической энергии в элементах рассматриваемых СЭС

Изначально производится выбор КЛ по методике, изложенной в пункте 5 пояснительной записки, по выражениям (5.1) – (5.7). Для окончательного принятия решения по величине сечения КЛ, необходимо проверить его термическую стойкость к токам короткого замыкания. Основные положения выбора кабелей 10 кВ по термической стойкости установлены ГОСТ Р 52736-2007 [26]. Согласно Данному стандарту [26, п.6.3.6] в тех случаях, когда для кабелей известны значения односекундного тока термической стойкости, их проверку на термическую стойкость допустимо проводить путём сравнения интеграла Джоуля с квадратом односекундного тока термической стойкости.

Термическая стойкость кабеля обеспечивается при выполнении условия

$$W_k \leq I_{\text{тер.доп.1}}^2 \cdot t \quad (8.1)$$

Величина теплового импульса тока короткого замыкания может быть найдена по формуле

$$W_k = I_{\text{п,0}}^2 \cdot (t_{\text{п.з.}} + t_{\text{о.в.}} + T_a), \quad (8.2)$$

где T_a – время протекания аperiodической составляющей тока короткого замыкания, с [5].

Разр.					13.03.02.2020.444.00.00 ПЗ	Лист
Пров.						56
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		

$t_{p.з} = 0,6$ – время действия МТЗ кабельной линии, с;
 $t_{o.в} = 0,06$ – полное время отключения выключателя ВВ/TEL-10, с [27].

Выбор термически устойчивых сечений кабельных линий для рассматриваемых вариантов СЭС с учётом расчётных выражений (8.1) – (8.2) представим в таблице 8.1.

Таблица 8.1 – Выбор сечений кабельных линий 10 кВ

КЛ	I_k , кА	$t_{p.з.}$, с	$t_{o.в.}$, с	T_a , с	B_k , кА ² ·с	$I_{тер.доп1.ж}^2$, кА	$F_{т.ж.}$, мм ²	$I_{тер.доп1.э}^2$, кА	$F_{т.э.}$, мм ²
ГПП – КТП8	12,5	0,6	0,06	0,12	121,7	127,7	95	179,6	50
КТП8 – КТП11	12,5	0,6	0,06	0,12	121,7	127,7	95	179,6	50

Выбор кабельных линий по термической стойкости к токам короткого замыкания для магистрального соединения ТП (таблица 8.1) позволяет сделать вывод, что при радиальном соединении цеховых ТП сечение кабельной линии будет также равно 95 мм².

Величина годовых активных потерь электрической энергии в кабельных линиях определяется выражением

$$\Delta A_{кл} = n_{кл} \cdot (3 \cdot I_{р.кл}^2 \cdot r_{уд.кл} \cdot L_{кл} \cdot \tau), \quad (8.3)$$

где $n_{кл}$ – количество КЛ, шт;

$I_{р.кл}$ – расчетный ток КЛ, А;

$r_{уд.кл}$ – активное удельное сопротивление КЛ, Ом/км;

$L_{кл}$ – длина КЛ, км.

τ – число часов годовых максимальных потерь, ч/год;

Выполненные расчёты по выражениям (8.3) с целью определения потерь электрической энергии в кабельных линиях, в зависимости варианта рассматриваемой схемы электроснабжения представлены в таблице 8.2.

Таблица 8.2 – Определение потерь электрической энергии в КЛ

Кабельные линии (повариантно)	$n_{кл}$	$I_{р.кл}$, А	$r_{уд.кл}$, Ом/км	$L_{кл}$, км	$\Delta A_{кл}$, $\frac{кВт \cdot ч}{год}$
1-й вариант					
ГПП – КТП8	2	71	0,320	0,156	4151
КТП8 – КТП11	2	32	0,320	0,252	1336
Итого	-	-	-	-	5487
2-ой вариант					
ГПП – КТП8	2	39	0,320	0,156	1276
ГПП – КТП11	2	32	0,320	0,408	2163
Итого	-	-	-	-	3439

8.2 Выбор комплектного электрооборудования

На предприятии приняты к установке КТП производства «Контактор» г.Ульяновск [28]. Данные КТП выполняются с односторонним обслуживанием и комплектуются ранее выбранными трансформаторами типа ТМГА единичной мощностью 1000 кВ·А. На вводе магистрально подключенных цеховых ТП принимаются к установке ячейки серии КСО «Новация» с вакуумными выключателями ВВ/TEL [29].

В таблицах 8.3 и 8.4 произведём выбор основного оборудования КТП.

Таблица 8.3 – Выбор оборудования РУ-10 кВ КТП

№ ТП	Параметры сети			Ячейки	
	$I_{\text{раб.макс}}$, А	$I_{\text{к}}^{(3)}$, кА	$i_{\text{уд}}$, кА	Тип ячейки	Изготовитель
1	2	3	4	5	6
КТП8	80,8	12,5	33,9	КСО «Новация»	ТЭ [29]
КТП11	80,8	12,5	33,9	КСО «Новация»	ТЭ [29]

Продолжение таблицы 8.3

№ КТП	Каталожные данные							
	Коммутационный аппарат				Трансформатора тока			
	Тип	Изготовитель	$I_{\text{ном}}$, А	$I_{\text{отк.ном}}$, кА	Тип ТТ	Изготовитель	$K_{\text{ТТ}}$	Класс точности
1	7	8	9	10	11	12	13	14
ТП8	ВВ/TEL-10	ТЭ [29]	630	20	ТОЛ-10	СЗТТ [30]	100/5	0,5/10Р
ТП11	ВВ/TEL-10	ТЭ [29]	630	20	ТОЛ-10	СЗТТ [30]	100/5	0,5/10Р

Таблица 8.4 – Выбор автоматических выключателей и трансформаторов тока, устанавливаемых в РУ-0,4 кВ КТП

№ КТП	Трансформатор			Назначение ячейки	Параметры сети		
	Тип	Изготовитель	$S_{\text{т.н}}$, кВ·А		$I_{\text{раб.макс}}$, А	$I_{\text{к}}^{(3)}$, кА	$i_{\text{уд}}$, кА
1	2	3	4	5	6	7	8
КТП8	ТМГА	РТК [8]	1000	Вводная	2020	26,2	59,4
				Секционная	1414	26,2	59,4
КТП11	ТМГА	РТК [8]	1000	Вводная	2020	26,2	59,4
				Секционная	1414	26,2	59,4

Продолжение таблицы 8.4

№ КТП	Каталожные данные								
	Автоматические выключатели					Трансформаторы тока			
	Тип АВ	Изготовитель	$I_{\text{в.ном}}$, А	$I_{\text{отк.ном}}$, кА	$I_{\text{вкл.макс}}$, кА	Тип ТТ	Изготовитель	$K_{\text{ТТ}}$	Класс точности
1	9	10	11	12	13	14	15	16	17
КТП 8	Masterpact NW25H1	SE [31]	2500	65	143	ТШЛ-0,66	СЗТТ [32]	2500/5	0,5

Разр.					13.03.02.2020.444.00.00 ПЗ	Лист
Пров.						58
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		

Окончание таблицы 8.4

1	9	10	11	12	13	14	15	16	17
КТП 8	Masterpact NW16H1	SE [31]	1600	65	143	ТШЛ-0,66	СЗТТ [32]	1500/5	0,5
КТП 11	Masterpact NW25H1	SE [31]	2500	65	143	ТШЛ-0,66	СЗТТ [32]	2500/5	0,5
	Masterpact NW16H1	SE [31]	1600	65	143	ТШЛ-0,66	СЗТТ [32]	1500/5	0,5

Примечание: РТК – Рустрэйдком, СЗТТ – Свердловский завод трансформаторов тока, SE – Schneider Electric.

8.3 Выбор оптимальных вариантов

Методика выбора величины оптимального варианта схемы электроснабжения сводится к определению годовых приведенных затрат для рассматриваемых вариантов схем электроснабжения.

В ходе технико-экономического сравнения учитывается стоимость электрооборудования непосредственно принятого к установке по проекту, а также стоимость потерь электрической энергии в кабельных линиях электропередачи, определенных ранее в п.8.1.

Выбор оптимального варианта производится по методу, основанному на определении минимума годовых приведенных затрат для рассматриваемых вариантов.

Величина годовых приведенных затрат определяется по формуле [1]:

$$Z_{г.пр.} = \sum_i^n E_{н.и} \cdot k_i + C_3, \quad (8.4)$$

где C_3 – стоимость годовых потерь электроэнергии, тыс.руб/год;

k_i – капитальные затраты i -ой группы электроприемников, тыс.руб.

Величина ежегодных отчислений от капиталовложений

$$E_i = E_n + E_{a.i} + E_{o.i}, \quad (8.5)$$

где E_n – нормативный коэффициент эффективности;

$E_{a.i}, E_{o.i}$ – отчисления на обслуживание и амортизацию.

Стоимость потерь электрической энергии определяется с учётом предусмотренного на рассматриваемом предприятии двухставочного тарифа возможно определить по формуле

$$C_3 = \Delta A_{кл} \cdot C_0'. \quad (8.6)$$

Разр.					13.03.02.2020.444.00.00 ПЗ	Лист
Пров.						59
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		

Удельная стоимость потерь электроэнергии

$$C'_0 = \delta \left(\frac{\alpha_{\Gamma} \cdot K_M}{\tau} + \beta \right), \quad (8.7)$$

где β – дополнительная ставка за потреблённую электрическую энергию, руб/кВт·ч [20];

α_{Γ} – основная ставка за заявленную максимальную годовую мощность, руб/(кВт·год) [20];

K_M – коэффициент, учитывающий отношение потерь активной нагрузки завода ΔP_{Σ} во время максимальной активной мощности генерирующей системы к наибольшим потерям ΔP_M активной нагрузки предприятия;

δ – поправочный коэффициент;

Составляющие двухставочного тарифа определяются по формулам

$$\alpha_{\Gamma} = 12 \cdot (\alpha_{\text{ГЕН}} + \alpha_{\text{СЕТ}}), \quad (8.8)$$

$$\beta = \beta_{\text{ГЕН}} + \beta_{\text{СЕТ}}, \quad (8.9)$$

где $\alpha_{\text{ГЕН}}, \beta_{\text{ГЕН}}$ – составляющие тарифа, компенсирующие энергосистеме затраты на генерацию электроэнергии;

$\alpha_{\text{СЕТ}}, \beta_{\text{СЕТ}}$ – составляющие тарифа, компенсирующие затраты энергосистеме на передачу электроэнергии по её собственным сетям.

Результаты расчетов удельной стоимости потерь электроэнергии, выполненные по выражениям (8.4) – (8.9) представлены в таблице 8.5.

Таблица 8.5

K_M	δ	$\alpha_{\text{СЕТ}},$ руб/кВт	$\alpha_{\text{ГЕН}},$ руб/кВт	$\beta_{\text{СЕТ}},$ руб/кВт·ч	$\beta_{\text{ГЕН}},$ руб/кВт·ч	$\alpha_{\Gamma},$ руб/кВт·год	$\beta,$ руб/кВт·ч	$C'_0,$ руб/кВт·ч
1	1,03	874,42	804,88	0,16000	1,15174	20151,60	1,31174	7,52

Выполненные расчёты по выражениям (8.9) – (8.11) с целью определения приведенных годовых затрат для рассматриваемых схем электроснабжения, в зависимости от варианта, представлены в таблицах 8.6, 8.7.

Таблица 8.6 – Экономические параметры для 1-го варианта

Тип	Единицы изм.	Количество	Стом. ед. тыс.руб	$k_i,$ тыс.руб	$E_i,$ 1/год	$k_i \cdot E_{ni},$ тыс.руб/ год	Потери ΔA кВт·ч/год	$C_{\Sigma},$ тыс.руб/ год	$Z_{\text{г.пр.}},$ тыс.руб/ год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Комплектная ячейка 10 кВ D-12P	шт	2	1188	2376	0,193	459	-	-	-

Продолжение таблицы 8.6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Камера 10 кВ КСО "Новация"	шт	4	523	2092	0,193	404	-	-	-
Двухцепная кабельная ли- ния ГПП-КТП8 марки 2хАПвБП-10 (3х95/50) с про- кладкой в траншее	км	0,156	4074	636	0,152	97	4151	31,2	-
Двухцепная кабельная линия КТП8-КТП11 марки 2хАПвБП-10 (3х95/50) с прокладкой в траншее	км	0,252	4074	1027	0,152	156	1336	10,0	-
Всего по варианту 1	-	-	-	6130	-	1115	5487	41,2	1156

Таблица 8.7 – Экономические параметры для 2-го варианта

Тип	Едини- цы изм.	Коли- чество	Стом. ед. тыс.руб	k_i , тыс.руб	E_i , 1/год	$k_i \cdot E_{ni}$, тыс.руб/ год	Потери ΔA кВт·ч/год	C_{Σ} , тыс.руб/ год	$Z_{г.пр.}$, тыс.руб/ год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Комплектная ячейка 10 кВ D-12P	шт	4	1188	4752	0,193	917	-	-	-
Двухцепная кабельная линия ГПП-КТП8 марки 2хАПвБП-10 (3х95/50) с прокладкой в траншее	км	0,156	4074	636	0,152	97	1276	9,6	-

Продолжение таблицы 8.7

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Двухцепная кабельная линия ГПП-КТП11 марки 2хАПвБП-10 (3х95/50) с прокладкой в траншее	км	0,408	4074	1662	0,152	253	2163	16,3	-
Всего по варианту 2	-	-	-	7050	-	1266	3439	25,8	1292

Из данных, представленных в таблицах 8.6 и 8.7, видно, что приведённые затраты при радиальном соединении КТП больше, чем при магистральном на 10,5%.

Выводы по разделу восемь

Доказана оптимальность выбора магистрального соединения цеховых трансформаторных подстанции с точки зрения минимума приведённых годовых затрат. Разница в годовых приведенных затратах составила 10,5 %.

Разр.					13.03.02.2020.444.00.00 ПЗ	Лист
Пров.						62
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		

9 ПОДБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ ВНУТРИЗАВОДСКОЙ СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

9.1 Комплектация ЗРУ-10 кВ

Распределительное устройство 10 кВ выполняется закрытого типа (ЗРУ) и оснащается комплектными ячейками «Классика» серии D-12P серийно выпускаемые ООО «ЭТЗ «Вектор» [33]. По своему назначению ячейки D-12P подразделяются на:

- вводные ячейки, укомплектованные вакуумными выключателями ВВ/TEL и измерительными трансформаторами тока ТОЛ-10;
- секционные ячейки, укомплектованные вакуумными выключателями ВВ/TEL и измерительными трансформаторами тока ТОЛ-10;
- ячейки отходящих линий, укомплектованные вакуумными выключателями ВВ/TEL, измерительными трансформаторами тока ТОЛ-10 и ограничителями перенапряжений ОПН-РТ/TEL-10/12;
- измерительные ячейки, укомплектованные антирезонансными трансформаторами напряжения типа НАМИ-10;
- ячейки трансформаторов собственных нужд, укомплектованные трансформаторами марки ТЛС.

Расчётные величины и технические характеристики принимаемого к установке коммутационного и измерительного электрооборудования для комплектации ячеек серии D-12P представлено в таблице 9.1.

Таблица 9.1 – Выбор оборудования РУНН подстанции

Назначение ячейки	Параметры сети			Серия КРУ		Вакуумный выключатель		ТТ	
	$I_{\text{раб.макс}}$, А	$I_k^{(3)}$, кА	$i_{\text{уд}}$, кА	Тип ячейки	Изготовитель	Тип	Изготовитель	Тип	Изготовитель
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Вводная	1293	12,5	33,9	D-12P	ЭТЗ «Вектор» [33]	ВВ/TEL $I_n = 1,6$ кА $I_o = 20$ кА	ТЭ [27]	ТОЛ-10 1,5 кА	СЗТТ [30]
Секционная	905					ВВ/TEL $I_n = 1$ кА $I_o = 20$ кА		ТОЛ-10 1,0 кА	
Отходящие линии:						ВВ/TEL $I_n = 0,63$ кА $I_o = 20$ кА			
ГПП-ТП1	117							ТОЛ-10 150 А	
ГПП-ТП2	49							ТОЛ-10 50 А	
ГПП-ТП4	184							ТОЛ-10 200 А	

Продолжение таблицы 9.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ГПП-ТП5	176	12,5	33,9	D-12P	ЭТЗ «Вектор» [33]	ВВ/TEL $I_n = 0,63 \text{ кА}$ $I_o = 20 \text{ кА}$	ТЭ [27]	ТЛП-10 200 А	СЗТТ [30]
ГПП-ТП8	142							ТЛП-10 150 А	
ГПП-ТП9	50							ТЛП-10 50 А	
ГПП-ТП10	53							ТЛП-10 75 А	
ГПП-СД	41							ТЛП-10 50 А	
ГПП-АД	41							ТЛП-10 50 А	
ГПП-ТПЧ	73							ТЛП-10, 75 А	

Окончание таблицы 9.1

Назначение ячейки	ГТП		ОПН		ТН		ТСН	
	Тип	Изготовитель	Тип	Изготовитель	Тип	Изготовитель	Тип	Изготовитель
1	11	12	13	14	15	16	17	18
Вводная	-	-	-	-	НАМИ-10 ПКН-001	РЭТЗ Энергия [16]	ТЛС-16 ПКТ-10 6 А	СЗТТ [36]
Секционная	-	-	-	-				
Отходящие линии	ТЗРЛ 200	СЗТТ [34]	ОПН-РТ/TEL- 10/12	ТЭ [35]				

Примечание: ТЭ – Таврида Электрик, СЗТТ – Свердловский завод трансформаторов тока, ЭТЗ «Вектор» – Электротехнический завод «Вектор».

На рисунке 9.1 представим схемы подключения измерительных устройств в цепях трансформаторов тока и трансформаторов напряжения.

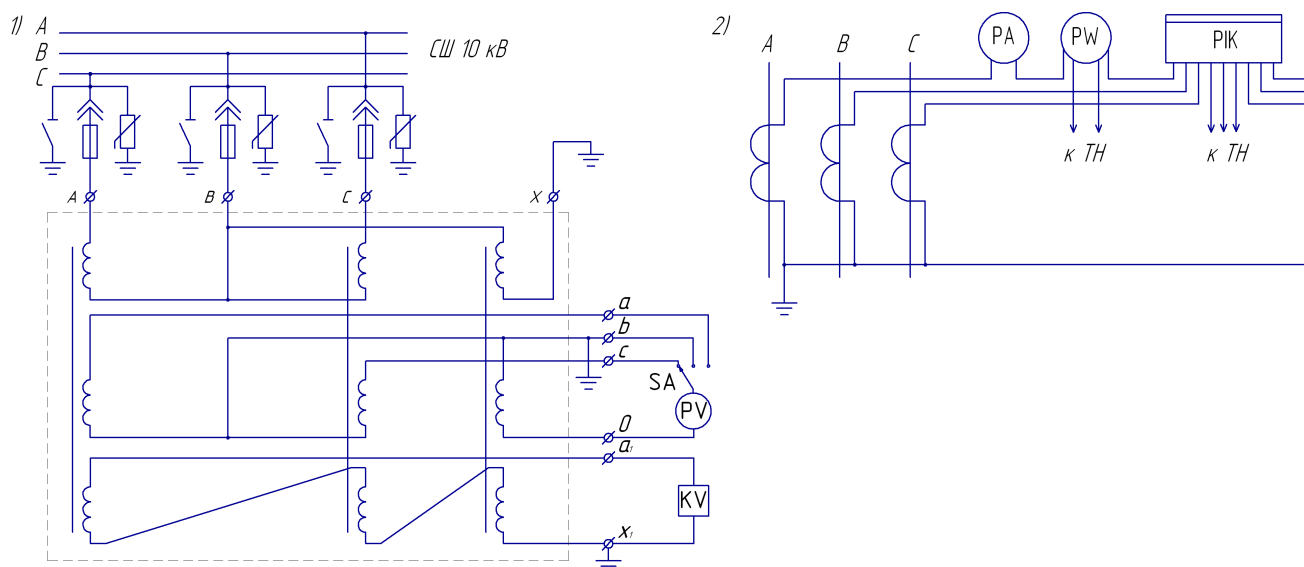


Рисунок 9.1 – Схемы подключения измерительных приборов в цепях трансформатора напряжения (1) и трансформатора тока (2)

Разр.				
Пров.				
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2020.444.00.00 ПЗ

Лист

64

9.2 Выбор комплектных трансформаторных подстанций

На предприятии приняты к установке КТП производства «Контактор» г.Ульяновск [28]. Данные КТП выполняются с односторонним обслуживанием и комплектуются ранее выбранными трансформаторами типа ТМГ единичной мощностью 630, 1000, 1600, 2500 кВ·А. На вводе магистрально подключенных цеховых ТП с трансформаторами мощностью до 630 кВ·А принимаются к установке ячейки серии КСО «Новация», укомплектованные автогазовыми выключателями нагрузки LKE серии ALBS с предохранителями ПКТ-10, а остальные КТП укомплектованы ячейками КСО «Новация» с вакуумными выключателями ВВ/TEL [29]. В таблицах 9.2 и 9.3 произведём выбор оборудования КТП.

Таблица 9.2 – Выбор оборудования РУ-10 кВ КТП

№ ТП	Параметры сети			Ячейки	
	$I_{\text{раб.макс}},$ А	$I_k^{(3)},$ кА	$i_{\text{уд}},$ кА	Тип ячейки	Изготовитель
1	2	3	4	5	6
ТП1	80,8	12,5	33,9	КСО «Новация»	ТЭ [29]
ТП3	80,8	12,5	33,9	КСО «Новация»	ТЭ [29]
ТП4	129,3	12,5	33,9	КСО «Новация»	ТЭ [29]
ТП6	50,9	12,5	33,9	КСО «Новация»	ТЭ [29]
ТП8	80,8	12,5	33,9	КСО «Новация»	ТЭ [29]
ТП11	80,8	12,5	33,9	КСО «Новация»	ТЭ [29]

Продолжение таблицы 9.2

№ ТП	Каталожные данные							
	Коммутационный аппарат				Трансформатора тока			
	Тип	Изготовитель	$I_{\text{ном}},$ А	$I_{\text{отк.ном}},$ кА	Тип ТТ	Изготовитель	$K_{\text{ТТ}}$	Класс точности
1	7	8	9	10	11	12	13	14
ТП1	ВВ/TEL-10	ТЭ [29]	630	20	ТОЛ-10	СЗТТ [30]	100/5	0,5/10Р
ТП3	ВВ/TEL-10	ТЭ [29]	630	20	ТОЛ-10	СЗТТ [30]	100/5	0,5/10Р
ТП4	ВВ/TEL-10	ТЭ [29]	630	20	ТОЛ-10	СЗТТ [30]	150/5	0,5/10Р
ТП6	LKE-ALBS	ТЭ [29]	400	-	-	-	-	-
	ПКТ-10		80	-	-	-	-	-
ТП8	ВВ/TEL-10	ТЭ [29]	630	20	ТОЛ-10	СЗТТ [30]	100/5	0,5/10Р
ТП11	ВВ/TEL-10	ТЭ [29]	630	20	ТОЛ-10	СЗТТ [30]	100/5	0,5/10Р

Таблица 9.3 – Выбор автоматических выключателей и трансформаторов тока, устанавливаемых в РУ-0,4 кВ КТП

№ ТП	Трансформатор			Назначение ячейки	Параметры сети		
	Тип	Изготовитель	$S_{\text{т.н.}},$ кВ·А		$I_{\text{раб.макс}},$ А	$I_k^{(3)},$ кА	$i_{\text{уд}},$ кА
1	2	3	4	5	6	7	8
ТП1	ТМГА	РТК [8]	1000	Вводная	2020	26,2	59,4

Продолжение таблицы 9.3

1	2	3	4	5	6	7	8
ТП1	ТМГА	РТК [8]	1000	Секционная	1414	26,2	59,4
ТП2	ТМГА	РТК [8]	630	Вводная	1272	16,5	37,3
				Секционная	890	16,5	37,3
ТП3	ТМГА	РТК [8]	1000	Вводная	2020	26,2	59,4
				Секционная	1414	26,2	59,4
ТП4	ТМГА	РТК [8]	1600	Вводная	3232	42,0	95,0
				Секционная	2262	42,0	95,0
ТП5	ТМГА	РТК [8]	2500	Вводная	5052	65,0	148,0
				Секционная	3536	65,0	148,0
ТП6	ТМГА	РТК [8]	630	Вводная	1272	16,5	37,3
				Секционная	890	16,5	37,3
ТП7	ТМГА	РТК [8]	1600	Вводная	3232	42,0	95,0
				Секционная	2262	42,0	95,0
ТП8	ТМГА	РТК [8]	1000	Вводная	2020	26,2	59,4
				Секционная	1414	26,2	59,4
ТП9	ТМГА	РТК [8]	630	Вводная	1272	16,5	37,3
				Секционная	890	16,5	37,3
ТП10	ТМГА	РТК [8]	1000	Вводная	2020	26,2	59,4
ТП11	ТМГА	РТК [8]	1000	Вводная	2020	26,2	59,4
				Секционная	1414	26,2	59,4

Продолжение таблицы 9.3

№ ТП	Каталожные данные								
	Автоматические выключатели					Трансформаторы тока			
	Тип АВ	Изготовитель	I _{в.ном} , А	I _{отк.ном} , кА	I _{вкл.макс} , кА	Тип ТТ	Изготовитель	K _{тт}	Класс точности
1	9	10	11	12	13	14	15	16	17
ТП1	Masterpact NW25H1	SE [31]	2500	65	143	ТШЛ-0,66	СЗТТ [32]	2500/5	0,5
	Masterpact NW16H1	SE [31]	1600	65	143	ТШЛ-0,66	СЗТТ [32]	1500/5	0,5
ТП2	Masterpact NW16N1	SE [31]	1600	42	88	ТШЛ-0,66	СЗТТ [32]	1500/5	0,5
	Masterpact NW10N1	SE [31]	1000	42	88	ТШЛ-0,66	СЗТТ [32]	1000/5	0,5
ТП3	Masterpact NW25H1	SE [31]	2500	65	143	ТШЛ-0,66	СЗТТ [32]	2500/5	0,5
	Masterpact NW16H1	SE [31]	1600	65	143	ТШЛ-0,66	СЗТТ [32]	1500/5	0,5
ТП4	Masterpact NW40H2	SE [31]	4000	85	187	ТШЛ-0,66	СЗТТ [32]	4000/5	0,5
	Masterpact NW25H2	SE [31]	2500	85	187	ТШЛ-0,66	СЗТТ [32]	2500/5	0,5
ТП5	Masterpact NW63H3	SE [31]	6300	130	220	ТШЛ-0,66	СЗТТ [32]	6000/5	0,5
	Masterpact NW40H3	SE [31]	4000	100	220	ТШЛ-0,66	СЗТТ [32]	4000/5	0,5

Разр.					13.03.02.2020.444.00.00 ПЗ	Лист
Пров.						66
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		

Окончание таблицы 9.3

1	9	10	11	12	13	14	15	16	17
ТП6	Masterpact NW16N1	SE [31]	1600	42	88	ТШЛ-0,66	СЗТТ [32]	1500/5	0,5
	Masterpact NW10N1	SE [31]	1000	42	88	ТШЛ-0,66	СЗТТ [32]	1000/5	0,5
ТП7	Masterpact NW40H2	SE [31]	4000	85	187	ТШЛ-0,66	СЗТТ [32]	4000/5	0,5
	Masterpact NW25H2	SE [31]	2500	85	187	ТШЛ-0,66	СЗТТ [32]	2500/5	0,5
ТП8	Masterpact NW25H1	SE [31]	2500	65	143	ТШЛ-0,66	СЗТТ [32]	2500/5	0,5
	Masterpact NW16H1	SE [31]	1600	65	143	ТШЛ-0,66	СЗТТ [32]	1500/5	0,5
ТП9	Masterpact NW16N1	SE [31]	1600	42	88	ТШЛ-0,66	СЗТТ [32]	1500/5	0,5
	Masterpact NW10N1	SE [31]	1000	42	88	ТШЛ-0,66	СЗТТ [32]	1000/5	0,5
ТП10	Masterpact NW25H1	SE [31]	2500	65	143	ТШЛ-0,66	СЗТТ [32]	2500/5	0,5
ТП11	Masterpact NW25H1	SE [31]	2500	65	143	ТШЛ-0,66	СЗТТ [32]	2500/5	0,5
	Masterpact NW16H1	SE [31]	1600	65	143	ТШЛ-0,66	СЗТТ [32]	1500/5	0,5

Примечание: РТК – Рустрэйдком, СЗТТ – Свердловский завод трансформаторов тока, SE – Schneider Electric.

9.3 Выбор комплектных токопроводов

Для соединения ввода 10 кВ силового трансформатора главной понизительной подстанции предприятия, располагаемого на открытом распределительном устройстве, со сборными шинами 10 кВ закрытого распределительного устройства применяется комплектное решение в виде токопровода.

В таблице 9.4 представим сравнение технических параметров выбранного токопровода с расчётными значениями.

Таблица 9.4 – Выбор комплектного токопровода

Параметры сети			Токопровод				
$I_{\text{раб.макс}}$, А	$I_{\text{к}}^{(3)}$, кА	$i_{\text{уд}}$, кА	Тип	Изготовитель	Каталожные данные		
					$I_{\text{ном}}$, А	$I_{\text{терм}}$, кА	$i_{\text{д}}$, кА
1293	12,5	33,9	КТЕА-10	ПФ «КТП-Урал» [37]	1600	40	102

Примечание: ПФ «КТП-Урал» – Производственная фирма «КТП-Урал».

Разр.					13.03.02.2020.444.00.00 ПЗ	Лист
Пров.						67
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		

9.4 Выбор кабелей по термической стойкости

Изначально производится выбор КЛ по методике, изложенной в пункте 5 пояснительной записки, по выражениям (5.1) – (5.7). Для окончательного принятия решения по величине сечения КЛ, необходимо проверить его термическую стойкость к токам короткого замыкания. Основные положения выбора кабелей 10 кВ по термической стойкости установлены ГОСТ Р 52736-2007 [26]. Согласно данному стандарту [26, п.6.3.6] в тех случаях, когда для кабелей известны значения односекундного тока термической стойкости, их проверку на термическую стойкость допустимо проводить путём сравнения интеграла Джоуля с квадратом односекундного тока термической стойкости.

Для определения длительности короткого замыкания на рисунке 9.2 изображим карту селективности.

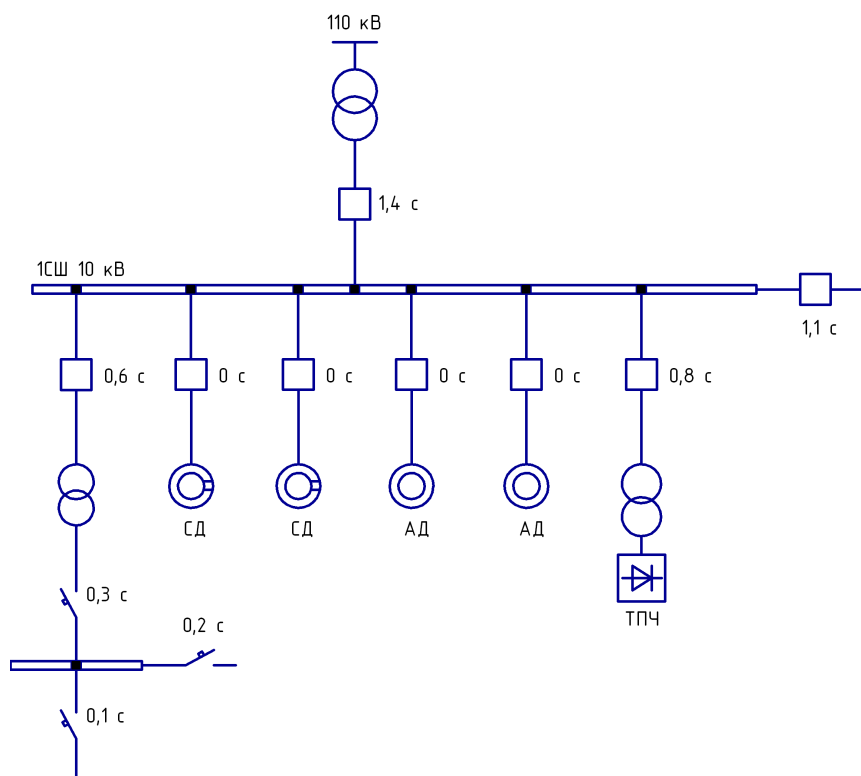


Рисунок 9.2 – Карта селективности

Термическая стойкость кабеля обеспечивается при выполнении условия

$$W_k \leq I_{\text{тер.доп.1}}^2 \quad (9.1)$$

Величина теплового импульса тока короткого замыкания находится по выражению

$$W_k = I_{\text{п.0}}^2 \cdot (t_{\text{р.з.}} + t_{\text{о.в.}} + T_a), \quad (9.2)$$

где $t_{\text{р.з.}}$ – время действия максимальной токовой защиты, с;

$t_{\text{о.в.}}$ – полное время отключения выключателя, с;

T_a – время протекания апериодической составляющей тока КЗ, с.

Разр.					13.03.02.2020.444.00.00 ПЗ	Лист
Пров.						68
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		

В таблице 9.5 представим выполненные расчёты по выражениям (9.1) – (9.2) с целью определения термически стойких сечений кабельных линий 10 кВ.

Таблица 9.5 – Выбор сечений кабельных линий 10 кВ по термической стойкости

КЛ	I_k , кА	$t_{p.з.}$, с	$t_{o.в.}$, с	T_a , с	B_k , кА ² ·с	$I_{тер.доп.ж.}^2$, кА	$F_{т.ж.}$, мм ²	$I_{тер.доп.э.}^2$, кА	$F_{т.э.}$, мм ²
ГПП – ТП	12,5	0,6	0,06	0,12	121,7	127,7	95	179,6	50
ГПП – АД	12,5	0,0	0,06	0,12	28,1	43,6	50	44,9	25
ГПП – СД	12,5	0,0	0,06	0,12	28,1	43,6	50	44,9	25
ГПП – ТПЧ	12,5	0,8	0,06	0,12	152,9	201,6	120	179,6	50

В таблице 9.6 выполним сравнение термически стойких сечений кабельных линий (таблица 9.5) с ранее принятыми (таблица 5.1).

Таблица 9.6 – Выбор кабельных линий

Кабельная линия	Ранее принятая площадь сечения КЛ, мм ²	Площадь термически устойчивого сечения КЛ, мм ²	Марка и площадь сечения принятого к установке КЛ
ГПП-ТП1	50	95	АПВБП-10 (3x95/50)
ТП1-ТП6	50	95	АПВБП-10 (3x95/50)
ГПП-ТП2	50	95	АПВБП-10 (3x95/50)
ГПП-ТП4	50	95	АПВБП-10 (3x95/50)
ТП4-ТП3	50	95	АПВБП-10 (3x95/50)
ГПП-ТП5	70	95	АПВБП-10 (3x95/50)
ГПП-ТП7	50	95	АПВБП-10 (3x95/50)
ГПП-ТП8	70	95	АПВБП-10 (3x95/50)
ТП8-ТП11	50	95	АПВБП-10 (3x95/50)
ГПП-ТП9	50	95	АПВБП-10 (3x95/50)
ГПП-ТП10	50	95	АПВБП-10 (3x95/50)
ГПП-СД	50	50	АПВБП-10 (3x50/25)
ГПП-АД	50	50	АПВБП-10 (3x50/25)
ГПП-ТПЧ	50	120	АПВБП-10 (3x120/50)

Выводы по разделу девять

В данном разделе выполнен выбор коммутационных и контрольно-измерительных аппаратов в СЭС предприятия.

10 РАСЧЁТ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Основной целью данного раздела является определение места установки и номинальной мощности компенсирующих устройств. В основе методики расчета лежит определение затрат на генерацию и передачу реактивной мощности от её источников. В качестве источников реактивной мощности на предприятии выступает энергосистема, низковольтные и высоковольтные батареи конденсаторов, которые представлены на рисунке 10.1.

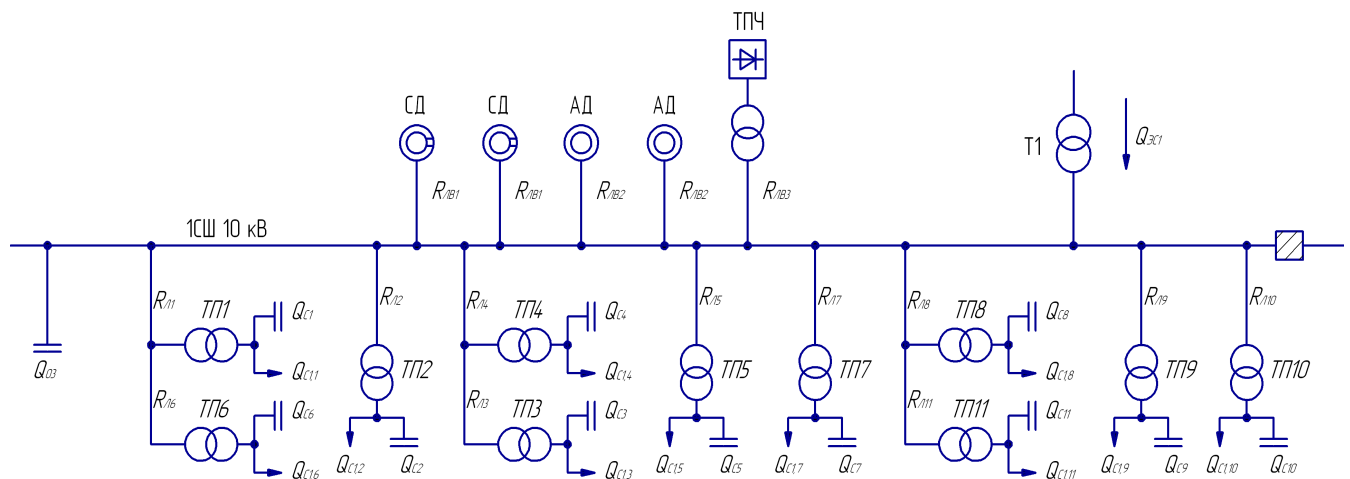


Рисунок 10.1 – Схема замещения СЭС завода для выбора компенсирующих устройств

Величину активного сопротивления кабельных линий, представленных на рисунке 10.1, возможно определить по выражению

$$R_{\text{кл}} = r_{\text{уд.кл}} \cdot L_{\text{кл}} \quad (10.1)$$

Величину активного сопротивления трансформаторов цеховых трансформаторных подстанции, представленных на рисунке 10.1, возможно определить по выражению

$$R_{\text{Т}} = \frac{\Delta P_{\text{к.з.}} \cdot U_{\text{ном.}}^2}{S_{\text{Т.ном.}}^2} \quad (10.2)$$

где $\Delta P_{\text{к.з.}}$ – мощность короткого замыкания трансформатора, Вт;

$S_{\text{Т.ном.}}$ – номинальная мощность трансформатора, В·А.

В таблице 10.1 представим расчёты по формулам (10.1) – (10.2) с целью определения начальных данных необходимых для выбора компенсирующих устройств, устанавливаемых на сборных шинах 10 кВ и 0,4 кВ.

Разр.					13.03.02.2020.444.00.00 ПЗ	Лист
Пров.						70
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		

Таблица 10.1 - Исходные данные для расчета компенсации реактивной мощности

Трансформаторная подстанция	$S_{н.т.і},$ кВ·А	$Q_{тi},$ квар	$\Delta Q_{тi},$ квар	$R_{тi},$ Ом	$R_{лi},$ Ом
КТП-1	1000	279	20	1,03	0,02
КТП-2	630	219	15	1,56	0,07
КТП-3	1000	362	25	1,03	0,01
КТП-4	1600	579	28	0,57	0,04
КТП-5	2500	957	53	0,33	0,04
КТП-6	630	189	15	1,56	0,03
КТП-7	1600	645	29	0,57	0,02
КТП-8	1000	331	25	1,03	0,05
КТП-9	630	241	16	1,56	0,11
КТП-10	1000	209	44	1,03	0,15
КТП-11	1000	309	17	1,03	0,08
Итого	-	4319	288	-	-

Удельная стоимость потерь активной мощности от протекания реактивной мощности

$$C_0 = \delta \cdot (\beta \cdot \tau + \alpha_{\Gamma} \cdot K_M),$$

где $\beta = 1,31174$ – дополнительная ставка за потреблённую электрическую энергию, руб/кВт·ч [20];

$\alpha_{\Gamma} = 20151,60$ – основная ставка за заявленную максимальную годовую мощность, руб/(кВт·год) [20];

$K_M = 1$ – коэффициент, учитывающий отношение потерь активной нагрузки завода ΔP_z во время максимальной активной мощности генерирующей системы к наибольшим потерям ΔP_M активной нагрузки рассматриваемого предприятия;

$\delta = 1,03$ – поправочный коэффициент.

Определение затрат на выработку реактивной мощности низковольтными и высоковольтными конденсаторными установками производится по выражениям

$$Z_{1Г.НБК} = C_0 \cdot \Delta P_{НБК} + E \cdot K_{НБК} \cdot \alpha_{изм}, \quad (10.3)$$

$$Z_{1Г.ВБК} = Z_{1.0} = C_0 \cdot \Delta P_{ВБК} + E \cdot K_{ВБК} \cdot \alpha_{изм}, \quad (10.4)$$

где $K_{НБК} = 12000$ – удельная стоимость НБК;

$K_{ВБК} = 6000$ – удельная стоимость ВБК,

$\alpha_{изм} = 84,10$ – индекс изменения сметной стоимости [38];

$\Delta P_{НБК} = 0,45$ – удельные потери в НБК, кВт/Мвар;

$\Delta P_{ВБК} = 0,15$ – удельные потери в ВБК, кВт/Мвар.

В таблице 10.2 представим параметры синхронных двигателей как источников реактивной мощности.

Таблица 10.2 – Параметры синхронных двигателей

Синхронный двигатель	Марка	$U_{ном.}$, кВ	$P_{сд.н.і}$, МВт	$Q_{сд.н.і}$, Мвар	$N_{сд.і}$, шт	$n_{сд.і}$, об/мин	$D_{1.і}$, кВт	$D_{2.і}$, кВт
СД	СТД	10	0,63	0,32	4	3000	2,02	3,25

Величина располагаемой реактивной мощности синхронных двигателей определяется по формуле

$$Q_{сд.м.і} = \alpha_{сд.м} \cdot N_{сд.і} \cdot \sqrt{P_{сд.н.і}^2 + Q_{сд.н.і}^2} \quad (10.5)$$

Величину затрат на генерацию реактивной мощности СД найдём по выражению

$$Z_{1.Г.СДі} = C_0 \cdot \frac{D_{1.і}}{Q_{сд.н.і}}, \quad (10.6)$$

$$Z_{2.Г.СДі} = C_0 \cdot \frac{D_{2.і}}{N_{сд.і} \cdot Q_{сд.н.і}^2}, \quad (10.7)$$

где $D_{1і}$, $D_{2і}$ – величины, которые характеризуют потери активной мощности в синхронных двигателях.

Величина реактивной мощности, генерируемая синхронными двигателями

$$Q_{сд.і} = \frac{Z_{1.0} - Z_{1.Г.СДі}}{2a \cdot C_0 \cdot R_{э.СДі}}, \quad (10.8)$$

$$R_{э.СДі} = \frac{R_{кл.СДі}}{N_{і.сд}} + \frac{Z_{2.Г.СДі}}{a \cdot C_0}. \quad (10.9)$$

В таблице 10.3 представим расчёты, выполненные по выражениям (10.3) – (10.9), с целью определения оптимальной реактивной мощности, генерируемой синхронными двигателями.

Таблица 10.3 – Определение оптимальной реактивной мощности, генерируемой синхронными двигателями

Синхронный двигатель	C_0 руб/кВт, руб/кВт	$Z_{1.0}$, руб/Мвар	$Q_{сд.м.і}$, Мвар	$Z_{1.Г.СДі}$, руб/Мвар	$Z_{2.Г.СДі}$, руб/Мвар ²	$R_{э.СДі}$, Ом	$Q_{сд.і}$, Мвар
СД	24461	116195	1,92	154411	194089	0,82	0 (-0,10)
Итого	-	-	1,92	-	-	-	0

С целью определения оптимальных реактивных мощностей, вырабатываемых НБК, определим эквивалентные сопротивления трансформаторов цеховых подстанций, на которых они устанавливаются, для этого на рисунке 10.2 представим расчётные схемы.

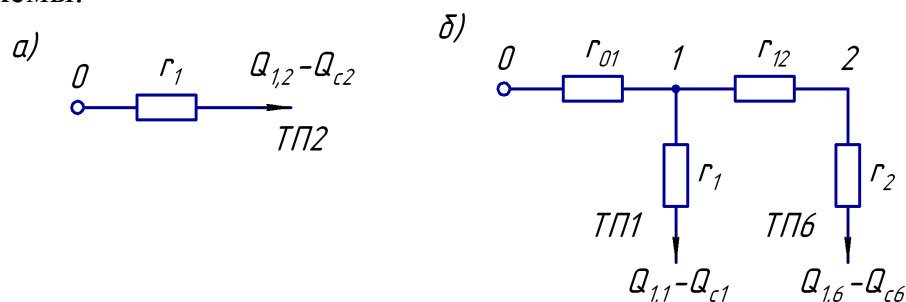


Рисунок 10.2 – Расчетные схемы при радиальном (а) и магистральном (б) подключении источников реактивной мощности к СШ ГПП

При радиальном соединении цеховых трансформаторных подстанций, представленных на рисунке 10.2 (а), эквивалентное сопротивление будет определяться по следующей формуле

$$R_{э.2} = r_1 = R_{кл.2} + R_{т.2}. \quad (10.11)$$

В случае магистрального соединения цеховых ТП, представленных на рисунке 10.2 (б), эквивалентные сопротивления и проводимости будут определяться по следующим формулам

$$R_{э.1} = \left(1 + \frac{r_{0.1}}{R_{т.1}} \right) r_1, \quad (10.12)$$

$$R_{э.6} = \left(1 + \frac{r_{0.1}}{R_{т.1}} \right) \cdot (r_{12} + r_2), \quad (10.13)$$

$$\frac{1}{R_{т.1}} = \frac{1}{r_1} + \frac{1}{r_{12} + r_2}. \quad (10.14)$$

Величина реактивной мощности, вырабатываемая НБК, при условии подключения к сборным шинам 10 кВ главной понизительной подстанции предприятия ВБК определяется по формуле

$$Q_{с.і} = Q_{1.і} + \Delta Q_{т.і} + \frac{z}{R_{э.і}}, \quad (10.15)$$

$$z = \frac{3_{1.0} - 3_{1.Г.НБК}}{2a \cdot C_0}, \quad (10.16)$$

где $3_{1.0}$ = 116195 – затраты на выработку реактивной мощности ВБК, руб/Мвар;

$3_{1.Г.НБК}$ = 236059 – затраты на выработку реактивной мощности НБК, руб/Мвар;

a = 10 – расчётный коэффициент, кВ^{-2} ;

Разр.				13.03.02.2020.444.00.00 ПЗ	Лист
Пров.					73
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата	

$C_0 = 24461$ – удельная стоимость годовых потерь активной мощности при передаче реактивной мощности по электрическим сетям, руб/кВт.

По выражениям (10.11) – (10.16) выполняются расчёты по определению экономически целесообразных мощностей НБК, подключаемым к сборным шинам 0,4 кВ соответствующих цеховых трансформаторных подстанция. Результаты выбора компенсирующих устройств по рассматриваемому предприятию представлены в таблице 10.4. Стоит учесть, если расчетная величина экономически целесообразной мощности получилась отрицательной, то окончательно её значение принимается равным нулю.

Таблица 10.4 – Выбор устройств компенсации реактивной мощности на предприятии

Точка подключения БК	$R_{э.і}$, Ом	$Q_{с.і}$, Мвар		$Q_{к.у.і}$, квар	$Q_{к.у.і} + Q_{с.і}$, квар	Марка компенсирующего устройства [39]	$Q_{ст.і}$, квар
		расчетная величина	принятая величина				
КТП-1	1,07	0,069	0,069	0	69	УКМТ-0,4-65-5 У3	65
КТП-2	1,63	0,083	0,083	0	83	УКМТ-0,4-90-10 У3	90
КТП-3	1,15	0,174	0,174	111	286	УКМТ-0,4-275-25 У3	275
КТП-4	0,63	0,217	0,217	0	217	УКМТ-0,4-225-25 У3	225
КТП-5	0,38	0,361	0,361	0	361	УКМТ-0,4-350-25 У3	350
КТП-6	1,65	0,056	0,056	0	56	УКМТ-0,4-65-5 У3	65
КТП-7	0,59	0,258	0,258	0	258	УКМТ-0,4-250-25 У3	250
КТП-8	1,13	0,138	0,138	140	279	УКМТ-0,4-275-25 У3	275
КТП-9	1,67	0,110	0,110	63	172	УКМТ-0,4-175-25 У3	175
КТП-10	1,18	0,046	0,046	438	483	УКМТ-0,4-500-25 У3	500
КТП-11	1,21	0,125	0,125	0	125	УКМТ-0,4-125-25 У3	125
		Итого	1,637	-	2389	Итого	2395
СШ1, 10 кВ	-	0,657	0,657	-	-	УКРМ56-10,5-750У3	750
Итого	-	-	2,294	752	3046	-	3145

Определение расчётного коэффициента реактивной мощности представим в таблице 10.5

Таблица 10.5 – Определение расчётного коэффициента реактивной мощности

$\operatorname{tg}\varphi_{эс} = \frac{Q_{эс}}{P_{пр}}$	$\operatorname{tg}\varphi_{эс} = \frac{7896}{15792} = 0,50$
$Q_0 = \sum_{i=1}^{11} (Q_{li} + \Delta Q_{ri}) + \frac{\sum_{j=1}^2 (Q_{Bj} + \Delta Q_{T.Bj})}{2} + \frac{\Delta Q_{T.ГПП}}{2} + \frac{\sum_{i=1}^4 Q_{ADi}}{2} - \sum_{i=1}^n Q_{ci} - \frac{\sum_{i=1}^4 Q_{CDi}}{2} - \frac{Q_{эс}}{2}$	$Q_0 = (4319 + 288) + \frac{(1046 + 148)}{2} + \frac{1060}{2} + \frac{1015}{2} - 1637 - 0 - \frac{7896}{2} = 657 \text{ квар.}$

Продолжение таблицы 10.5

$\operatorname{tg}\varphi_p = \frac{\sum_{i=1}^{11} (Q_{pi} + \Delta Q_{ti}) + 0,5 \left(\sum_{j=1}^2 (Q_{vj} + \Delta Q_{t.vj}) + \Delta Q_{t.ГПП} \right)}{0,5 \cdot P_{p.п}}$ $\frac{0,5 \sum_{i=1}^4 Q_{ADi} + \sum_{i=1}^{11} Q_{ст.ни} - Q_{ст.в}}{0,5 \cdot P_{p.п}}$	$\operatorname{tg}\varphi_p = \frac{(5071 + 288)}{0,5 \cdot 15792} -$ $+ \frac{0,5 \cdot (1046 + 148 + 1060)}{0,5 \cdot 15792} -$ $\frac{0,5 \cdot 1015 - 2395 - 750}{0,5 \cdot 15792} = 0,49$
$Q_{резерв} = \frac{\sum_{i=1}^n (Q_{СД.м.и} - Q_{СД.и})}{Q_{рп}} \cdot 100\%$	$Q_{резерв} = \frac{1920 - 0}{10591} \cdot 100\% = 18,1\%$

Выводы по разделу десять

Выполнено определение номинальной мощности компенсирующих устройств и места их установки в системе электроснабжения предприятия.

	Разр.				13.03.02.2020.444.00.00 ПЗ	Лист
	Пров.					75
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		

11 КАЧЕСТВО ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

11.1 Определение коэффициента искажения синусоидальности напряжения

Наличие в составе электроприёмников нелинейной нагрузки в составе двух преобразователей частоты приводит к несинусоидальности напряжения питающей сети. Несинусоидальность напряжения с точки зрения качества электроэнергии характеризуется таким показателем как коэффициент искажения синусоидальности напряжения, величину которого рассчитаем в данном разделе.

На рисунке 11.1 представим электрическую принципиальную схему и схему замещения с обозначением эквивалентных сопротивлений и источников искажения, для определения величины коэффициента искажения синусоидальности напряжения.

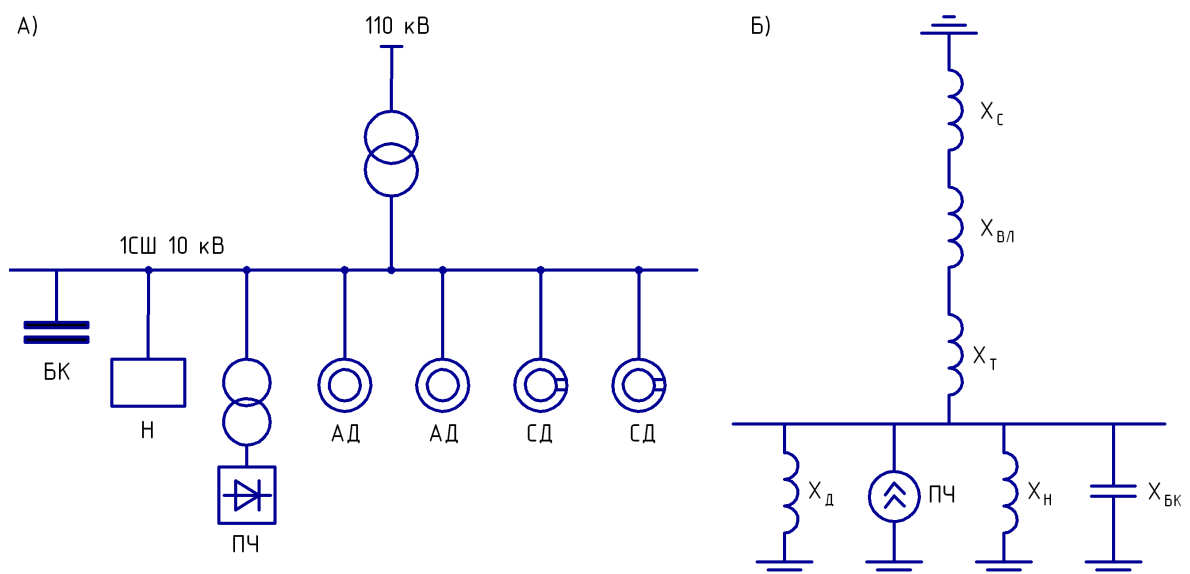


Рисунок 11.1 – Электрическая принципиальная схема (А) и схема замещения (Б) для расчета показателей качества

Расчет параметров элементов, размещаемых на схеме замещения (рисунок 11.1, б), производится по следующим выражениям, представленным в таблице 11.1.

Таблица 11.1 – Определение параметров элементов схемы замещения

$x_{cv} = 0,65 \cdot v \cdot \frac{U_{ст}^2}{S_k} [5]$	$x_{cv} = 0,65 \cdot \frac{10500^2}{3800 \cdot 10^6} \cdot v = 0,02 \cdot v$
$x_{лв} = x_0 \cdot L \cdot \frac{U_{ст}^2}{U_{ном}^2} \cdot v [5]$	$x_{лв} = 0,44 \cdot 15,0 \cdot \frac{(10,5 \cdot 10^3)^2}{(115 \cdot 10^3)^2} \cdot v = 0,06 \cdot v$
$x_{тв} = \frac{U_k \cdot U_{ст}^2}{100 \cdot S_{т,ном}} \cdot v [5]$	$x_{тв} = \frac{10,5 \cdot 10500^2}{100 \cdot 16 \cdot 10^6} \cdot v = 0,72 \cdot v$

Разр.				
Пров.				
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2020.444.00.00 ПЗ

Лист

76

Продолжение таблицы 11.1

$x_{Дв} = \frac{17 \cdot v}{S_{ДЭ}} [5]$	$x_{Дв} = \frac{17 \cdot v}{2,965} = 5,73 \cdot v$
$x_{Нв} = \frac{U_{ст}^2}{S_H} \cdot v [5]$	$x_{Нв} = \frac{10500^2}{\sqrt{(0,5 \cdot 13112)^2 + (0,5 \cdot 8962)^2}} \cdot v = 13,88 \cdot v$
$x_{БК.v} = -\frac{U_{ст}^2 \cdot v}{Q_{БК}} [5]$	$x_{БК.v} = -\frac{10500^2}{0,75 \cdot 10^6 \cdot v} = -\frac{147,00}{v}$
$I_v = \frac{S_{ТПЧ}}{\sqrt{3} \cdot U_{ст} \cdot v} [40]$	$I_v = \frac{1333}{\sqrt{3} \cdot 10500 \cdot v} = \frac{73}{v}$

В таблицу 11.2 занесем величины эквивалентных сопротивлений элементов схемы замещения и величины эквивалентных токов, генерируемых источниками искажения, определенные по выражениям, указанным в таблице 11.1.

Таблица 11.2 – Расчет численных значений элементов схемы замещения

v	$x_{с.v}, \text{ Ом}$	$x_{вл.v}, \text{ Ом}$	$x_{т.v}, \text{ Ом}$	$x_{БК.v}, \text{ Ом}$	$x_{н.v}, \text{ Ом}$	$x_{дв.v}, \text{ Ом}$	$I_v, \text{ А}$
5	0,09	0,28	3,62	-29,40	69,42	28,67	13,20
7	0,13	0,39	5,06	-21,00	97,19	40,13	9,43
11	0,21	0,61	7,96	-13,36	152,72	63,07	5,00
13	0,25	0,72	9,41	-11,31	180,49	74,54	4,23
17	0,32	0,94	12,30	-8,65	236,03	97,47	3,23
19	0,36	1,05	13,75	-7,74	263,80	108,94	2,89
23	0,43	1,27	16,64	-6,39	319,33	131,87	2,39
25	0,47	1,38	18,09	-5,88	347,10	143,34	2,20

Путём эквивалентных преобразований элементов схемы замещения, представленной на рисунке 11.1 (Б), составим преобразованную схему замещения и разместим её на рисунке 11.2.

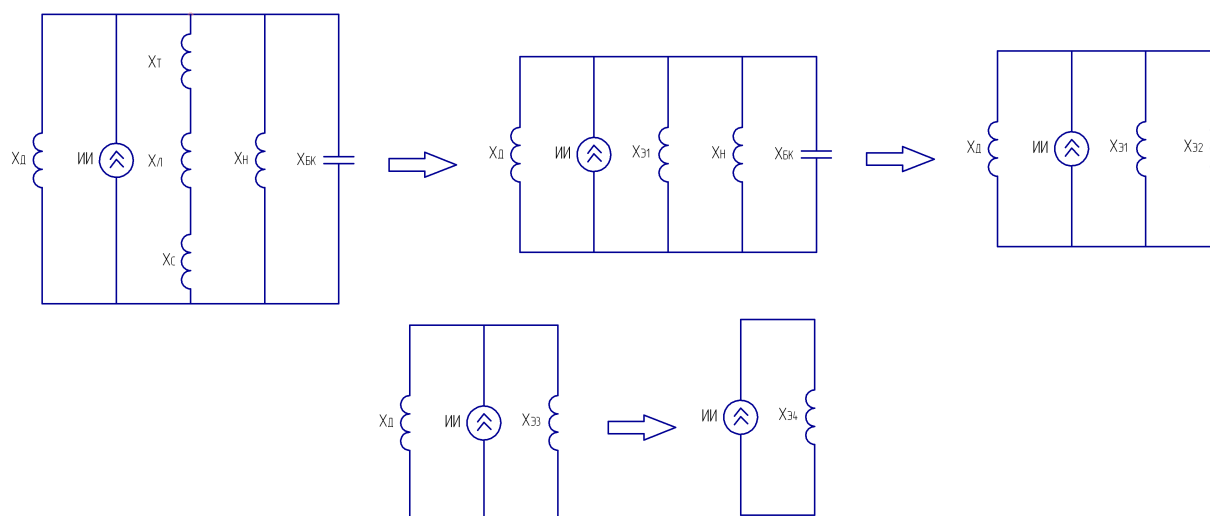


Рисунок 11.2 – Этапа преобразования схемы замещения

Определим эквивалентные сопротивления схем замещения на каждом этапе преобразования.

$$X_{\varepsilon 1v} = X_{cv} + X_{dv} + X_{tv}. \quad (11.1)$$

$$X_{\varepsilon 2v} = \frac{X_{\text{бкв}} \cdot X_{\text{нв}}}{X_{\text{бкв}} + X_{\text{нв}}}. \quad (11.2)$$

$$X_{\varepsilon 3v} = \frac{X_{\varepsilon 1v} \cdot X_{\varepsilon 2v}}{X_{\varepsilon 1v} + X_{\varepsilon 2v}}. \quad (11.3)$$

$$X_{\varepsilon 4v} = \frac{X_{\varepsilon 3v} \cdot X_{dv}}{X_{\varepsilon 3v} + X_{dv}}. \quad (11.4)$$

Напряжение на СШ1 определяется по формуле

$$U_{\text{СШ1},v} = I_v \cdot x_{\varepsilon 4,v}. \quad (11.5)$$

Величина коэффициента искажения синусоидальности напряжения может быть определена по формуле

$$K_U = \frac{\sqrt{\sum_{k=2}^{25} U_v^2}}{U_\phi} \cdot 100\%. \quad (11.6)$$

В таблице 11.3 представим эквивалентные сопротивления элементов схемы замещения, представленной на рисунке 11.2, определенные по выражениям (11.1) – (11.6).

Таблица 11.3 – Определение гармоник напряжения и коэффициентов искажения синусоидальности напряжения

v	$x_{\varepsilon 1v}$, Ом	$x_{\varepsilon 2v}$, Ом	$x_{\varepsilon 3v}$, Ом	$x_{\varepsilon 4v}$, Ом	$U_{\text{сш1}v}$, В	$K_U^{\text{СШ1}}$, %
5	3,99	-51,00	4,33	3,76	49,59	3,87
7	5,58	-26,79	7,05	6,00	56,53	
11	8,77	-14,65	21,87	16,24	81,17	
13	10,37	-12,06	73,68	37,05	156,72	
17	13,56	-8,98	-26,57	-36,52	-118,13	
19	15,15	-7,97	-16,82	-19,89	-57,56	
23	18,34	-6,52	-10,12	-10,96	-26,21	
25	19,93	-5,98	-8,55	-9,09	-19,99	

Расчетное значение коэффициента искажения синусоидальности напряжения на шинах СШ1 не превышает допустимого значения, представленного в ГОСТ 32144-2013 [41], а именно: $K_U^{\text{СШ1}} = 3,87 < K_{U,\text{доп}} = 5\%$.

11.2 Определение величины провала напряжения

На рисунке 11.3 представим схему замещения для определения напряжения на зажимах высоковольтного двигателя.



Рисунок 11.3 – Схема замещения для определения провала при пуске высоковольтного двигателя

В таблице 11.4 выполним расчетные операции для нахождения величины провала напряжения.

Таблица 11.4 – Определение величины провала напряжения

$S_{дв.пуск} = \frac{P_{дв.н} \cdot K_{пуск}}{\cos \varphi_{дв.н} \cdot \eta_{дв.н}} [42]$	$S_{дв.пуск} = \frac{630 \cdot 5}{0,85 \cdot 0,90} = 4118 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$
$S_{п.э} = \sqrt{P_{н.э}^2 + (S_{дв.пуск} + Q_{н.э})^2} [42]$	$S_{п.э} = \sqrt{8108^2 + (4118 + 5263)^2} = 12399 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$
$x_{п.э} = \frac{S_6 \cdot U_{н.э}^2}{S_{п.э} \cdot U_6^2} [42]$	$x_{п.э} = \frac{1000 \cdot 10^3 \cdot 10,5^2}{12,399 \cdot 10,5^2} = 80,65$
$U_{дв.} = U_{ном.} \cdot \frac{x_{п.э}}{x_c + x_{п.э}} [42]$	$U_{дв.} = 10 \cdot \frac{80,65}{7,32 + 80,65} = 9,17 \text{ кВ}$
$\Delta U_{\%} = \frac{U_{ном.} - U_{дв.расч.}}{U_{ном.}} \cdot 100\% < 10\% [42]$	$\Delta U_{\%} = \frac{10 - 9,17}{10} \cdot 100\% = 8,3\%$

По данным таблицы 11.4 можно сделать вывод, что расчетное значение провала напряжения при пуске синхронного двигателя не превышает допустимого значения.

Выводы по разделу одиннадцать

Определены следующие показатели качества коэффициент искажения синусоидальности напряжения величиной равной 3,87%, величина провала напряжения при пуске высоковольтных двигателей составила 8,3%.

12 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Вопросы безопасности жизнедеятельности рассмотрены на примере главной понизительной подстанции основного производства химического завода. Основная задача безопасности жизнедеятельности состоит в сохранении работоспособности и здоровья человека, выборе параметров состояния среды и применении мер защиты от воздействия негативных факторов.

12.1 Территория, компоновка и конструктивная часть ГПП

Для построения рациональной системы электроснабжения на химическом заводе должно быть предусмотрено максимальное приближение ГПП к электроустановкам потребителей, а именно к центру электрических нагрузок, благодаря чему сводится к минимуму расход кабельно-проводникового материала на сооружение электрической сети и потери электроэнергии в ней. Конкретно в центре электрических нагрузок размещение ГПП не представляется возможным в связи с застройкой предприятия производственными цехами, поэтому расположение ГПП будет скорректировано в сторону питания подходящих питающих воздушных линий 110 кВ с учетом розы ветров.

ГПП предприятия будет состоять из двух частей: открытого распределительного устройства (ОРУ) 110 кВ и закрытого распределительного устройства (ЗРУ) 10 кВ.

На ОРУ-110 кВ будут установлены следующие устройства:

- элегазовые выключатели ВЭБ-110-40/1250 У1 [2], являющиеся основными коммутационными аппаратом, обеспечивающими включение и отключение токов нагрузки и отключение токов коротких замыканий;
- измерительные трансформаторы напряжения с элегазовой изоляцией типа ЗНОГ-110 [18], предназначенные для получения информации с целью общих измерений, работы релейной защиты и автоматики, учёта электрической энергии;
- разъединители РДЗ-110/1000 У1 [15], необходимые для создания видимых разрывов в силовых цепях и обеспечения безопасных условий работы путём заземления отключенных электрических цепей; на вводе подстанции и в цепи трансформаторов напряжения предусмотрены разъединители с двумя заземляющими ножами, а в остальных случаях – с одним заземляющим ножом;
- измерительные трансформаторы тока встроенные во ввода выключателя ТВ-110-100-0,5/10Р [2], предназначенные для передачи сигнала измерительной информации измерительным приборам и устройствам релейной защиты и управления;
- ограничители перенапряжений нелинейные типа ОПН-110 [17], предназначенные для защиты изоляции электрооборудования подстанции от различного рода перенапряжений;
- силовые трансформаторы ТДН-16000/110/10.

	Разр.				13.03.02.2020.444.00.00 ПЗ	Лист
	Пров.					80
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		

При установке силовых трансформаторов на ОРУ должны быть выполнены следующие требования:

- трансформаторы должны иметь уклон 3% для обеспечения поступления газа к газовому реле [10, п.4.2.207];
- отверстия защитного устройства выброса масла направлены в противоположную сторону от близко расположенного оборудования [10, п.4.2.210];
- расстояние в свету между трансформаторами ТДН-16000/110/10 должно быть не менее 1,25 м [10, п.4.2.211];
- наличие ремонтной площадки для проведения планово-предупредительных ремонтов трансформаторов на подстанции [10, п.4.2.233].

Закрытое распределительное устройство 10 кВ будет выполнено комплектным. ЗРУ-10 кВ с двухсторонним расположением ячеек типа D-12P [23]. ЗРУ будет укомплектовано вакуумными выключателями типа ВВ/TEL-10 [27]. Все ячейки комплектного распределительного устройства (КРУ) должны быть оснащены механическими блокировками, которые исключают выкат тележки при включённом выключателе. ЗРУ-10 будет расположено в отдельном здании, с двумя выхода с противоположенных торцов здания. Двери ЗРУ будут оснащены самозакрывающимися замками, открываемыми без ключа с внутренней стороны ЗРУ. Подземные туннели силовых и контрольных кабелей будут служить фундаментами для оборудования ячеек. Проемы в полу, через которые проходят кабели, будут заделаны асбестом, вентиляционные отверстия закрыты металлическими сетками.

На всем электрооборудовании ОРУ и ЗРУ должны быть предусмотрены надписи мнемосхемы, поясняющие назначение электрооборудования, а также предупреждающие плакаты. Токоведущие части должны быть окрашены в соответствии с [10, п.1.1.30]: фаза А – желтым цветом, фаза В – зеленым, фаза С – красным.

На подстанции будет расположен общеподстанционный пункт управления (ОПУ) с постоянным дежурным персоналом, в обязанности которого входит: ведение требуемого режима работы; производство переключений, пусков и остановов; локализация аварий и восстановление режима работы; подготовка к производству ремонтных работ.

12.2 Защитные средства и меры защиты от поражения электрическим током

Для обеспечения электробезопасности при эксплуатации электроустановок на ГПП должны выполняться следующие организационные мероприятия: оформление работы нарядом или распоряжением, либо перечнем работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации, допуск к работе, надзор во время работы, оформление перерыва в работе, перевода на другое рабочее место. Капитальные ремонты электрооборудования напряжением выше 1 кВ, работа на токоведущих частях без снятия напряжения, необходимо выполнять по технологическим картам и проектам производства работ.

Согласно Правилам [43] при работе в электроустановках должны применяться средства защиты от поражения электрическим током. Нормы комплектования ГПП средствами защиты представлены в таблице 12.1, согласно Инструкции [44].

	Разр.				13.03.02.2020.444.00.00 ПЗ	Лист
	Пров.					81
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		

Таблица 12.1 – Нормы комплектования средств защиты от поражения электрическим током

Наименование	Единицы измерения	Количество		
		0,4 кВ	10 кВ	110 кВ
Изолирующие клещи	шт.	1	1	1
Диэлектрические перчатки	пара	2	не менее 2	не менее 2
Диэлектрические галоши	пара	2		
Диэлектрический ковер или изолирующая подставка	шт.	по местным условиям		
Защитные очки	шт.	1	2	2
Переносные заземления	шт.	по местным условиям	не менее 2	не менее 2
Штанга изолирующая	шт.	2	2	2
Указатель напряжения	шт.	2	2	2
Диэлектрические боты	пара		1	1
Временные ограждения	шт.		не менее 2	не менее 2
Плакаты запрещающие; Знаки и плакаты предупреждающие; Плакаты предписывающие; Плакаты указательные.	шт.		по местным условиям	по местным условиям

Расположение оборудования ОРУ-110 кВ должно быть выполнено таким образом, чтобы обеспечивались возможности организации монтажа и ремонта оборудования с применением машин и механизмов, транспортировки трансформаторов, проезда пожарных машин и передвижных лабораторий [10].

Для исключения возможности опасного приближения к токоведущим частям и попадания на объект посторонних лиц, ОРУ-110 кВ будет огорожено забором высотой 2 м [10, п.4.2.41]. Оборудование ОРУ-110 кВ должно быть установлено на железобетонных конструкциях, что обеспечивает его недоступность, а также устраняет опасность приближения к частям, находящимся под напряжением.

В ОРУ-110 кВ должен быть предусмотрен проезд вдоль выключателей для передвижных монтажно-ремонтных механизмов и приспособлений, а также передвижных лабораторий; габарит проезда 4 м по ширине и высоте.

Минимальная высота, на которой будут расположены токоведущие части относительно земли согласно [10] равна 3,6 м. Высота подвеса ошиновки составляет 11 м и, следовательно, обеспечивается безопасное передвижение персонала, обслуживающего ОРУ-110 кВ.

Для обеспечения безопасности работ и осмотров ОРУ-110/10 кВ должны быть выдержаны следующие изоляционные расстояния [10]:

- между проводами разных фаз – 2500 мм;
- от токоведущих частей или от элементов оборудования и изоляции, находящихся под напряжением до габаритов транспортируемого оборудования – 1650 мм.

На 110 кВ будет предусмотрена механическая оперативная, а также электромагнитная блокировки. На заземляющих ножах линейных разъединителей со стороны линии установлена механическая блокировка с приводом разъединителя и приспособление для запираания заземляющих ножей замками в отключенном положении. Питание цепей электромагнитной блокировки 110 кВ будет выполнено выпрямленным напряжением с панели питания блокировки, которая имеет устройство контроля изоляции. Схема электромагнитной блокировки будет выполнена с учётом наличия у всех разъединителей электродвигательных приводов, а у всех заземляющих разъединителей РДЗ-110/1000 У1 ручных приводов. Блокировка осуществляется разрывом цепей управления привода при несоблюдении условий, при которых допустимо оперирование. Электромагнитные блокировки должны быть приняты с одинаковым по конструкции замком и одним электромагнитным ключом [45].

Механическая блокировка между разъединителями и заземляющими ножами узловых трансформаторов напряжения и линейных трансформаторов напряжения ОРУ-110 кВ, представлена в виде дисков с вырезами, насаженных на валы приводов этих разъединителей. Эта блокировка не допускает включения заземляющих ножей при включённых главных разъединителях и наоборот.

К защитным мерам от поражения электрическим током в сети 10 кВ относятся: устройство контроля изоляции в сети напряжением 10 кВ, механическая оперативная и электромагнитная блокировка, защитное заземление, недоступность токоведущих частей открыто установленного оборудования.

Для сигнализации об однофазных замыканиях на землю (ОЗЗ) в сети 10 кВ будет применено устройство контроля изоляции, представленное на рисунке 12.1. Данное устройство подключается к секции сборных шин 10 кВ подстанции, используя информацию о напряжении нулевой последовательности. Устройство контроля изоляции сети напряжением 10 кВ будет выполнено с использованием трехфазного трансформатора напряжения (TV) типа НАМИ-10.

На рисунке 12.1 приведена схема включения устройства контроля изоляции, выполненная с использованием трансформатора напряжения. Вторичная обмотка TV, соединенная по схеме «разомкнутого треугольника», является фильтром напряжения нулевой последовательности $3U_0$. В нормальном режиме работы сети при симметричных напряжениях фаз относительно земли U_A , U_B и U_C на выводах этой обмотки напряжение, пропорциональное напряжению нейтрали U_N , практически отсутствует. При возникновении однофазного металлического замыкания на землю, например, фазы А, напряжение этой фазы относительно земли U_A становится равным нулю. Напряжения неповрежденных фаз В и С относительно земли U_B и U_C увеличиваются с фазного значения до линейного, а напряжение на нейтрали сети N становится равным значению фазного напряжения источника питания поврежденной фазы $U_N = -U_A$. При этом на обмотке, соединённой по схеме «разомкнутого треугольника», напряжение достигает 100 В и защита нулевой последовательности – реле напряжения KV срабатывает на сигнал.

	Разр.				13.03.02.2020.444.00.00 ПЗ	Лист
	Пров.					83
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		

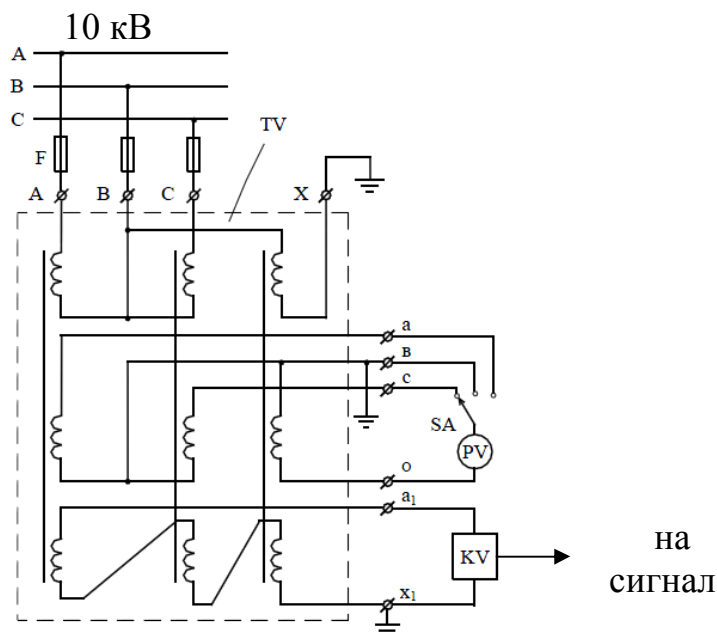


Рисунок 12.1 – Схема включения устройства контроля изоляции

Таким образом, устройство контроля изоляции позволяет, выявить появление ОЗЗ с указанием секции сборных шин с повреждённым присоединением. После срабатывания защиты на сигнал персонал электрических сетей немедленно приступает к определению присоединения с ОЗЗ. Для определения поврежденного присоединения на каждой отходящей линии устанавливается трансформатор тока нулевой последовательности ТЗРЛ [34].

12.3 Молниезащита ГПП

Здание ЗРУ-10 кВ и сооружения ОРУ-110 кВ в зависимости от интенсивности грозовой деятельности в районе местонахождения, ожидаемого количества поражений молний в год следует защищать в соответствии с категориями устройства молниезащиты и типом зоны защиты в соответствии с Инструкцией [46].

Вероятность поражения молнией какого-либо объекта, не оборудованного молниезащитой, зависит от интенсивности грозовой деятельности в районе его расположения, высоты и площади объекта и количественно оценивается ожидаемым числом поражений молнией в год [46]

$$N = n \cdot (S + 6 \cdot h) \cdot (L + 6 \cdot h) \cdot 10^{-6}, \quad (12.1)$$

где $n = 4$ – среднегодовое число ударов молнии в 1 км^2 земной поверхности в месте расположения объекта, удар/ $\text{км}^2 \cdot \text{год}$;

$S = 53,83$ и $L = 36,5$ – ширина и длина защищаемого сооружения, м;

$h = 14$ – наибольшая высота защищаемого объекта, м.

Тогда по формуле (12.1) получим $N = 0,066$ удар/год.

Здание подстанции относится к классу В-1 по взрывоопасности, согласно классификации, представленной в ПУЭ [10], поэтому подлежит обязательной молниезащите, которая должна обладать степенью надёжностью 99,5 %.

Разр.					13.03.02.2020.444.00.00 ПЗ	Лист
Пров.						84
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		

Расчет молниезащиты заключается в определении границ зоны защиты молниеотводов, которая представляет собой пространство, защищаемое от прямых ударов молнии. Молниезащита выполнена посредством 4 молниеотводов: два одиночных стержневых молниеотвода на линейные порталы и два – рядом с силовыми трансформаторами. Зоны защиты молниеотводов представлены на листе 4 графической части.

Определение очертаний торцевых частей зоны защиты выполняется по расчетным формулам, используемым для построения зоны защиты одиночных молниеотводов с габаритами: h_0 (вершина конуса защиты молниеотвода), r_0 (радиус основания конуса зоны защиты молниеотвода на уровне земли), r_x (радиус зоны защиты молниеотвода на высоте защищаемого объекта h_x).

Расчёт параметров молниеотводов представим в таблице 12.2.

Таблица 12.2 – Расчёт параметров молниеотводов М1–М4.

Формула	Расчётные значения
$h = \frac{1,2 \cdot h_x + 0,85 \cdot r_x}{1,02} [46]$	$h_1 = h_2 = \frac{1,2 \cdot 14 + 0,85 \cdot 19,8}{1,02} = 33,0 \text{ м.}$ $h_3 = \frac{1,2 \cdot 5,482 + 0,85 \cdot 9,77}{1,02} = 14,6 \text{ м.}$ $h_4 = \frac{1,2 \cdot 5,482 + 0,85 \cdot 14,52}{1,02} = 18,6 \text{ м.}$
$h_0 = 0,85 \cdot h [46]$	$h_{01} = h_{02} = 0,85 \cdot 33,0 = 28,0 \text{ м.}$ $h_{03} = 0,85 \cdot 14,6 = 12,4 \text{ м.}$ $h_{04} = 0,85 \cdot 18,6 = 15,8 \text{ м.}$
$r_0 = 1,2 \cdot h [46]$	$r_{01} = r_{02} = 1,20 \cdot 33,0 = 39,6 \text{ м.}$ $r_{03} = 1,20 \cdot 14,6 = 17,5 \text{ м.}$ $r_{04} = 1,20 \cdot 18,6 = 22,3 \text{ м.}$

Рассмотрим зоны защиты двойных молниеотводов. Молниеотвод считается двойным, когда расстояние между стержневыми молниеприемниками L не превышает предельной величины L_{\max} .

Размеры внутренних областей двойного молниеотвода определяются параметрами h_0 и h_c первый из которых задаёт максимальную высоту зоны непосредственно у молниеотвода, а второй – минимальную высоту зоны посередине между молниеотводами [38], результаты расчетов представим в таблице 12.3.

Таблица 12.3 – Определение параметров внутренних областей защиты М1–М4

Формула	Расчётные значения
1	2
$\begin{cases} L \leq L_c, \\ h_{c0} = h_0, \\ L_{\max} = 5,75 \cdot h, \\ L_c = 2,5 \cdot h. \end{cases} [46]$	$\begin{cases} L_{12} = 21,5 \leq L_c, \\ h_{c12} = h_{01} = 28,6 \text{ м}, \\ L_{\max} = 5,75 \cdot 28,6 = 164,5 \text{ м}, \\ L_c = 2,5 \cdot 28,6 = 71,5 \text{ м}. \end{cases}$

Продолжение таблицы 12.3

1	2
$h_c = \frac{h_{01} + h_{02}}{2} \quad [46]$	$h_{c34} = \frac{12,4 + 15,8}{2} = 14,1 \text{ м.}$ $h_{c13} = \frac{28,0 + 12,4}{2} = 20,2 \text{ м.}$ $h_{c24} = \frac{28,0 + 15,8}{2} = 21,9 \text{ м.}$
$r_c = \frac{r_{01} + r_{02}}{2} \quad [46]$	$r_{c34} = \frac{17,5 + 22,3}{2} = 19,9 \text{ м.}$ $r_{c13} = \frac{39,6 + 17,5}{2} = 28,6 \text{ м.}$ $r_{c24} = \frac{39,6 + 22,3}{2} = 31,0 \text{ м.}$
$r_{cx} = \frac{r_c (h_c - h_x)}{h_c} \quad [46]$	$r_{cx34} = \frac{19,9(14,1 - 5,482)}{14,1} = 12,2 \text{ м.}$

12.4 Расчёт защитного заземления ГПП

Заземляющие устройства являются составной частью большинства электроустановок и служат для обеспечения необходимого уровня безопасности в зоне обслуживания электроустановок и за их пределами. Для отвода в землю импульсных токов с молниеотводов и ограничителей перенапряжений, для создания цепи при работе защиты от замыкания на землю и для стабилизации напряжения фаз электрических сетей относительно земли. Заземлению подлежат корпуса электрических машин, трансформаторов, приводы электрических аппаратов, каркасы распределительных щитов, щитов управления, а также вторичные обмотки измерительных трансформаторов.

Исходные данные для расчета заземления подстанции:

Расстояние между полосами – 5 м;

Длина вертикальных заземлителей – $l_b = 5$ м;

Глубина заложения заземлителя – $t = 0,7$ м.

Расчётная длительность воздействия тока на человека [5]

$$\tau_b = t_{p.з} + t_{o.в}, \quad (12.2)$$

где $t_{p.з} = 0,12$ – время действия релейной защиты трансформатора ГПП, с;

$t_{o.в} = 0,035$ – время отключения выключателя, с [27].

По формуле (12.2) рассчитаем длительность воздействия тока на человека $\tau_b = 0,12 + 0,035 = 0,155$ с, которой соответствует допустимое напряжение прикосновения $U_{пр.доп} = 400$ В [47].

Коэффициент напряжения прикосновения [5]

$$K_n = \frac{M \cdot \beta}{\left(\frac{l_B \cdot L_r}{a \cdot \sqrt{S}} \right)^{0,45}}, \quad (12.3)$$

где $M = 0,69$ – параметр, зависящий от соотношения ρ_1 / ρ_2 ;

$L_r = 825$ – длина горизонтальных заземлителей, м;

$l_B = 5$ – длина вертикального заземлителя, м;

$a = 10$ – расстояние между вертикальными заземлителями, м;

β – коэффициент, учитывающий сопротивление стекания тока на землю.

Коэффициент, учитывающий сопротивление стекания тока на землю [5]

$$\beta = \frac{R_q}{R_q + 1,5 \cdot \rho_1}, \quad (12.4)$$

где $R_q = 1000$ – сопротивление тела человека, Ом;

$\rho_1 = 300$ – удельное сопротивление поверхностного слоя земли, Ом·м.

По формуле (12.4) определим $\beta=0,69$, тогда по выражению (12.3) получим $K_n = 0,17$.

Напряжение на заземлителе

$$U_3 = \frac{U_{\text{пр.доп.}}}{K_n}, \quad (12.5)$$

где $U_{\text{пр.доп.}} = 400$ – допустимое напряжение прикосновения, В [47].

По формуле (12.5) вычислим $U_3 = 2353$ В. Сопротивление заземляющего устройства согласно ПУЭ [10] не должно превышать допустимого значения 0,5 Ом.

Действительный план заземляющего устройства (лист 3) преобразуем в расчетную модель со стороной $\sqrt{S} = 41$ м.

Число ячеек по стороне квадрата

$$m = \frac{L_r}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1. \quad (12.6)$$

Длина полос в расчетной модели

$$L_r^I = 2 \cdot \sqrt{S} (m + 1). \quad (12.7)$$

Длина сторон ячейки

$$b = \frac{\sqrt{S}}{m}. \quad (12.8)$$

	Разр.				13.03.02.2020.444.00.00 ПЗ	Лист
	Пров.					87
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		

Число вертикальных заземлителей по периметру контура при $a/l_B = 1$

$$n_B = \frac{\sqrt{S} \cdot 4}{1 \cdot l_B} \quad (12.9)$$

Расстояние между вертикальными заземлителями

$$a = \frac{\sqrt{S} \cdot 4}{n_B} \quad (12.10)$$

Общая длина вертикальных заземлителей

$$L_B = l_B \cdot n_B \quad (12.11)$$

Результаты расчетов, выполненные по формулам (12.6) – (12.11), представим в таблице 12.4.

Таблица 12.4

m	L_{Γ}^I , м	b, м	n_B , ШТ	a, м	L_B , м
9	820	4,56	33	4,97	165

Общее сопротивление сложного заземлителя

$$R_3 = A \cdot \frac{\rho_{\text{эк.с}}}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_{\text{эк.с}}}{L_{\Gamma}^I + L_B} \quad (12.12)$$

где A – безразмерный коэффициент, зависящий от соотношения удельных электрических сопротивлений слоев земли;

$\rho_{\text{эк.с}}$ – эквивалентное удельное среднее сопротивление земли, Ом·м.

Величина коэффициента A зависит от относительной глубины

$$\frac{l_B + t}{\sqrt{S}} = 0,14 > 0,1, \quad (12.13)$$

где $t = 0,7$ – глубина прокладки заземляющего устройства, м.

Тогда величина коэффициента A определяется формулой

$$A = 0,385 - 0,25 \cdot \frac{l_B + t}{\sqrt{S}} \quad (12.14)$$

Эквивалентное удельное среднее сопротивление земли найдем из условий

$$\left\{ \begin{array}{l} \rho_{\text{эк.с}} = \rho_2 \left(\frac{\rho_1}{\rho_2} \right)^\Delta, \\ \frac{\rho_1}{\rho_2} = \frac{120}{40} = 3 > 10, \\ \Delta = 0,43 \frac{h_c - t}{l_B} + 0,271 \lg \frac{a}{l_B}. \end{array} \right. \quad (12.15)$$

где h_c – толщина слоя сезонных изменений, м.

Определение сопротивления заземлителя с использованием формул (12.12) – (12.15) представим в таблице 12.5.

Таблица 12.5 – Расчёт сопротивления заземляющего устройства

A	ρ_1 , Ом·м	ρ_2 , Ом·м	h_c , м	t, м	Δ	$\rho_{\text{эк.с}}$, Ом·м	R_3
0,35	120	40	2,2	0,7	0,13	46	0,44

12.5 Освещение открытого распределительного устройства

Освещение необходимо выполнять согласно требованиям СНиП 23-05-95 «Естественное и искусственное освещение» [7]. На ГПП должно быть предусмотрено рабочее и аварийное освещение. Территория ГПП будет освещаться прожекторами, питающимися от сети переменного тока напряжением 220 В. Ремонтное освещение необходимо осуществлять от переносных светильников с лампами накаливания на напряжение 12 В.

Суммарный световой поток [48]

$$\sum \Phi = E_n \cdot S \cdot k_3 \cdot k_n, \quad (12.16)$$

где E_n – нормируемая величина освещённости, лк;

$k_3 = 1,5$ – коэффициент запаса, учитывающий потери света от загрязнения отражателя, защитного стекла, лампы;

$k_n = 1,5$ – коэффициент, учитывающий потери света в зависимости от конфигурации освещённой площадки;

$S = 1679$ – площадь, освещаемой площадки, м².

По формуле (12.16) получаем $\sum \Phi = 37778$ лк.

Для освещения принимаем прожектора марки ПЗС-35 с технической характеристикой [48]:

– тип лампы – НГ 220-200;

– КПД прожектора $\eta_{\text{пр}} = 0,44$;

Разр.					13.03.02.2020.444.00.00 ПЗ	Лист
Пров.						89
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		

- максимальная сила света $I_{\max} = 46000$ кд;
 - световой поток лампы прожектора $\Phi_{\text{п}} = 23500$ лм.
- Необходимое число прожекторов [49]

$$N_{\text{пр}} = \frac{\sum \Phi}{\Phi_{\text{п}} \cdot \eta_{\text{пр}}}. \quad (12.17)$$

По формуле (12.17) найдём $N_{\text{пр}} = 4$.

Определим высоту установки прожектора [49]

$$H = \sqrt{\frac{J_{\max}}{700}}, \quad (12.18)$$

где $J_{\max} = 46000$ – максимальная (осевая сила света прожектора), кд.

По формуле (12.18) получаем $H = 8,1$ м.

Таким образом, четыре прожектора устанавливаем на мачтах освещения на четырех сторонах ОРУ-110 кВ.

12.6 Обеспечение пожарной безопасности

Причины возникновения пожара могут быть неэлектрического характера (неправильное устройство и эксплуатация отопления и вентиляции, нарушение технологического процесса) и электрического (короткие замыкания, перегрузки, электрическая дуга, большие переходные сопротивления).

Предотвращение образования горючей среды должно обеспечиваться следующим образом:

- максимально возможным применением негорючих и трудногорючих веществ и материалов;
- предотвращением образования в горючей среде источников зажигания (достигается применением молниезащиты зданий, сооружений и оборудования);
- ограничением массы и объема горючих веществ и материалов, а также выполнением периодической очисткой территории, на которой располагается объект, помещений, коммуникаций, аппаратуры от горючих отходов, отложений пыли, пуха.

Противопожарная защита должна обеспечиваться путём:

- применением средств пожаротушения, нормы первичных средств пожаротушения представлены в таблице 12.6 согласно Правилам [50];
- применение автоматических установок пожарной сигнализации и пожаротушения согласно Нормам [51];
- организацией с помощью технических средств, включая автоматические, своевременного оповещения и эвакуации людей.

	Разр.				13.03.02.2020.444.00.00 ПЗ	Лист
	Пров.					90
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		

Таблица 12.6 – Нормы первичных средств пожаротушения

Наименование помещений, сооружений и установок	Единица занимаемой площади или установки	Огнетушители				Ящик с песком, вместимостью 0,5 м ³
		Пенные, вместимость, л	Порошковые, вместимость, л	Углекислотные, вместимость, л		
				10	5	
Главные щиты управления	Помещение щита управления	-	-	4	1	-
Трансформаторы с количеством масла более 10 тн	Трансформатор ТДН-16000/110/10	2	2	-	-	1
Трансформаторы с количеством масла до 10 тн	Трансформатор собственных нужд	2	-	-	-	1

При выполнении маслоприемников, маслоотводов, маслосборника согласно ПУЭ [10] должны быть соблюдены следующие требования:

- габариты маслоприемника должны выступать за габариты трансформатора более чем на 1 м;

- объем маслоприемника с отводом масла должен рассчитываться на единовременный прием 100% масла, залитого в трансформатор;

- устройство маслоприемников и маслоотводов должно исключать переток масла из одного маслоприемника в другой, растекание масла по кабельным и подземным сооружениям, распространение пожара, засорение маслоотвода и забивку его снегом, льдом;

- маслоприемники с отводом масла должны быть выполнены заглубленными. Маслоприемники с отводом масла необходимо выполнять с установкой металлической решетки на маслоприемнике, поверх которой насыпан гравий толщиной слоя 0,25 м. Дно маслоприемника имеет уклон не менее 0,005 в сторону приемки и засыпано чисто промытым гранитным гравием, толщина засыпки более 0,25 м. Верхний уровень гравия на 75 мм ниже уровня окружающей планировки.

- маслоотводы должны обеспечивать отвод из маслоприемника масла и воды, применяемой для тушения пожара на безопасное в пожарном отношении расстояние от оборудования и сооружений: 50% масла и полное количество воды удаляются не более чем за 0,25 ч;

- маслосборник должен быть предусмотрен закрытого типа и вмещать полный объем масла трансформатора, а также 80% общего (с учетом 30-минутного запаса) расхода воды от средств пожаротушения.

Выводы по разделу двенадцать

В данном разделе рассмотрены мероприятия по обеспечению безопасности труда, выполнены расчеты молниезащиты, защитного заземления и освещения ОРУ-110 кВ.

Разр.					13.03.02.2020.444.00.00 ПЗ	Лист
Пров.						91
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		

13 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРА ТСЗП-1600/10

Согласно ПУЭ [10] для трансформатора преобразовательного агрегата предусматриваются следующие виды защит:

- токовая защита от перегрузок;
- селективная токовая отсечка от многофазных коротких замыканий в обмотках и на выводах трансформатора;
- защита от однофазных замыканий на землю;
- защита от перегрева.

13.1 Защита от перегрузок

Защита от перегруза осуществляется с помощью цифровых терминалов Seram T20 (код ANSI 51) [52]. При выполнении защиты от перегруза с действием «на сигнал» используется времятоковая характеристика (ВТХ) с зависимой от тока выдержкой времени.

Ток срабатывания защиты от перегрузки отстраивается от номинального тока трансформатора

$$I_{г.ОЗ} \geq \frac{K_{отс.}}{K_B} \cdot I_{т.НОМ} \quad (13.1)$$

где $K_{отс} = 1,1$ – коэффициент отстройки;

$K_B = 0,935$ – коэффициент возврата защиты;

$I_{т.НОМ}$ – номинальный ток трансформатора, А.

Определим номинальный ток трансформатора

$$I_{т.НОМ} = \frac{S_{т.НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{вн}} \quad (13.2)$$

где $S_{т.НОМ} = 1600$ – номинальная мощность трансформатора, кВ·А;

$U_{вн} = 10$ – номинальное напряжение первичной обмотки трансформатора, кВ.

$$I_{т.НОМ} = \frac{1600 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 10^3} = 92,4 \text{ А.}$$

Результаты расчета по формулам (13.1) – (13.2) с целью определения тока срабатывания защиты от перегрузки представим в таблице 13.1.

Таблица 13.1

$K_{отс}$	K_B	$S_{т.НОМ}, \text{кВ}\cdot\text{А}$	$U_{вн}, \text{кВ}$	$I_{т.НОМ}, \text{А}$	$I_{г}, \text{А}$
1,1	0,935	1600	10	92,4	108,7

Выдержка времени защиты от перегрузок принимается равной $t_r = 9$ с.

Рассчитаем зависимую времятоковую характеристику рассматриваемой защиты от перегруза.

При уставке тока $I_{r.Q3} = 108,7$ А кривая должна пройти через точку с координатами – уставка времени $t_{r.Q3} = 10$ с при токе $I_* = 10 \cdot I_{r.Q3} = 1087$ А.

Выбираем тип характеристики SIT.

Рассчитаем коэффициент T_{MS}

$$T_{MS} = \frac{t(I_*) \cdot [(I_*)^{0,02} - 1]}{0,14}. \quad (13.3)$$

Определим время срабатывания защиты при кратности тока I_*

$$t_r(I_*) = \frac{0,14 \cdot T_{MS}}{(I_*)^{0,02} - 1}. \quad (13.4)$$

Дальнейшие расчеты точек защитной характеристики, выполненные по выражениям (13.3) – (13.4), сводим в таблицу 13.2.

Таблица 13.2

Выключатель	Защита от перегруза									
	Уставки времени		Тип кривой	T_{MS}^N	$t_{c.з}$ с, при разных I_* , А					
	t_r , с	$10 \cdot I_r$, А			1,05	2	3	6	10	114,9
Q3	9,0	1087	SIT	3,03	$\frac{434,5}{114}$	$\frac{30,4}{217}$	$\frac{19,1}{326}$	$\frac{11,6}{652}$	$\frac{9,0}{1087}$	$\frac{4,3}{12500}$

13.2 Мгновенная токовая защита

Мгновенная токовая защита от многофазных коротких замыканий с действием на отключение в трехфазном исполнении устанавливается со стороны питания. Защита охватывает питающую линию и трансформатор. Мгновенная токовая защита осуществляется с помощью цифровых терминалов Seram T20 (код ANSI 51).

Уставка тока мгновенной токовой защиты выбирается из условия

$$I_{c.мгн} = I_{iQ3} \geq K_{н.о} \cdot I_{т.ном}, \quad (13.5)$$

где $K_{н.о} = 3$ – коэффициент надёжности отстройки принимается с учётом отстройки от бросков тока намагничивания при включении ненагруженного трансформатора и от возможных толчков тока нагрузки.

Разр.					13.03.02.2020.444.00.00 ПЗ	Лист
Пров.						93
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		

Чувствительность защиты определяется по токам двухфазного короткого замыкания на выводах высокого и низкого напряжений при минимальном режиме работы сети

$$K_{ч.вн} = \frac{I_{к.3}^{(2)}}{I_{с.мгн}} \geq 2,0. \quad (13.6)$$

$$K_{ч.нн} = \frac{I_{к.8}^{(2)}}{I_{с.мгн}} \geq 1,5. \quad (13.7)$$

Результаты расчетов, выполненные по выражениям (13.5) – (13.7), представим в таблице 13.3.

Таблица 13.3 – Выбор уставок мгновенной токовой защиты

$K_{н.о}$	$I_{т.ном}, A$	$I_{с.мгн}, A$	$I_{к.3}^{(2)}, кА$	$I_{к.8}^{(2)}, кА$	$K_{ч.вн}$	$K_{ч.нн}$
3	92,4	282,9	6,8	1,1	24,0	3,9

Из данных, представленных в таблице 13.1, следует, что мгновенная токовая защита отвечает предъявляемым требованиям чувствительности.

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 контактов выключателя, составляет $t_{с.мгн} = 50$ мс.

По результатам, представленным в таблице 13.2, на рисунке 13.1 изобразим ВТХ защит, установленных на выключателе Q3.

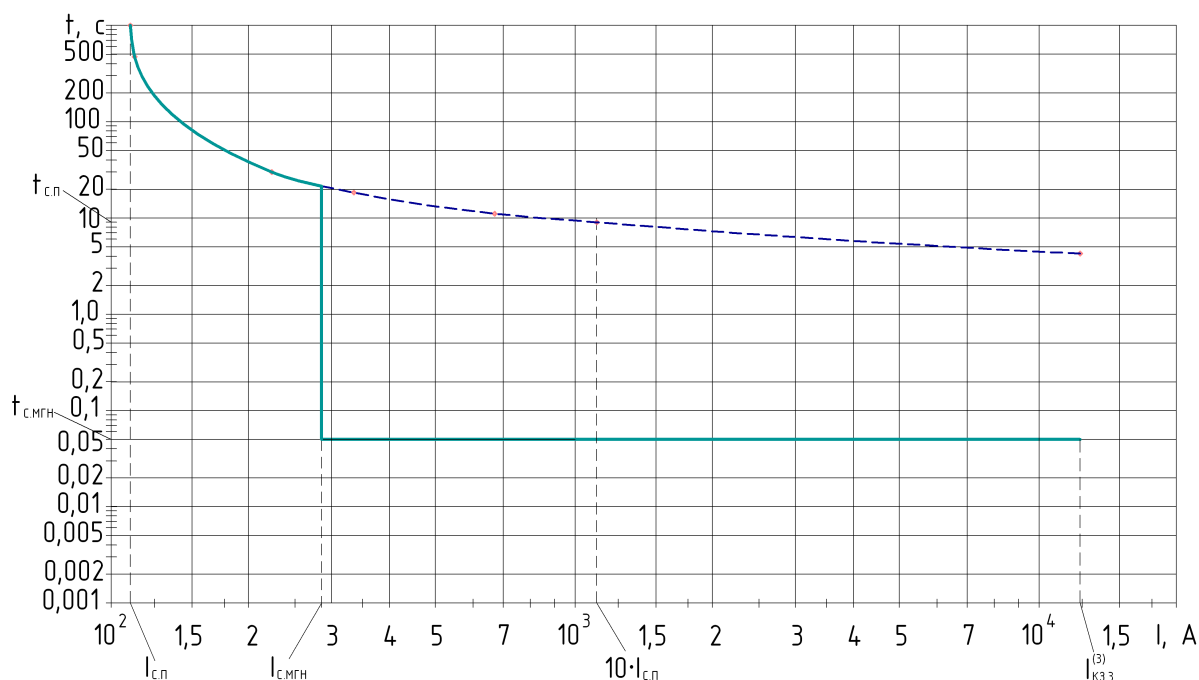


Рисунок 13.1 – Карта селективности

13.3 Защита от однофазных замыканий на землю

Для защиты от однофазных замыканий на землю используется ненаправленная токовая защита нулевой последовательности с независимой от тока выдержкой времени. Защиту от однофазных замыканий на землю осуществим с помощью функции 51N устройства Seram T20. Расчёт защиты от однофазных замыканий на землю для кабельной линии марки АПвБП-10 (3x120/50), питающей трансформатор, представим в таблице 13.4.

Таблица 13.4 – Расчет уставок защиты от однофазных замыканий на землю

Расчетная формула	Расчётные значения
$I_{01} = I_{c0} \cdot L_{кл}$	$I_{01} = 1,741 \cdot 0,131 = 0,228 \text{ А}$
$I_{сз} = k_{н.с} \cdot k_{бр} \cdot I_{01}$	$I_{сз} = 1,2 \cdot 2,5 \cdot 0,228 = 0,684 \text{ А}$
$C_{дв} = \frac{0,0187 \cdot P_{ном.дв} \cdot 10^{-6}}{1,2 \cdot \cos \varphi \cdot \sqrt{U_{ном} \cdot (1 + 0,08 \cdot U_{ном})}}$	$C_{сд} = \frac{0,0187 \cdot 0,63 \cdot 10^{-6}}{1,2 \cdot 0,9 \cdot 0,85 \cdot \sqrt{10 \cdot (1 + 0,08 \cdot 10)}} = 3,0 \cdot 10^{-9} \text{ Ф}$ $C_{ад} = \frac{0,0187 \cdot 0,63 \cdot 10^{-6}}{1,2 \cdot 0,9 \cdot 0,85 \cdot \sqrt{10 \cdot (1 + 0,08 \cdot 10)}} = 3,0 \cdot 10^{-9} \text{ Ф}$
$I_{с.дв} = 2\pi \cdot f \cdot 3 \cdot C_{дв} \cdot U_{ном.ф.}$	$I_{с.сд} = 2\pi \cdot 50 \cdot 3 \cdot 3,0 \cdot 10^{-9} \cdot \frac{10 \cdot 10^3}{\sqrt{3}} = 0,016 \text{ А}$ $I_{с.ад} = 2\pi \cdot 50 \cdot 3 \cdot 3,0 \cdot 10^{-9} \cdot \frac{10 \cdot 10^3}{\sqrt{3}} = 0,016 \text{ А}$
$I_{с.дв\Sigma} = \sum_{i=1}^n n_{двi} \cdot I_{с.двi}$	$I_{с.дв\Sigma} = 0,016 \cdot 4 + 0,016 \cdot 4 = 0,132 \text{ А}$
$I_{с.кл.\Sigma} = \frac{U_{ном} \cdot L_{кл\Sigma}}{10}$	$I_{с.кл.\Sigma} = \frac{10 \cdot 3,876}{10} = 3,876 \text{ А}$
$I_{с.\Sigma} = I_{с.кл.\Sigma} + I_{с.дв\Sigma}$	$I_{с.\Sigma} = 5,603 + 0,132 = 5,735 \text{ А}$
$k_{ч} = \frac{I_{с.\Sigma}}{I_{с.сз}} \geq 1,5$	$k_{ч} = \frac{5,735}{0,684} = 8,4 \geq 1,5$

Расчёт, выполненный в таблице 13.3, показывает, что защита от однофазных замыканий на землю удовлетворяет предъявляемым требованиям чувствительности. Согласно ПТЭЭП [53, п.2.8.11] в сетях с изолированной нейтралью допускается работа кабельных линий электропередачи с замыканием на землю до устранения повреждения, поэтому защита от однофазных замыканий на землю выполняется с действием на сигнал.

13.4 Защита от перегрева

Защиту от перегрева осуществим с помощью функции ANSI 49T устройства Seram T20. Данная защита позволяет обнаружить перегрев трансформатора путём измерения температуры внутри трансформатора, оснащенного датчиками типа «термометр сопротивления».

Защита от перегрева имеет две независимые уставки:

- уставка аварийной сигнализации ($T_{s1}=75^{\circ}\text{C}$);
- уставка отключения ($T_{s2}=95^{\circ}\text{C}$).

Защита от перегрева запускается, когда контролируемая температура больше установленной уставки T_s . В случае обнаружения неисправности датчика защита блокируется, и выходы защиты устанавливаются на «0». Сообщение «НЕИСПРАВНОСТЬ ДАТЧИКА» формируется в матрице управления, и выдается сообщение аварийной сигнализации с указанием номера модуля МЕТ 148-2 с неисправным датчиком.

Защита от тепловых перегрузок кабеля, питающего трансформатор, выполняется с помощью функции ANSI 49RMS на основе измерений фазных токов. Нагрев, выраженный в процентах, пропорционален квадрату протекающего по кабелю тока и вычисляется с помощью формулы

$$E = \left(\frac{I_{\text{т.ном}}}{I_{\text{д.доп}}} \right)^2 \cdot 100\%, \quad (13.8)$$

где $I_{\text{д.доп}} = 265$ – длительно допустимый ток кабеля, А.

С учётом расчетов, выполненных по формуле (13.8), принимаем уставку аварийной сигнализации равной $E_{s1}=36\%$. Если нагрев кабеля превышает предельное значение, равное $E_{s2}=100\%$, то устройство защиты формирует сигнал на отключение.

В блоке расчета нагрева функции ANSI 49RMS задаются уставки:

- максимальный допустимый ток $I_s=I_{\text{д.доп}}=265$ А,
- постоянные нагрева $T_{\text{нагр}}$ и охлаждения $T_{\text{охл}}$ кабеля. Типовые значения постоянных времени для подземных кабелей составляют 20-60 минут.

13.5 Защита полупроводникового преобразователя

Дополнительно к защите трансформатора на полупроводниковом преобразователе предусматриваются устройства защиты, для выполнения которых используют быстродействующие коммутационные аппараты [54].

Для защиты от пробоя вентилях преобразователей используют быстродействующие плавкие предохранители, устанавливаемые последовательно с вентилями в каждую параллельную ветвь. Селективное действие предохранителей обеспечивается тем, что при повреждении одного из вентилях весь ток КЗ проходит только через предохранитель этого вентиля, а в двух других фазах ток КЗ распределяется по всем параллельно включенным предохранителям. При равенстве номинальных токов плавких вставок перегорит предохранитель в цепи с большим током, то есть в цепи поврежденного вентиля, и установка продолжает работать с меньшим числом параллельно включенных вентилях. Селективность обычно обеспечивается при наличии не менее трех параллельных ветвей.

	Разр.				13.03.02.2020.444.00.00 ПЗ	Лист
	Пров.					96
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		

Так как, нет данных об используемых полупроводниковых вентилях, и о количестве вентилях установленных в одном блоке (параллельно), то нет возможности произвести полноценный расчет предохранителей. Примем к установке быстродействующие предохранители ПП 57, имеющие высокое быстродействие порядка 0,003 с. Их уставку следует принимать так, чтобы при выходе из строя одного или двух вентилях из блока, увеличившийся ток, через оставшиеся вентили, установленные параллельно вышедшим из строя, не привел к срабатыванию предохранителей, защищающих оставшиеся в работе вентили.

Выводы по разделу тринадцать

В данном разделе выполнен расчет уставок релейной защиты трансформатора ТСЗП-1600/10. При реализации схемы релейной защиты использовались микропроцессорные терминалы Seram.

	Разр.				13.03.02.2020.444.00.00 ПЗ	Лист
	Пров.					97
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе выполнен проект электроснабжения основного производства химического завода.

Расчёт элетрических нагрузок на каждом уровне системы электроснабжения основного производства химического завода позволил разработать схемы внешнего и внутривзаводского распределения электрической энергии. Схема внешнего электроснабжения выполнена по схеме 110-4Н – два блока с выключателями и ремонтной перемычкой. В результате технико-экономического сравнения определено рациональное напряжение равное 110 кВ. Распределительное устройство 110 кВ выполнено открытого типа с применением элегазовых коммутационных и измерительных аппаратов.

Внутривзаводское распределительное устройство выполнено по смешанной схеме. В ЗРУ-10 кВ выбраны комплектные шкафы марки D-12P, которые снабжены вакуумными ваключателями ВВ/TEL-10, трансформаторами тока ТОЛ-10 и антирезонансными трансформаторами напряжения НАМИ-10. Отходящие от ЗРУ-10 кВ выполнены кабелями из сшитого полиэтилена типа АПвБП-10 следующих сечений: 50, 95, 120 мм². Все электрооборудование выбрано с учётом перегрузочной способности в послеаварийных режимах, а также с учетом динамической и термической стойкости к токам короткого замыкания.

Для снижения негативного влияния реактивной мощности предусмотрена установка компенсирующих устройств в сети 10 и 0,4 кВ. Для защиты электрооборудования от ненормальных режимов предусматриваются микропроцессорные устройства релейной защиты на базе Seram. Рассмотрены мероприятия по обеспечению безопасности труда, выполнены расчеты молниезащиты, защитного заземления и освещения ОРУ-110 кВ.

	Разр.				13.03.02.2020.444.00.00 ПЗ	Лист
	Пров.					98
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Состояние и перспективы развития вакуумных и элегазовых выключателей. – <http://forca.ru/stati/podstancii/sostoyanie-i-perspektivy-razvitiya-vakuumnyh-i-elegazovyh-vyklyuchateley.html>.
- 2 Выключатель элегазовый баковый типа ВЭБ-110. – <http://www.uetm.ru/katalog-produktsii/item/veb-uetm-110/>.
- 3 Экспертное заключение на предмет подтверждения соответствия функциональных показателей элегазовых выключателей типа ЗАР1ДТ-145/ЕК. – <http://www.fsk-ees.ru/common/img/uploaded/fsk/perechni2005/11ez.pdf>.
- 4 Кудрин, Б.И. Электроснабжение: учебник / Б.И. Кудрин. – М.: Издательский центр «Академия», 2012. – 352 с.
- 5 Справочник по проектированию электроснабжения / под ред. Ю.Г. Барыбина. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.
- 6 РТМ 36.18.32.4-92. Указания по расчету электрических нагрузок. – М.: Тяжпромэлектропроект, 1992. – 12 с.
- 7 СП 52.13330.2016. Естественное и искусственное освещение. – М.: Изд-во стандартов, 2016. – 75 с.
- 8 Масляные герметичные трансформаторы ТМГА с аморфным сердечником. – <http://rostradecom.ru/wp-content/uploads/2017/03.v2.pdf>.
- 9 Рекомендации по проектированию систем внутрицехового электроснабжения с параллельной работой трансформаторов КТП. – М.: Тяжпромэлектропроект, 1992. – 24 с.
- 10 Правила устройства электроустановок. – 7-е изд., перераб. и доп. – Челябинск: ООО «Центр безопасности труда», 2006. – 848 с.
- 11 Каталог продукции. Трансформаторно-реакторное оборудование. – <http://www.uetm.ru/katalog-produktsii>.
- 12 Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 23 июня 2015 г. №380 «О порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии. – <https://normativ.kontur.ru/document?moduleId=1&documentId=256534>.
- 13 Номенклатурный каталог ООО «Тольяттинский трансформатор. – http://www.transformator.com.ru/docs/НК_ТТ,ООО_2016%20г.pdf.
- 14 Вакуумные выключатели ВБЭТ 35 кВ. – http://www.kontakt-saratov.ru/vakuumny_35/vikl_vbet/.
- 15 Разъединители наружной установки серии РДЗ на 35 – 220 кВ. – http://www.zeto.ru/download/1698/_35-220.pdf.
- 16 Антирезонансные трансформаторы напряжения серии НАМИ. – <https://www.ramenergy.ru/products>.
- 17 Ограничители перенапряжений для сетей 3-750 кВ. – <https://opnzeu.ru/opn/>.

	Разр.				13.03.02.2020.444.00.00 ПЗ	Лист
	Пров.					99
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		

18 Трансформаторы напряжения типа ЗНОГ-110. – http://www.zeto.ru/products_and_services/high_voltage_equipment/transformatory-napryajeniya-izmeritelnye-elegazovye/znog-110-ul-uhl1-transformator-napryajeniya-elegazovyy.

19 Заземлитель нейтрали силового трансформатора. – https://zeto.ru/products_and_services/high_voltage_equipment/zazemliteli/zon-110-kv.

20 Тарифы на электрическую энергию в городе Владимир. – <https://vladimir.esplus.ru/tariffs/vladimir/ur/>.

21 Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 17 января 2019 г. №10 «Об утверждении укрупненных нормативов цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства. – <https://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/72069240/>

22 НТП ЭПП-94. Нормы технологического проектирования. Проектирование электроснабжения промышленных предприятий. – М.: Изд-во стандартов, 1994. – 48 с.

23 Каталог продукции. Кабели и провода. – <https://www.holdcable.com/production/cat>.

24 Приказ Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации от 30 декабря 2019 г. №907/пр «Об утверждении укрупненных нормативов цены строительства». НЦС 81-02-21-2020. Объекты энергетики. – https://www.minstroyrf.ru/upload/iblock/102/NTSS-81_02_21_2020.-Obekty-energetiki.pdf.

25 Прайс. Информация о ценах на распределительные панели ЩО-70. – <http://energo-zavod.ru/catalog/raspredelitelnye-paneli-shcho-70-shcho-91.html>.

26 ГОСТ Р 52736-2007. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета электродинамического и термического действия тока короткого замыкания. – М.: Стандартинформ, 2007. – 44 с.

27 Вакуумные выключатели серии ВВ/TEL. – <http://tavrida-ua.com/products/vacuumswhitch.html>.

28 Комплектные трансформаторные подстанции. – https://www.kontaktor.ru/k-tp_nku/detail_page.php?ID=170.

29 Камеры сборные одностороннего обслуживания КСО «Новация». – <https://www.tavrida.com/upload/iblock/a4f/a4f79abe5771574c2618ccab673239cb.pdf>.

30 Трансформаторы тока ТОЛ-10. – http://www.cztt.ru/tol_10.html.

31 Автоматические выключатели на большие токи для передачи мощности Masterpact. – <http://www.schneider-electric.ru/ru/product-range/1007-masterpact-nw>.

32 Шинные трансформаторы тока ТШЛ-0,66. – http://www.cztt.ru/TSHL_066.html.

33 Комплектные распределительные устройства напряжением 10 кВ «Классика» серии D-12P. – <http://tavrida.uplab.info/upload/iblock/58c/58c8243ccd87cfeefe788c14cde28943.pdf>

34 Разъёмный трансформатор тока для защиты. – http://www.cztt.ru/tzrl_zashita.html.

	Разр.				13.03.02.2020.444.00.00 ПЗ	Лист
	Пров.					100
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		

- 35 Ограничители напряжения нелинейные ОПН-РТ. – <https://www.tavrida.com/upload/iblock/95a/95a1cc016e5a6ad36f885319902f3a39.pdf>.
- 36 Трехфазный силовой трансформатор с литой изоляцией ТЛС. – <http://www.cztt.ru/TLS.html>
- 37 Технический каталог №6. Токопровод КТЕА-10. – <http://ktp-ural.ru/wp-content/uploads/2017/06/ktp-ural-complete-current-carrying-type-ktea.pdf>.
- 38 Приложение «Индексы изменения сметной стоимости на III квартал 2019 г.» к письму Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации от 09.10.2019 г. №38021-юг/09.
- 39 Каталог продукции ТОО «Усть-Каменогорский конденсаторный завод». – <https://www.ukkz.com/ru/catalog>.
- 40 Иванов, В.С. Режимы потребления и качество электроэнергии систем электроснабжения промышленных предприятий / В.С. Иванов, В.И. Соколов – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 336 с.
- 41 ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – М.: Изд-во стандартов, 2013. – 26 с.
- 42 Овчаренко, А.С. Повышение эффективности электроснабжения промышленных предприятий: учебник / А.С. Овчаренко. – Киев.: Техника, 1989. – 287 с.
- 43 Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок. – М.: Росминтруд, 2013. – 45 с.
- 44 СО 153-34.03.603-2003. Инструкция по применению и испытанию средств защиты, используемых в электроустановках. – М.: Изд-во стандартов, 2003. – 26 с.
- 45 ГОСТ Р50571.3-94 Электроустановки зданий. Часть 4. Требования по обеспечению безопасности. Защита от поражения электрическим током. – М.: Энергоатомиздат, 1995. – 16 с.
- 46 СО 153-343.21.122-2003. Инструкция по устройству молниезащиты зданий, строений и промышленных коммуникаций. – М.: Энергоатомиздат, 2003 – 48 с.
- 47 ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов. – М.: Энергоатомиздат, 1982 –16 с.
- 48 Справочная книга по светотехнике / Под ред. Ю. Б. Айзенберга. – М.: Знак, 2006. – 952 с.
- 49 ГОСТ 12.1.046 – 85 ССБТ. Нормы освещения строительных площадок. – М.: Изд-во стандартов, 1985. – 12 с.
- 50 ВППБ 01-02-95. Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий. – М.: Энергоатомиздат, 1995. – 36 с.
- 51 НПБ-110-2003. Нормы пожарной безопасности. Перечень зданий, сооружений и оборудования, подлежащих защите автоматическими установками пожаротушения и автоматической пожарной сигнализацией. – М.: Изд-во стандартов, 2003. – 12 с.
- 52 Руководство по эксплуатации Sepam серии 20. – https://schneider.center/sites/default/files/files/documentation/rukovodstvo_polzovately_a_sepam_20.pdf.

	Разр.				13.03.02.2020.444.00.00 ПЗ	Лист
	Пров.					101
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		

53 Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. – Челябинск: ООО «Центр безопасности труда», 2006. – 273 с.

54 Андреев, В.А. Релейная защита и автоматика СЭС: учебник для ВУЗов / В.А. Андреев. – 3-е изд. – М.: ВШ, 2006. – 485 с.

	Разр.				13.03.02.2020.444.00.00 ПЗ	Лист
	Пров.					102
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		