

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ
ФЕДЕРАЦИИ

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования

«ЮЖНО-УРАЛЬСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ
УНИВЕРСИТЕТ

(НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ)»

Факультет электротехнический
Кафедра автоматики

Направление подготовки 13.03.02
«Электроэнергетика и
электротехника»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ
Заведующий кафедрой
Доцент, к. т. н.

_____/ Голощапов
С. С./

_____ 2017 г.

Электроснабжение северной группы
цехов медеэлектролитного завода
(тема)

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ
РАБОТЕ

ЮУрГУ-13.03.02.2017.185 ПЗ ВКР

Консультанты:

Безопасность
электроснабжения

Гл. инженер Миасского
РЭС филиала «МРСК Урала»
Челябэнерго

должность

_____/ Гладких В.М./
подпись

ФИО

_____ 2017 г.

Автор проекта

студент группы МиЭт-541

_____/ Степаненко
Е. А./

подпись

ФИО

_____ июня 2017 г.

13

Релейная защита
электроснабжения

Профессор, д. т. н.

должность
_____/Четошникова

Л. М. /

подпись

ФИО

_____ 2017 г.

Руководитель проекта

Гл. инженер

должность
_____/Гладких В. М. /

подпись

ФИО

_____ 2017 г.

Нормоконтроль

Доцент, к. т. н.

должность
_____/Смоленцев Н. И. /

подпись

ФИО

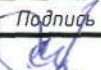

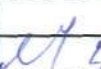
_____ 2017 г.

М и а с с 2017

АННОТАЦИЯ

Степаненко Е.А. Электроснабжение группы цехов медеелектролитного завода. – Миасс: ЮУрГУ; 2017, 112 с., 23 илл., 26 таблиц. Библиографический список – 13 наименования, 4 листа чертежей формата А1.

В выпускной квалификационной работе на основе технико-экономического сравнения нескольких вариантов выбран более экономичный и технически выгодный вариант, обеспечивающий надежное электроснабжение медеелектролитного завода. Этот вариант оказался дешевле альтернативного на 0,1 %.. Также произведен расчет компенсации реактивной мощности и определен коэффициент мощности который действительно возможен для рассматриваемого завода. Он оказался равным 0,21. Произведен расчет релейной защиты силового трансформатора. В разделе специальный вопрос рассмотрено выполнение освещения главной понизительной подстанции светодиодными светильниками, а в разделе безопасность жизнедеятельности- оборудование главной понизительной подстанции молниезащитой.

					13.03.02.2017.197 ПЗ ВКР			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Электроснабжение медеелектролитного завода	Лит.	Лист	Листов
Разр.		Степаненко Е.А		22.06.17				
Проб.		Гладких В.М.		22.06.17			3	112
Н.кон.		Смоленцев Н.И.		22.06.17		ЮУрГУ		
Утв.		Голощапов С.С.						

АННОТАЦИЯ

Степаненко Е.А. Электроснабжение группы цехов медеелектролитного завода. – Миасс: ЮУрГУ; 2017, 112 с., 23 илл., 26 таблиц. Библиографический список – 13 наименования, 4 листа чертежей формата А1.

В квалификационной выпускной работе на основе технико-экономического сравнения нескольких вариантов выбран более экономичный и технически выгодный вариант, обеспечивающий надежное электроснабжение медеелектролитного завода. Этот вариант оказался дешевле альтернативного на 0,1 %.. Произведен расчет компенсации реактивной мощности и определен коэффициент мощности который действительно возможен для рассматриваемого завода. Он оказался равным 0,21. Произведен расчет релейной защиты силового трансформатора. В разделе специальный вопрос рассмотрено выполнение освещения главной понизительной подстанции светодиодными светильниками, а в разделе безопасность жизнедеятельности- оборудование главной понизительной подстанции молниезащитой.

					13.03.02.2017.197 ПЗ ВКР			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разр.</i>		Степаненко Е.А			Электроснабжение медеелектролитного завода	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Пров.</i>		Гладких В.М.				3	112	
<i>Н.кон.</i>		Смоленцев Н.И.				ЮУрГУ		
<i>Утв.</i>		Голощанов С.С.						

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	6
Технический паспорт проекта.....	8
1 Сравнение отечественных и зарубежных технологий	11
2 Расчет электрических нагрузок предприятия.....	12
2.1 Расчет электрических нагрузок по механическому цеху.....	12
2.2 Расчет электрических нагрузок по предприятию.....	12
2.3 Расчет картограммы электрических нагрузок предприятия.....	30
3 Выбор числа, мощности и типы цеховых трансформаторов	33
4 Выбор трансформаторов ГПП	40
5 Внешнее электроснабжение предприятия	43
5.1 Потери электроэнергии в силовых трансформаторах ГПП.....	43
5.2 Расчет линии электропередачи от районной подстанции энергосистемы до ГПП предприятия	43
5.3 Расчет токов короткого замыкания.....	44
5.4 Выбор коммутационной аппаратуры в начале отходящих линий от подстанции энергосистемы и на вводе ГПП	46
6 Выбор величины напряжения и схемы внутреннего электроснабжения предприятия, расчет питающих линий.....	51
6.1 Выбор напряжения	51
6.2 Построение схемы внутреннего электроснабжения предприятия	51
6.3 Конструктивное выполнение электрической сети.....	51
6.4 Расчет питающих линий	52
7 Расчет токов короткого замыкания.....	58
8 Выбор электрооборудования системы электроснабжения предприятия..	66
8.1 Выбор ячеек комплектного распределительного устройства ГПП и РП.....	66
8.2 Выбор выключателей КРУ	67
8.3 Выбор трансформаторов тока в ячейках КРУ	69

					13.03.02.2017.197 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		4

8.4	Выбор трансформаторов напряжения	71
8.5	Проверка кабелей напряжением 10 кВ на термическую стойкость к токам короткого замыкания	74
8.6	Выбор трансформаторов собственных нужд ГПП.....	76
8.7	Выбор вводных и секционных автоматических выключателей РУ НН КТП и вводных аппаратов НРП	77
9	Компенсация реактивной мощности	79
10	Качество электрической энергии.....	88
11	Расчет релейной защиты силового трансформатора.....	94
12	Специальный вопрос: выполнение освещения открытого распределительного устройства ГПП усовершенствованными светильниками (светодиодными).....	105
13	БЖД Расчет молниезащиты ГПП.....	107
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	110
	БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК.....	111

ВВЕДЕНИЕ

Системой электроснабжения (СЭС) называют совокупность устройств для производства, передачи и распределения электроэнергии. Системы электроснабжения промышленных предприятий создаются для питания электроэнергией электроприемников предприятий и должны отвечать определенным технико-экономическим требованиям: они должны обладать минимальными затратами при соблюдении всех технических норм; обеспечивать требуемую надежность электроснабжения и надлежащее качество электрической энергии; быть удобны в эксплуатации и безопасны для обслуживающего персонала; иметь достаточную гибкость, позволяющую обеспечивать безопасные режимы эксплуатации как в нормальном, так и в послеаварийном режимах; позволять осуществление реконструкций без существенного капиталовложения в отличие от первоначального варианта.

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

Чтобы система электроснабжения удовлетворяла всем предъявляемым к ней требованиям, необходимо при проектировании что бы учитывалось большое число различных факторов, то есть использовать системный подход к решению задачи. Кроме того, системе электроснабжения свойственно наличие глубоких внутренних связей, не позволяющих расчленять системный, комплексный подход, учитывающий взаимовлияние факторов, а так же их динамичности.

Таким образом, создание рациональной системы электроснабжения промышленного предприятия является сложной задачей, выбор рациональных напряжений включающей в себя выбор рационального числа трансформаций, , правильный выбор места размещения цеховых подстанций и ГПП, совершенствование методики определения электрических нагрузок, рациональный

					13.03.02.2017.197 ПЗ ВКР	Лист
						6
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

выбор числа и мощности трансформаторов, схем электроснабжения и их параметров, а также сечений проводов и жил кабелей, способов компенсации реактивной мощности, автоматизации, диспетчеризации и др. Принятие оптимальных решений на каждом новом этапе проектирования ведет к сокращению потерь, повышению безопасности и надежности, способствует осуществлению качественного построения системы электроснабжения.

					13.03.02.2017.197 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		7

Технический паспорт проекта

Основные характеристики потребителей и системы электроснабжения группы цехов медеэлектролитного завода.

1) Суммарная установленная мощность электроприёмников предприятия напряжением выше 1000 В: 48180 кВт

2) Суммарная установленная мощность электроприёмников предприятия напряжением ниже 1000 В: 10912 кВт.

3) По надежности электроснабжения потребители медеэлектролитного завода относятся ко второй и третьей категориям.

К потребителям второй категории относятся:

- Цех № 1 электролиза медной фольги
- Цех № 2 электролиза медной фольги
- Отделение водоподготовки
- Градирня
- Холодильно-компрессорная установка
- Цех строительной техники
- Цех электролиза меди
- Медеплавильный цех
- Котельная
- Цех товаров народного потребления
- Заводоуправление

К потребителям третьей категории относятся:

- Ремонтно-строительный цех
- Ремонтно-механический цех
- Автотранспортный цех
- Железнодорожный цех
- Центральный склад

4) Полная расчетная мощность на шинах ГПП: 43442 кВА.

5) Коэффициенты реактивной мощности:

					13.03.02.2017.197 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		8

- заданный энергосистемой $\text{tg}\varphi_s=0,5$;
- естественный $\text{tg}\varphi_e=0,72$.
- расчетный $\text{tg}\varphi_p=0,28$.

6) Напряжение внешнего электроснабжения: 110 кВ.

7) Мощность короткого замыкания в точке присоединения к энергосистеме питающих предприятие линий: 4000 МВА.

8) Расстояние от предприятия до питающей подстанции энергосистемы 6,5 км; питающая воздушная линия выполнена проводом марки АС-120/19.

9) На ГПП установлены два трансформатора типа ТДН-40000/110.

10) Напряжение внутреннего электроснабжения предприятия: 10 кВ.

11) Тип принятых ячеек распределительного устройства ГПП: К-104М.

12) Для питания потребителей напряжением ниже 1000 В устанавливается 11 цеховых трансформаторных подстанций с трансформаторами типа ТМЗ мощностью 250, 400, 630, 1000 кВА и ТМГ мощностью 160 кВА.

13) Тип кабельных линий: ААБВГУ, сечения: 3x50, 3x95, 3x120, 3x630, 4x16, 4x35, 4x70, 4x120, 4x300. Соединение силовых трансформаторов ГПП с КРУ-10 кВ осуществляется с помощью токопровода.

Характеристика производства

В проекте предусматривается проектирование системы электроснабжения медеелектролитного завода. На данном предприятии производятся огневое и электролитическое рафинирование черновой меди, переработка медного лома и отходов, содержащих драгоценные металлы. Предприятие производит медь и драгоценные металлы (как побочный продукт рафинирования меди).

По надежности электроснабжения медеелектролитный завод можно отнести ко второй категории, так как технологические цеха допускают перерыв электроснабжения на время переключений. Но на территории завода имеются и цеха третьей категории.

На территории предприятия состояние окружающей среды можно считать загрязненным, так как есть цеха, агрессивные по отношению к окружающей среде.

					13.03.02.2017.197 ПЗ ВКР	Лист
						9
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Поэтому требуется выбор оборудования на ОРУ ГПП с усиленным классом изоляции.

Почти все кабельные линии предприятия проложены в земле, то необходимо отметить, что грунт характеризуется средней коррозионной активностью, также в грунте завода присутствуют блуждающие токи и растягивающие усилия. Все это следует учитывать при выборе типа кабельных линий, чтобы был выдержан срок службы этих линий, установленный производителем.

Медьэлектролитный завод, систему электроснабжения которого необходимо спроектировать, по своей расчетной нагрузке относится к категории средних предприятий. Состав электроприемников завода и их технические характеристики создают благоприятные условия для проектирования системы электроснабжения, а также этому способствует удобное для проектирования расположение цехов по территории предприятия. Следовательно, имеются все предпосылки для создания системы электроснабжения, которая удовлетворяла бы всем предъявляемым к ней требованиям.

					13.03.02.2017.197 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		10

1 СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ЗАРУБЕЖНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

Автоматические выключатели на 0,4 кВ, устанавливаемые на ТП изготавливают как российские, так и зарубежные компании. Рассмотрим российские автоматические выключатели серии ВА53-43, производимые заводом «КЕАЗ» и серии Masterpact производства «Schneider Electric». Параметры автоматических выключателей сведены в таблицу 1.1. Аппараты предназначены включать, проводить в течение нормированного времени и отключать токи при нормированных и ненормальных условиях в цепи, таких как короткое замыкание, перегрузки, недопустимые снижения напряжения.

Таблица 1.1 – Параметры автоматических выключателей

Сравниваемый параметр	Каталожные данные ВА53-43	Каталожные данные Masterpact NW
$I_{ном}, А$	1600	1600
$U_{ном}, В$	660	660
$I_{п.о.}, кА$	80	42
$t_{откл.}, мкс$	25	25
Износостойкость:		
- механическая (циклов В/О)	6300	25000
- электрическая (циклов В/О при 440В)	1250	6000
Размер, ШхВхГ	425x360x160	301x276x196
Цена, руб	42568	105638

В результате сравнения было выявлено, что по своим характеристикам автоматические выключатели ВА53-43 и Masterpact NW схожи, за исключением характеристик по износостойкости, но цена у Masterpact NW существенно выше, а значит к установке на низкой стороне ТП следует применять автоматические выключатели ВА53-43.

2 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК МЕДЕЭЛЕКТРОЛИТНОГО ЗАВОДА

2.1 Расчет электрических нагрузок по механическому цеху

Для расчетов электрических нагрузок предприятия будем использовать метод упорядоченных диаграмм. Положения этого метода приведены в «Руководящих указаниях по расчету электрических нагрузок» (РТМ 36.18.32.4-92) на основе исследований, проведенных ВНИПИ «Тяжпромэлектропроект».

Согласно этому методу системы электроснабжения с точки зрения расчета электрических нагрузок разделены на 6 уровней. Сначала проведем расчет для системы второго уровня, к которой относятся распределительные шинопроводы и щиты, с которых непосредственно питаются отдельные электроприемники напряжением до 1000 В. Для примера проведем расчет ремонтно-механического цеха, состоящего из 6 отделений, в которых установлены распределительные шинопроводы.

План ремонтно-механического цеха приведен на рисунке 2.1.



Рисунок 2.1 – План ремонтно-механического цеха

Проведем подробный расчет нагрузок в термическом участке цеха. На этом участке находятся 12 электроприемников общей номинальной мощностью 239 кВт.

В этом отделении 7 однофазных приемников, подключаемых на линейное и фазное напряжение. Их мощности необходимо равномерно распределить между

фазами. Приведем расчет нагрузок индукционной печи подключенной на линейное напряжение U_{ab} .

Для этого воспользуемся коэффициентами приведения k и q к фазам [1]. Зная $\cos\varphi$, определяем $\operatorname{tg}\varphi$. Найдем среднюю нагрузку на фазы a и b .

$$\begin{aligned} P_C &= P_{ab} \cdot k \cdot K_{ИА} \\ Q_C &= P_{ab} \cdot q \cdot K_{ИА} \end{aligned} \quad (1)$$

где P_{ab} – мощность приемников, подключенных на U_{ab} .

$$P_{C(a)} = 40 \cdot 0,845 \cdot 0,8 = 27,0 \text{ кВт}$$

$$P_{C(b)} = 40 \cdot 0,115 \cdot 0,8 = 5,0 \text{ кВт}$$

$$Q_{C(a)} = 40 \cdot 0,3 \cdot 0,8 = 9,6 \text{ квар}$$

$$Q_{C(b)} = 40 \cdot 0,88 \cdot 0,8 = 28,2 \text{ квар}$$

Аналогично рассчитываем остальные мощности. Результаты расчетов сведены в таблицу 2.1.

Затем рассчитываем трехфазные нагрузки в отделениях. Значения коэффициента использования по активной мощности $K_{ИА}$ и коэффициента мощности $\cos\varphi$ для каждой из групп электроприемников определяется по справочной литературе [1]. Зная $\cos\varphi$, определяем $\operatorname{tg}\varphi$.

Далее для каждой группы однотипных электроприемников с равной единичной мощностью находим среднюю нагрузку:

$$\begin{aligned} P_C &= n \cdot K_{ИА} \cdot P_{НОМ} \\ Q_C &= n \cdot K_{ИА} \cdot P_{НОМ} \cdot \operatorname{tg}\varphi, \end{aligned} \quad (2)$$

где $P_{НОМ}$ – номинальная активная мощность группы однотипных электроприемников, кВт.

n – число однотипных электроприемников подключенных к ШР.

Для вентилятора $P_{НОМ}=7$ кВт, $n=1$; $\cos\varphi=0,8$, $K_{ИА}=0,65$:

$$P_C = 1 \cdot 0,65 \cdot 7 = 4,6 \text{ кВт},$$

$$Q_C = 1 \cdot 0,65 \cdot 7 \cdot 0,75 = 3,4 \text{ квар}.$$

Аналогично рассчитываются другие нагрузки отделений, результаты расчета сведены в таблицу 2.2.

Находим эффективное число n_3 приемников:

					13.03.02.2017.197 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		13

$$n_{\text{Э}} = \frac{\left(\sum_{i=1}^n p_{\text{НОМ}i}\right)^2}{\sum_{i=1}^n p_{\text{НОМ}i}^2}, \quad (3)$$

где n – реальное число приемников;

$p_{\text{НОМ}i}$ – номинальная активная мощность i -го электроприемника, кВт.

Например, для распределительного шинпровода термического участка

$$n_{\text{Э}} = \frac{268^2}{17186} = 4.$$

Затем определяем средневзвешенное значение коэффициента использования по шинпроводу:

$$K_{\text{ИА}} = \frac{\sum_{i=1}^n k_{\text{ИА}i} \cdot p_{\text{НОМ}i}}{\sum_{i=1}^n p_{\text{НОМ}i}}, \quad (4)$$

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

$$K_{\text{ИА}} = \frac{136,0}{239} = 0,79.$$

Средневзвешенное значение $\text{tg } \varphi$ определяем по формуле:

$$\text{tg } \varphi = \frac{\sum_{i=1}^n k_{\text{ИА}i} \cdot p_{\text{НОМ}i} \cdot \text{tg } \varphi_i}{\sum_{i=1}^n k_{\text{ИА}i} \cdot p_{\text{НОМ}i}}, \quad (5)$$

где $\text{tg } \varphi_i$ – коэффициент реактивной мощности i -го приемника.

$$\text{tg } \varphi = \frac{64,9}{189,2} = 0,34.$$

По полученному значению $\text{tg } \varphi$ находим значение $\cos \varphi$.

Для системы второго уровня, согласно РТМ, расчетные мощности определяются по формулам:

$$P_{\text{P}} = K_{\text{РА}} \cdot \sum_{i=1}^n k_{\text{ИА}i} \cdot p_{\text{НОМ}i}, \quad (6)$$

					13.03.02.2017.197 ПЗ ВКР	Лист
						14
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$Q_p = K_{pp} \cdot \sum_{i=1}^n k_{ИАi} \cdot p_{НОМi} \cdot \operatorname{tg}\phi_i, \quad (7)$$

где $K_{РА}$ – коэффициент расчетной нагрузки по активной мощности, находим по таблице в РТМ в зависимости от эффективного числа электроприемников и средневзвешенного коэффициента использования по активной мощности $K_{РА}=f(n_{Э}, K_{ИА})$;

K_{pp} – коэффициент расчетной нагрузки по реактивной мощности, можно считать:

$$K_{pp} = 1 + \frac{1}{6 \cdot \sqrt{n_{Э}}}. \quad (8)$$

Полная расчетная нагрузка:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}, \quad (9)$$

Расчетный ток:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}, \quad (10)$$

где $U_{НОМ}$ – номинальное напряжение, кВ.

Следовательно, для рассматриваемого шинпровода $K_{РА}=1,00$, тогда

$$K_{pp} = 1 + \frac{1}{6 \cdot \sqrt{8}} = 1,06;$$

$$P_p = 1,0 \cdot 189,2 = 189,2 \text{ кВт};$$

$$Q_p = 1,06 \cdot 64,9 = 68,7 \text{ квар};$$

$$S_p = \sqrt{189,2^2 + 68,7^2} = 201,2 \text{ кВА};$$

$$I_p = \frac{201,2}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 290,5 \text{ А}.$$

Аналогично рассчитываем и нагрузки других отделений, результаты расчета сведены в таблицу 2.2.

После расчета нагрузок по отделениям переходим к расчету нагрузок в целом по цеху, то есть необходимо определить электрические нагрузки на сборных шинах напряжением 0,4 кВ цеховых трансформаторных подстанций, а это уже система третьего уровня.

Расчетные активная и реактивная мощности находим по формулам:

					13.03.02.2017.197 ПЗ ВКР	Лист
						15
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$P_p = K_{PA} \cdot \sum_{i=1}^n k_{ИАi} \cdot P_{НОМi}, \quad (11)$$

$$Q_p = K_{PA} \cdot \sum_{i=1}^n k_{ИАi} \cdot P_{НОМi} \cdot \operatorname{tg}\phi_i, \quad (12)$$

где K_{PA} – коэффициент расчетной нагрузки по активной мощности, зависит от тех же величин, что и на втором уровне, находим в РТМ по другой таблице.

Коэффициенты расчетной нагрузки по активной и реактивной мощности принимаются равными между собой, так как на третьем уровне графики активной нагрузки становятся более ровными во времени, чем в узлах системы второго уровня.

При расчете нагрузок по цеху в целом необходимо определить эффективное число приемников, средневзвешенные коэффициенты использования и реактивной мощности по формулам (3), (4) и (8) соответственно.

Следовательно, для ремонтно-механического цеха

$$n_{\text{Э}} = \frac{1691^2}{39872} = 72;$$

$$K_{ИА} = \frac{561}{1691} = 0,33;$$

$$\operatorname{tg}\phi = \frac{431}{561} = 0,77; \quad \cos\phi = 0,82;$$

$$K_{PA} = f(n_{\text{Э}}, K_{ИА}, T_0) = 0,70;$$

$$P_p = 0,70 \cdot 561 = 392,9 \text{ кВт};$$

$$Q_p = 0,70 \cdot 431 = 301,6 \text{ квар.}$$

Чтобы получить полную расчетную мощность цеха, нужно учитывать осветительную нагрузку. Расчетная нагрузка осветительных приемников определяется по удельной осветительной нагрузке на единицу производственной поверхности пола с учетом коэффициента спроса:

$$P_{\text{РОСВ}} = K_{\text{СОСВ}} \cdot P_{\text{УОСВ}} \cdot F_{\text{Ц}}, \quad (14)$$

где $K_{\text{СОСВ}}$ – коэффициент спроса по активной мощности осветительной нагрузки;
 $P_{\text{УОСВ}}$ – удельная осветительная нагрузка на 1 м^2 производственной поверхности

					13.03.02.2017.197 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		16

пола цеха, Вт;

$F_{\text{ц}}$ – поверхность пола цеха, м^2 , определяется по генплану.

Расчетная реактивная мощность осветительной нагрузки

$$Q_{\text{РОСВ}} = P_{\text{РОСВ}} \cdot \text{tg}\varphi_{\text{РОСВ}}, \quad (15)$$

где $\text{tg}\varphi_{\text{РОСВ}}$ – коэффициент реактивной мощности осветительной нагрузки.

Для механического цеха цеха $K_{\text{СОСВ}}=0,85$; $P_{\text{УОСВ}}=0,01$ кВт/ м^2 ; $F_{\text{ц}}=7200$ м^2 ;
 $\text{tg}\varphi_{\text{РОСВ}}=1$; $\cos\varphi_{\text{РОСВ}}=0,7$.

$$P_{\text{РОСВ}} = 0,85 \cdot 0,01 \cdot 7200 = 61,2 \text{ кВт};$$

$$Q_{\text{РОСВ}} = 61,2 \cdot 1 = 61,2 \text{ квар.}$$

Сложив расчетные мощности силовой и осветительной нагрузки, получим расчетные активную и реактивную нагрузки цеха и, следовательно, можем определить полную расчетную низковольтную нагрузку цеха S_p :

$$S_p = \sqrt{(P_p + P_{\text{РОСВ}})^2 + (Q_p + Q_{\text{РОСВ}})^2}, \quad (16)$$

$$S_p = \sqrt{(392,9 + 61,2)^2 + (301,6 + 61,2)^2} = 581,3 \text{ кВА.}$$

Расчетный ток:

$$I_p = \frac{581,3}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 839,0 \text{ А.}$$

На этом расчет нагрузок по механическому цеху заканчивается, все данные расчетов представлены в таблице 2.2.

					13.03.02.2017.197 ПЗ ВКР	Лист
						17
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 2.1 – Однофазная нагрузка

Наименование узлов СЭС и ЭП	P _{НОМ} , кВт	P _{НОМΣ} , кВт	n	n•P _{НОМ} ²	Установленная мощность ЭП подключенных на линейное напряжение			Коэффициенты приведения			Установленные мощности ЭП подключенных на фазное напряжение			k _{иа}	cosφ	tgφ	Средние мощности за наиболее загруженную смену							
					ab	bc	ca	к фазе	k	q	a	b	c				P _c , кВт			Q _c , квар				
																	a	b	c	a	b	c		
<u>Сборочно-сварочное оборудование (ШР-2)</u>																								
ОЭП подключенные на Ул:					40																			
Печь сопротивления однофазная	20	20	1	400				a	0,845	0,3	-	-	-	0,80	0,95	0,33	27,0			9,6				
Печь индукционная однофазная	40	80	2	3200		70		b	0,155	0,88	-	-	-							5,0			28,2	
Печь шахтная однофазная	14	50	2	1250				b	0,845	0,3	-	-	-							47,3			16,8	
							40	c	0,155	0,88	-	-	-									8,7		49,3
								c	0,845	0,3	-	-	-						27,0		9,6			
								a	0,155	0,88	-	-	-				5,0			28,2				
Итого по ОЭП подкл. на Ул		150	5	4850	40	70	40							0,80	0,95	0,33	42,0	52,3	35,7	37,8	45,0	58,9		
ОЭП подключенные на Уф:																								
Трансформатор сварочный	10	20	2	200	-	-	-	-	-	-	10	-	10	0,80	0,95	0,33	8	0	8	2,6	0,0	2,6		
Итого по ОЭП подкл. на Уф:		20	2	200	-	-	-	-	-	-	10	-	10	0,80	0,95	0,33	8	0	8	2,6	0,0	2,6		
Всего по ОЭП:		170	7	5050										0,80	0,95	0,33	40,0	52,3	43,7	40,4	45,0	61,5		

Изм.

Лист

№ докум.

Подпись

Дата

13.03.02.2017.197 ПЗ ВКР

19

Лист

Таблица 2.2 – Расчет нагрузок по механическому цеху

Наименование узлов СЭС и электроприемников	n	Уст мощ-ть		K _{иА}	cosφ	tgφ	P _с , кВт	Q _с , кВт	n•P _{НОМ} ²	nЭ	K _{РА}	K _{РР}	P _Р , кВт	Q _Р , квар	S _Р , кВА	I _Р , А
		P _{НОМ} , кВт	P _{СУМ} , кВт													
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Участок 1 механической обработки (ШР-1)																
Тепловая завеса	2	30	60,0	0,50	0,70	1,02	30,0	30,6	1800,0							
Станок долбежный	5	6,7	33,5	0,14	0,65	1,17	4,7	5,5	224,5							
Станок поперечно-строгальный	3	14	42,0	0,14	0,65	1,17	5,9	6,9	588,0							
Станок заточной	5	0,75	3,8	0,14	0,65	1,17	0,5	0,6	2,8							
Станок токарный	3	11	33,0	0,14	0,65	1,17	4,6	5,4	363,0							
Кран-балка	2	8,5	17,0	0,30	0,50	1,73	5,1	8,8	144,5							
Итого по ШР-1	20	0,75/30	189,3	0,27	0,66	1,14	50,8	57,8	3122,8	11	1,18	1,05	60,0	60,7	85,3	123,1
Участок 2 механической обработки (ШР-2)																
Станок зубонарезной	4	11,7	46,8	0,14	0,65	1,17	6,6	7,7	547,6							
Станок вертикально-фрезерный	5	13	65,0	0,14	0,65	1,17	9,1	10,6	845,0							
Станок шлифовальный	3	14	42,0	0,14	0,65	1,17	5,9	6,9	588,0							
Станок токарный	5	16	80,0	0,20	0,65	1,17	16,0	18,7	1280,0							
Станок горизонтально-расточной	3	29	87,0	0,20	0,65	1,17	17,4	20,3	2523,0							
Станок радиально-сверлильный	3	6,9	20,7	0,14	0,65	1,17	2,9	3,4	142,8							
Пила дисковая	4	8,9	35,6	0,30	0,60	1,33	10,7	14,2	316,8							
Пила ножовочная	4	1,7	6,8	0,30	0,70	1,02	2,0	2,1	11,6							
Тележка вспомогательная	4	1,4	5,6	0,30	0,70	1,02	1,7	1,7	7,8							
Тепловая завеса	1	1,4	1,4	0,50	0,70	1,02	0,7	0,7	2,0							
Итого по ШР-2	36	1,4/29	390,9	0,19	0,65	1,18	72,9	86,4	6264,6	24	1,21	1,03	88,2	89,3	125,5	181,2
Участок 3 механической обработки (ШР-3)																
Станок универсально-заточной	5	4,5	22,5	0,14	0,65	1,17	3,2	3,7	101,3							
Станок карусельный	1	50	50,0	0,20	0,65	1,17	10,0	11,7	2500,0							

Продолжение таблицы 2.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Станок радиально-сверлильный	3	6,9	20,7	0,14	0,65	1,17	2,9	3,4	142,8							
Станок центровочный	3	1,7	5,1	0,14	0,65	1,17	0,7	0,8	8,7							
Машина наплавочная	3	11,7	35,1	0,28	0,75	0,88	9,8	8,7	410,7							
Пресс гидравлический	3	2,8	8,4	0,14	0,65	1,17	1,2	1,4	23,5							
Станок токарно-винторезный	3	15	45,0	0,14	0,65	1,17	6,3	7,4	675,0							
Ножницы гильотинные	4	7	28,0	0,25	0,75	0,88	7,0	6,2	196,0							
Итого по ШР-3	25	1,7/50	214,8	0,19	0,69	1,05	41,1	43,2	4057,9	11	1,40	1,05	57,5	45,3	73,2	105,7
Участок по ремонту оборудования (ШР-4)																
Станок токарно-винторезный	4	7,5	30,0	0,14	0,65	1,17	4,2	4,9	225,0							
Станок универсально-фрезерный	5	3	15,0	0,14	0,65	1,17	2,1	2,5	45,0							
Станок точильный	3	1	3,0	0,14	0,65	1,17	0,4	0,5	3,0							
Станок сверлильный	2	10	20,0	0,14	0,65	1,17	2,8	3,3	200,0							
Станок долбежный	3	6,8	20,4	0,14	0,65	1,17	2,9	3,3	138,7							
Итого по ШР-4	17	1/10	88,4	0,14	0,65	1,17	12,4	14,5	611,7	13	1,61	1,05	19,9	15,1	25,0	36,1
Заготовительное отделение (ШР-5)																
Пресс-ножницы	2	9,5	19,0	0,20	0,5	1,73	3,8	6,6	180,5							
Вальцы	2	9	18,0	0,14	0,65	1,17	2,5	2,9	162,0							
Станок вертикально-сверлильный	2	9,6	19,2	0,15	0,4	2,29	2,9	6,6	184,3							
Ножницы гильотинные	2	9	18,0	0,17	0,65	1,17	3,1	3,6	162,0							
Преобразователь сварочный	2	14	28,0	0,25	0,65	1,17	7,0	8,2	392,0							
Трансформатор сварочный	2	15	30,0	0,25	0,65	1,17	7,5	8,8	450,0							
Кран-балка	2	16,5	33,0	0,20	0,5	1,73	6,6	11,4	544,5							
Итого по ШР-5	14	9/9,6	165,2	0,12	0,57	1,45	19,3	27,9	2075,3	13	1,80	1,05	34,7	29,2	45,3	65,4
Кузнечное отделение (ШР-6)																
Печь термическая	1	90	90,0	0,80	0,95	0,33	72,0	23,7	8100,0							

Изм.

Лист

№ док-м.

Подпись

Дата

13.03.02.2017.197 ПЗ ВКР

21

Лист

Продолжение таблицы 2.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Молот	2	35	70,0	0,50	0,6	1,33	35,0	46,7	2450,0							
Станок гибочный	1	1,7	1,7	0,20	0,65	1,17	0,3	0,4	2,9							
Станок продольно строгальный	2	46	92,0	0,20	0,65	1,17	18,4	21,5	4232,0							
Установка термообработки колес	2	25	50,0	0,70	0,8	0,75	35,0	26,3	1250,0							
Кран-укосина ПВ=25%	2	1	1,0	0,30	0,5	1,73	0,3	0,5	2,0							
Итого по ШП-6	10	1/90	304,7	0,53	0,80	0,74	161,0	119,0	16036,9	6	1,11	1,07	178,8	127,3	219,4	316,7
Термический участок (ШП-7)																
Однофазная нагрузка	7		170,0	0,80	0,95	0,33	136,0	44,7	5050,0							
Тельфер	2	2,0	2,0	0,30	0,50	1,73	0,6	1,0	8,0							
Печь термическая	2	30,0	60,0	0,80	0,95	0,33	48,0	15,8	1800,0							
Вентилятор	1	7,0	7,0	0,65	0,80	0,75	4,6	3,4	49,0							
Итого по ШП-7	12	2/30	239,0	0,79	0,95	0,34	189,2	64,9	6907,0	8	1,00	1,06	189,2	68,7	201,2	290,5
Слесарный участок (ШП-8)																
Станок универсально-заточной	3	1	3,0	0,14	0,65	1,17	0,4	0,5	3,0							
Станок вертикально-фрезерный	3	5,6	16,8	0,14	0,65	1,17	2,4	2,7	94,1							
Наждак	2	2,8	5,6	0,25	0,65	1,17	1,4	1,6	15,7							
Станок сверлильный	2	1	2,0	0,14	0,65	1,17	0,3	0,3	2,0							
Станок токарно-винторезный	3	11	33,0	0,14	0,65	1,17	4,6	5,4	363,0							
Станок горизонтально-фрезерный	4	8,8	35,2	0,14	0,65	1,17	4,9	5,8	309,8							
Наждак	1	2,8	2,8	0,25	0,65	1,17	0,7	0,8	7,8							
Итого по ШП-8	18	1/11	98,4	0,15	0,65	1,17	14,7	17,2	795,4	12	1,56	1,05	22,9	18,0	29,2	42,1
Итого по цеху:	152	0,75/90	1691	0,33	0,79	0,77	561	431	39872	72	0,70	0,70	392,9	301,6	495,3	714,9
Освещение		$P_{уд.осв},$ кВт/м ²	$F, м^2$	$K_{иА}$	$\cos\varphi$	$tg\varphi$	$P_c,$ кВт	$Q_c,$ квар			$K_{РА}$	$K_{РР}$	$P_p,$ кВт	$Q_p,$ квар		
РМЦ		0,01	7200	0,85	0,7	1	61,2	61,2			1	1	61,2	61,2		
Итого по РМЦ													454,1	362,8	581,3	839,0

2.2 Расчет электрических нагрузок по предприятию

В начальных данных заданы суммарные установленные мощности приемников по цехам, эффективное число использования электроприемников для низковольтной нагрузки и количество и мощность двигателей (высоковольтная нагрузка). Высоковольтные и низковольтные электроприемники рассчитываются отдельно.

Расчет начинаем с определения низковольтных нагрузок по цехам, то есть мы должны определить расчетную мощность на сборных шинах 0,4 кВ цеховых трансформаторных подстанций. Средневзвешенные коэффициенты использования $K_{ИА}$ и реактивной мощности $\operatorname{tg}\phi$ по цехам задаются в условии к работе.

Например, суммарная установленная мощность электроприемников напряжением 0,4 кВ цеха №1 электролиза медной фольги $P_{НОМ}=1200$ кВт, эффективное число электроприемников $n_{Э} = 45$, коэффициент использования по активной мощности $K_{ИА}=0,75$, $\cos\phi=0,8$, $\operatorname{tg}\phi=\operatorname{tg}(\arccos(0,8))=0,75$.

Для каждого цеха находим среднюю нагрузку:

$$\begin{aligned} P_C &= k_{ИА} \cdot P, \\ Q_C &= k_{ИА} \cdot P_{НОМ} \cdot \operatorname{tg}\phi, \end{aligned} \quad (17)$$

где $P_{НОМ}$ – установленная активная мощность электроприемников цеха, напряжением 0,4кВ, кВт.

Средняя активная мощность цеха

$$P_C = 0,75 \cdot 1200 = 900 \text{ кВт};$$

средняя реактивная мощность цеха

$$Q_C = 900 \cdot 0,75 = 675 \text{ квар.}$$

Расчетные активная и реактивная мощности определяются по формулам:

$$P_P = K_{РА} \cdot k_{ИА} \cdot p_{НОМ}, \quad (18)$$

$$Q_P = K_{РА} \cdot k_{ИА} \cdot p_{НОМ} \cdot \operatorname{tg}\phi, \quad (19)$$

где $K_{РА}$ – коэффициент расчетной нагрузки по активной мощности, приводится в «Руководящих указаниях по расчету электрических нагрузок» (РТМ 36.18.32.4-92) на основе исследований, проведенных ВНИПИ «Тяжпромэлектропроект».

					13.03.02.2017.197 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		22

в зависимости от эффективного числа приемников и средневзвешенного коэффициента использования по активной мощности $K_{РА}=f(n_{Э}, K_{ИА})$.

Коэффициент расчетной нагрузки по активной мощности

$$K_{РА}=0,85;$$

расчетная активная мощность цеха от низковольтных электроприемников

$$P_p = 0,85 \cdot 900 = 765 \text{ кВт};$$

расчетная реактивная мощность

$$Q_p = 0,85 \cdot 675 = 574 \text{ квар.}$$

Для получения полной расчетной мощности цеха, необходимо учитывать осветительную нагрузку. Расчетная нагрузка осветительных электроприемников определяется по удельной осветительной нагрузке на единицу производственной поверхности пола с учетом коэффициента спроса:

$$P_{РОСВ} = K_{СОСВ} \cdot P_{УОСВ} \cdot F_{Ц}, \quad (20)$$

где $K_{СОСВ}$ – коэффициент спроса по активной мощности осветительной нагрузки;

$P_{УОСВ}$ – удельная осветительная нагрузка на 1 м² производственной поверхности пола цеха, Вт;

$F_{Ц}$ – поверхность пола цеха, м², определяется по генплану.

Расчетная реактивная мощность осветительной нагрузки

$$Q_{РОСВ} = P_{РОСВ} \cdot \operatorname{tg}\phi_{РОСВ}, \quad (21)$$

где $\operatorname{tg}\phi_{РОСВ}$ – коэффициент реактивной мощности осветительной нагрузки.

Площадь цеха $F_{Ц}=8340 \text{ м}^2$, $K_{СОСВ}=0,80$; $P_{УОСВ}=0,015 \text{ кВт/м}^2$; $\operatorname{tg}\phi_{РОСВ}=1$.

$$P_{РОСВ} = 0,80 \cdot 0,015 \cdot 8340 = 100 \text{ кВт};$$

$$Q_{РОСВ} = 100 \cdot 1 = 100 \text{ квар.}$$

Полная расчетная низковольтная нагрузка цеха определяется по формуле

$$S_p = \sqrt{(P_p + P_{РОСВ})^2 + (Q_p + Q_{РОСВ})^2}, \quad (22)$$

$$S_p = \sqrt{(765 + 100)^2 + (574 + 100)^2} = 1097 \text{ кВА.}$$

Так же рассчитываются электрические нагрузки остальных цехов, результаты расчета сведены в таблицу 2.3.

					13.03.02.2017.197 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		23

Далее заполняется итоговая строка по нагрузке 0,4 кВ, в которой слагаются номинальные активные мощности цехов, средние активные и реактивные нагрузки, расчетные активные и реактивные мощности от силовой и осветительной нагрузки цехов, а также учитывается расчетная нагрузка от освещения территории завода. Затем находится полная расчетная мощность предприятия от низковольтной нагрузки. Кроме того, необходимо определить средневзвешенные коэффициенты использования и реактивной мощности по формулам:

$$\operatorname{tg}\phi = \frac{\sum_{i=1}^n Q_P}{\sum_{i=1}^n P_P}, \quad (23)$$

$$K_{\text{ИА}} = \frac{\sum_{i=1}^n P_C}{\sum_{i=1}^n P_{\Sigma}}, \quad (24)$$

$$\operatorname{tg}\phi = \frac{6515}{7758} = 0,84;$$

$$K_{\text{ИА}} = \frac{6634}{10912} = 0,61.$$

При определении расчетной нагрузки высоковольтных ЭП следует учитывать, что коэффициент расчетной нагрузки $K_{\text{РА}}=1$, тогда расчетные активная и реактивная мощности будут равны соответственно средним активной и реактивной мощностям, для нахождения которых имеются все исходные данные.

Например, в цехе № 1 электролиза медной фольги установлено 4 преобразователя вентильных номинальной мощностью 650 кВт, следовательно, общая номинальная мощность:

$$P_{\text{НОМ}} = 4 \cdot 650 = 2600 \text{ кВт.}$$

Коэффициент использования $K_{\text{ИА}}=0,75$; $\cos \phi=0,85$; $\operatorname{tg}\phi=0,62$.

Тогда расчетные активная и реактивная мощности

$$P_P = 0,75 \cdot 2600 = 1950 \text{ кВт;}$$

$$Q_P = 1950 \cdot 0,62 = 1209 \text{ квар;}$$

					13.03.02.2017.197 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		24

полная расчетная мощность

$$S_p = \sqrt{1950^2 + 1209^2} = 2294 \text{ кВА.}$$

Затем заполняется итоговая строка по нагрузке 10 кВ аналогично итоговой строке по нагрузке 0,4 кВ.

Таблицу заканчивает строка «Итого по предприятию», в которой записываются суммарные данные по низковольтным и высоковольтным электроприемникам: номинальная активная мощность, средние и расчетные активные и реактивные нагрузки, а также средние для всего предприятия значения коэффициентов $K_{ИА}$, $\cos\varphi$, $\operatorname{tg}\varphi$. Расчетные активная и реактивная мощности всего предприятия будут определены позднее, после выбора цеховых ТП и расчета потерь в трансформаторах этих ТП.

Все расчеты сведены в таблицу 2.3.

					13.03.02.2017.197 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		25

Изм.	
Лист	
№ докум.	
Подпись	
Дата	
13.03.02.2017.197 ПЗ ВКР	
Лист	26

Таблица 2.3 – Расчет нагрузок по предприятию

№ цеха	Наименование цехов и узлов СЭС	n_{Σ}	P_{Σ} , кВт	$K_{иА}$	$\cos\varphi$	$\operatorname{tg}\varphi$	P_C , кВт	Q_C , квар	$K_{РА}$	P_P , кВт	Q_P , квар	$F_{Ц}$, м ²	$P_{УД}$, кВт/м ²	$K_{СО}$	$\cos\varphi_0$	$\operatorname{tg}\varphi_0$	$P_{РО}$, кВт	$Q_{РО}$, квар	$P_P+P_{РО}$, кВт	$Q_P+Q_{РО}$, квар	S , кВА
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
Низковольтная нагрузка																					
1	Цех №1 электролиза медной фольги	45	1200	0,75	0,80	0,75	900	675	0,850	765	574	8340	0,015	0,80	0,7	1	100	100	865	674	1097
2	Цех №2 электролиза медной фольги	55	1567	0,75	0,80	0,75	1175	881	0,800	940	705	17600	0,015	0,80	0,7	1	211	211	1151	916	1472
3	Отделение водоподготовки	25	865	0,80	0,85	0,62	692	429	0,900	623	386	9539	0,015	0,80	0,7	1	114	114	737	500	891
4	Цех электролиза меди	50	1350	0,75	0,80	0,75	1013	759	0,850	861	645	12800	0,015	0,80	0,7	1	154	154	1014	799	1291
5	Медеплавильный цех	45	1360	0,70	0,80	0,75	952	714	0,850	809	607	6000	0,015	0,80	0,7	1	72	72	881	679	1112
6	Градирня	5	250	0,80	0,85	0,62	200	124	0,930	186	115	2400	0,015	0,80	0,7	1	29	29	215	144	259
7	Холодильно-компрессорная установка	20	150	0,65	0,70	1,02	98	99	0,900	88	90	2400	0,015	0,80	0,7	1	29	29	117	118	166
8	Котельная	45	485	0,70	0,80	0,75	340	255	0,850	289	216	4000	0,010	0,75	0,7	1	30	30	319	246	403
9	Ремонтно-строительный цех	65	650	0,35	0,65	1,17	228	266	0,700	159	186	2400	0,010	0,85	0,7	1	20	20	180	207	274
10	Ремонтно-механический цех	72	1691	0,33	0,79	0,77	561	431	0,675	393	302	7200	0,010	0,85	0,7	1	61	61	454	363	581
11	Автотранспортный цех	25	130	0,35	0,65	1,17	46	53	1,000	46	53	1200	0,010	0,80	0,7	1	10	10	55	63	84
12	Цех строительной техники	12	122	0,25	0,70	1,02	31	31	1,200	37	37	2400	0,015	0,85	0,7	1	31	31	67	68	96
13	Железнодорожный цех	20	290	0,35	0,65	1,17	102	119	0,850	86	101	3200	0,010	0,85	0,7	1	27	27	113	128	171

Продолжение таблицы 2.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
14	Цех товаров народного потребления	45	500	0,40	0,70	1,02	200	204	0,750	150	153	1200	0,015	0,85	0,7	1	15,3	15,3	165	168	236
15	Центральный склад	20	64	0,25	0,65	1,17	16	19	1,080	17	20	8800	0,010	0,75	0,7	1	66,0	66,0	83	86	120
16	Заводоуправление	40	238	0,35	0,65	1,17	83	97	1,000	83	97	6400	0,015	0,85	0,7	1	81,6	81,6	165	179	243
	Освещение территории											588121	0,002	1,00	0,7	1	1176	1176	1194	1196	1690
	Итого (0,4 кВ):	589	10912	0,61		0,84	6634	5157	0,834	5531	4288	684000					2227	2227	7758	6515	10131
	Высоковольтная нагрузка																				
1	Цех № 1 электролиза медной фольги (ПВ 650)	4	2600	0,75	0,85	0,62	1950	1209	1,00	1950	1209								1950	1209	2294
2	Цех № 2 электролиза медной фольги (ПВ650)	8	5200	0,80	0,85	0,62	4160	2578	1,00	4160	2578								4160	2578	4894
2	Цех № 2 электролиза медной фольги (ПВ7500)	4	30000	0,80	0,80	0,75	24000	18000	1,00	24000	18000								24000	18000	30000
4	Цех электролиза меди (ПВ2875)	2	5750	0,75	0,80	0,75	4313	3234	1,00	4313	3234								4313	3234	5391
5	Медеплавильный цех (СД315)	2	630	0,75	0,90	-0,48	473	-229	1,00	473	-229								473	-229	525
7	Холодильно-компрессорная установка (АД200)	4	800	0,80	0,85	0,62	640	397	1,00	640	397								640	397	753
7	Холодильно-компрессорная установка (СД1600)	2	3200	0,60	0,90	-0,48	1920	-930	1,00	1920	-930								1920	-930	2133

13.03.02.2017.197 ПЗ ВКР

Изм.

Лист

№ докум.

Подпись

Дата

27

Лист

Продолжение таблицы 2.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
	Итого (10 кВ):	26	48180	0,78	0,75	0,88	37455	26576	1,00	37455	26576								37455	26576	45990
	Итого по предприятию	615	59092	0,75	0,81	0,72	44089	31733	0,97	42986	30865								45213	33092	56030

Изм.

Лист

№ докум.

Подпись

Дата

13.03.02.2017.197 ПЗ ВКР

28

Лист

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2017.197 ПЗ ВКР

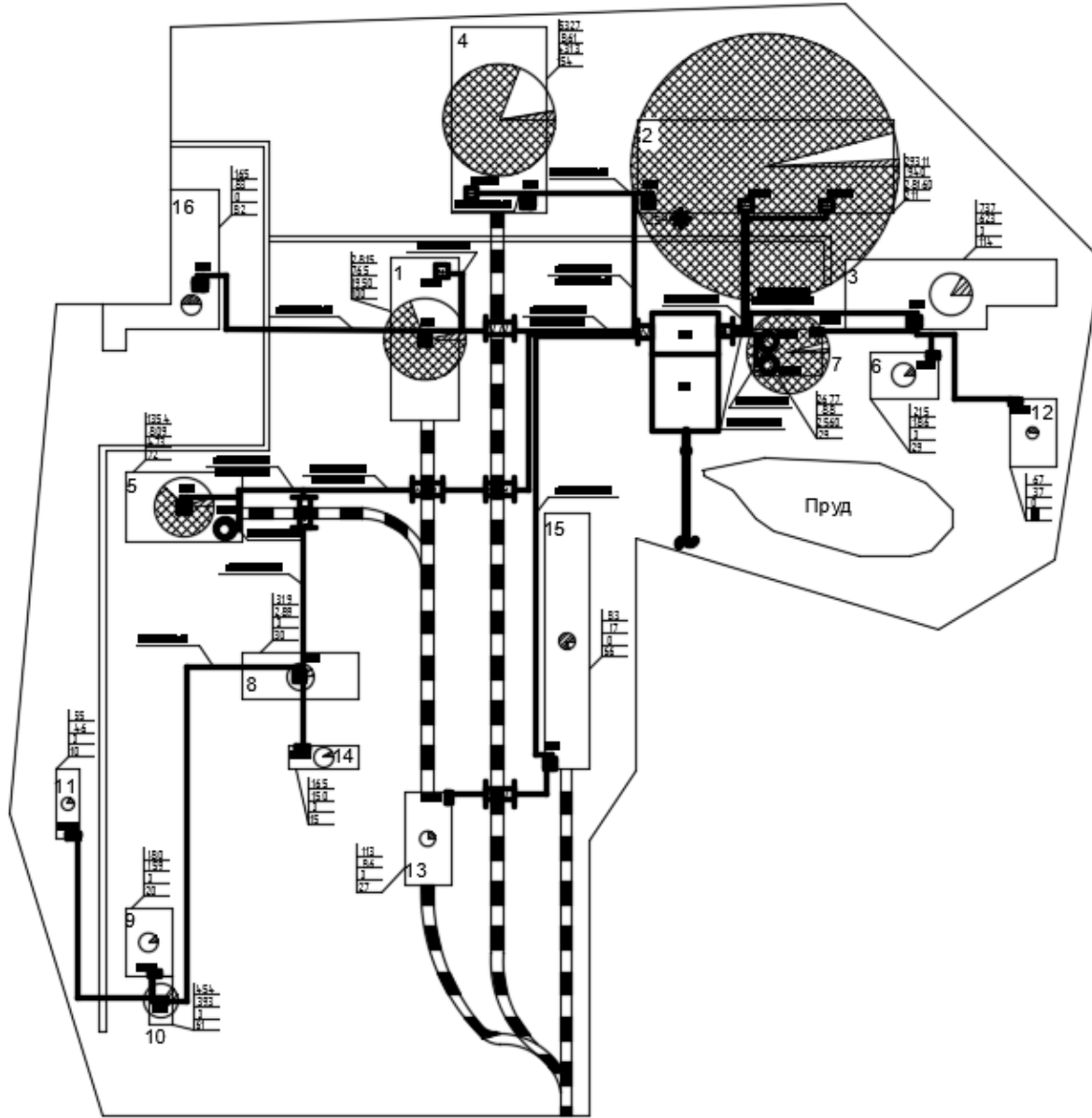


Рисунок 2.1 – План генеральный медэлектrolитного завода

2.3 Расчет картограммы электрических нагрузок медеэлектролитного завода

Картограмма нагрузок предприятия представляет собой размещенные на генеральном плане предприятия окружности, центры которых совпадают с центрами нагрузок цехов, а площади кругов пропорциональны расчетным активным нагрузкам. Каждый круг делится на секторы, площади которых пропорциональны расчетным активным нагрузкам электроприемников напряжением до 1000 В, электроприемников напряжением выше 1000 В и электрического освещения. При этом радиус окружности и углы секторов для каждого цеха соответственно определяются по формулам:

$$R_i = \sqrt{\frac{P_{Pi}}{\pi \cdot m}}, \quad (25)$$

$$\alpha_{H/Вi} = 360 \cdot \frac{P_{PH/Вi}}{P_{Pi}},$$
$$\alpha_{B/Вi} = 360 \cdot \frac{P_{PB/Вi}}{P_{Pi}}, \quad (26)$$
$$\alpha_{OCBi} = 360 \cdot \frac{P_{POCBi}}{P_{Pi}},$$

где P_{Pi} , $P_{PH/Вi}$, $P_{PB/Вi}$, P_{POCBi} – расчетные активные нагрузки соответственно всего цеха, электроприемников напряжением до 1 кВ, электроприемников напряжением выше 1 кВ и электрического освещения, кВт;

m – масштаб площадей картограммы нагрузок, кВт/мм².

Масштаб определим из условия, что радиус окружности, соответствующей минимальной расчетной нагрузке, был 50 мм. Тогда, согласно формуле (25)

$$m = \frac{55}{\pi \cdot 3^2} = 1,95 \text{ кВт/мм}^2.$$

Далее определяем радиусы окружностей и углы секторов для каждого цеха по формулам (25) и (26), результаты расчета сведены в таблицу 2.4.

Например, для цеха № 1 электролиза медной фольги из таблицы 2.4.

$$P_{PH/В} = 765 \text{ кВт},$$

					13.03.02.2017.197 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		30

$$P_{\text{РОСВ}}=200 \text{ кВт},$$

$$P_{\text{РВ/В}}=1950 \text{ кВт},$$

$$P_{\text{Р}}=P_{\text{РН/В}}+P_{\text{РОСВ}}+P_{\text{РВ/В}}, \quad (27)$$

$$P_{\text{Р}}=765 + 100 + 1950 = 2815 \text{ кВт}.$$

Таблица 2.4 – Расчет картограммы электрических нагрузок

№	Наименование цехов	$P_{\text{рi}}$, кВт	$P_{\text{р.нi}}$, кВт	$P_{\text{р.вi}}$, кВт	$P_{\text{р.оi}}$, кВт	X_i , м	Y_i , м	R_i , мм	$\alpha_{\text{нi}}$	$\alpha_{\text{вi}}$	$\alpha_{\text{оi}}$
1	Цех № 1 электролиза медной фольги	2815	765	1950	100	285	406	21	98	249	13
2	Цех № 2 электролиза медной фольги	29311	940	28160	211	461	496	69	12	346	3
3	Отделение водоподготовки	737	623	0	114	556	430	11	304	0	56
4	Цех электролиза меди	5327	861	4313	154	323	520	29	58	291	10
5	Медеплавильный цех	1354	809	473	72	161	320	15	215	126	19
6	Градирня	215	186	0	29	533	388	6	312	0	48
7	Холодильно-компрессорная установка	2677	88	2560	29	473	400	21	12	344	4
8	Котельная	319	289	0	30	220	232	7	326	0	34
9	Ремонтно-строительный цех	180	159	0	20	142	95	5	319	0	41
10	Ремонтно-механический цех	454	393	0	61	149	65	9	311	0	49
11	Автотранспортный цех	55	46	0	10	100	167	3	297	0	63
12	Цех строительной техники	67	37	0	31	599	358	3	196	0	164
13	Железнодорожный цех	113	86	0	27	286	148	4	274	0	86
14	Цех товаров народного потребления	165	150	0	15	232	190	5	327	0	33
15	Центральный склад	83	17	0	66	358	250	4	75	0	285
16	Заводоуправление	165	83	0	82	165	428	5	182	0	178
	Итого (0,4 кВ):	44047	5535	37455	1057						
						417	469				

По формулам (25) и (26):

$$R_i = \sqrt{\frac{2815}{\pi \cdot 1,95}} = 21 \text{ мм},$$

$$\alpha_{\text{Н/Вi}} = 360 \cdot \frac{765}{2815} = 98 \text{ град},$$

$$\alpha_{\text{В/Вi}} = 360 \cdot \frac{1950}{2815} = 249 \text{ град},$$

$$\alpha_{\text{ОСВi}} = 360 \cdot \frac{100}{2815} = 13 \text{ град}.$$

Главную понизительную подстанцию следует располагать в центре

электрических нагрузок или по возможности ближе к центру. Центр электрических нагрузок предприятия является символическим центром потребления электрической энергии (активной мощности) предприятия, координаты которого находятся по формулам:

$$x_{Ц} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{Pi} \cdot x_i}{\sum_{i=1}^n P_{Pi}}, \quad y_{Ц} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{Pi} \cdot y_i}{\sum_{i=1}^n P_{Pi}}, \quad (28)$$

где x_i , y_i – координаты центра i -го цеха на плане предприятия, м.

Результаты расчета представлены в таблице 2.4, координаты центра электрических нагрузок:

$$x_{Ц} = 417 \text{ м};$$

$$y_{Ц} = 469 \text{ м}.$$

При выборе местоположения главной понизительной подстанции, помимо расположения центра электрических нагрузок были учтены следующие факторы:

-площадь, необходимая для размещения ГПП;

-роза ветров;

-наличие коридоров для прокладки воздушных и кабельных линии с учетом охранной зоны

-рельеф местности на территории предприятия;

Координаты главной понизительной подстанции:

$$x_{Ц} = 417 \text{ м};$$

$$y_{Ц} = 387 \text{ м}.$$

Выводы по разделу два

Во втором разделе работы я рассчитал нагрузки по РМЦ и по всему предприятию в целом. А так же рассчитал картограмму электрических нагрузок предприятия и определил местоположение ГПП. Так как в центре электрических нагрузок ГПП расположить нельзя, то она была смещена в сторону источника питания.

3 ВЫБОР МОЩНОСТИ, ЧИСЛА И ТИПА ТРАНСФОРМАТОРОВ ЦЕХОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ ПРЕДПРИЯТИЯ

Выбор мощности трансформаторов цеховых трансформаторных подстанций зависит от величины нагрузки электроприемников, их категории по надежности электроснабжения, от размеров площади, на которой они размещены и т.д. Но при одной и той же равномерно распределенной нагрузке с увеличением площади цеха должна уменьшаться единичная мощность трансформаторов.

Имеется существенная связь между экономически целесообразной мощностью отдельного трансформатора $S_{ЭТ}$ цеховой ТП и плотностью σ электрической нагрузки цеха, эта связь приведена в /2, табл. 4.3/.

Плотность электрической нагрузки цеха определяется по выражению:

$$\sigma = \frac{S_p}{F_{ц}}, \quad (29)$$

где S_p – расчетная электрическая нагрузка цеха, кВА;

$F_{ц}$ – площадь цеха, м².

Но не всегда получается выбор мощности трансформаторов цеховых ТП по данному условию. Выбор мощности трансформаторов цеховой ТП корректируется в зависимости от величины расчетной нагрузки цеха, ее категории, числа типоразмеров трансформаторов на предприятии и ряда других существенных факторов.

Например, принимаем решение об объединении котельной ($F_{ц}=7200$ м², $S_p=403$ кВА) и цеха товаров народного потребления ($F_{ц}=1200$ м², $S_p=236$ кВА), цеховые ТП будут установлены в котельной. Полная расчетная нагрузка цехов $S_p=639$ кВА, категория по надежности электроснабжения – вторая. Плотность нагрузки

$$\sigma = \frac{639}{7200} = 0,09 \text{ кВА/м}^2,$$

то есть в соответствии с таблицей 4.3 /2/ мы должны принять единичную мощность трансформаторов 630 кВА. Однако, при установке трансформаторов мощностью

					13.03.02.2017.197 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		33

630 кВА, они окажутся не полностью загруженными. Следовательно, для питания потребителей котельной и цеха товаров народного потребления устанавливаем одну трансформаторную подстанцию с двумя трансформаторами мощностью 400 кВА.

Количество трансформаторов одной подстанции зависит от категории электроприемников по надежности электроснабжения. Для питания потребителей предприятия второй категории применяются двухтрансформаторные подстанции с допустимым коэффициентом загрузки трансформаторов в нормальном режиме $K_{зд}=0,8$, а для питания потребителей третьей категории – однотрансформаторные подстанции с $K_{зд}=0,9$.

Номинальная мощность трансформаторов при числе трансформаторов $n_T \leq 2$ определяется по формуле

$$S_{HT} = \frac{P_p}{K_{зд} \cdot n_T}, \quad (30)$$

где P_p – расчетная активная нагрузка цеха от низковольтных потребителей, кВт;

$K_{зд}$ – допустимый коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме;

n_T – количество трансформаторов.

Из этого следует, количество трансформаторов всех подстанций цеха в общем случае определяется по выражению:

$$n_T = \frac{P_p}{K_{зд} \cdot S_{HT}}, \quad (31)$$

Принимаем ближайшее большее целое число N трансформаторов.

Из данного примера видно, что в каждом отдельном случае выбор трансформаторов цеховых ТП следует проводить, учитывая конкретные факторы. Выбор остальных ТП сведен в таблицу 3.1.

При выборе трансформаторов цеховых ТП должна определяться наибольшая реактивная мощность Q_{1p} , которую трансформаторы могут пропустить из сети 10 кВ в сеть напряжением 0,4 кВ. Для цеха (группы цехов), в котором установлено N подстанций с числом трансформаторов n , причем

Таблица 3.1 – Выбор мощности, числа и типа трансформаторов цеховых трансформаторных подстанций предприятия

№цеха	Наименование цехов и узлов СЭС	К.Н.	Р _р , кВт	Q _р , квар	S _р , кВА	F _ц , м ²	δЭТ	S _{ЭТ} , кВА	Тип Тр, №ТП	S _{НОМТР} , кВА	nГ	Кздоп	Q _{1р} , квар	Q ₁ , квар	Q _{кв} , квар	КзТНОРМ	КзТП/АВ	ΔP _{XX} , кВт	ΔP _{кз} , кВт	I _{XX} , %	U _{кз} , %	ΔP _Т , кВт	ΔQ _Т , квар	P _р +ΔP _Т , кВт	Q ₁ +ΔQ _Т , квар	S _р , кВА	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	
ТП№1																											
1	Цех № 1 электролиза медной фольги	2	865	674	1097	8340			ТП1																		
	Итого		865	674	1097	8340	0,13	800	ТМЗ	630	2	0,80	517	517	156	0,80	1,4*	1,31	7,6	1,2	5,5	12	59	877	577	1050	
ТП№2																											
2	Цех № 2 электролиза медной фольги	2	1151	916	1472	17600			ТП2																		
	Итого		1151	916	1472	17600	0,08	630	ТМЗ	1000	2	0,80	1111	916	0	0,74	1,4*	1,90	10,8	1,2	4,5	18	82	1169	998	1537	
ТП№3																											
3	Отделение водоподготовки	2	737	500	891	9539			ТП3																		
6	Градирня	2	215	144	259	2400			НРП1																		
7	Холодильно-компрессорная установка	2	117	118	166	2400			НРП2																		
12	Цех строительной техники	2	67	68	96	2400			НРП3																		
	Итого		1136	831	1411	9539	0,15	1000	ТМЗ	1000	2	0,80	1127	831	0	0,70	1,40	1,90	10,8	1,2	4,5	18	82	1153	912	1471	
ТП№4																											
4	Цех электролиза меди	2	1014	799	1291	12800			ТП4																		
	Итого		1014	799	1291	12800	0,10	630	ТМЗ	1000	2	0,80	1237	799	0	0,65	1,29	1,90	10,8	1,2	4,5	18	82	1032	881	1357	

Продолжение таблицы 3.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27
ТП№5																										
5	Медеплавильный цех	2	881	679	1112	6000			ТП5																	
Итого			881	679	1112	6000	0,19	1250	ТМЗ	630	2	0,80	489	489	189	0,80	1,4*	1,31	7,6	1,2	5,5	12	59	894	549	1049
ТП№6																										
8	Котельная	2	319	246	403	7200			ТП6																	
14	Цех товаров народного потребления	2	165	168	236	1200			НРП5																	
Итого			484	415	639	7200	0,09	630	ТМЗ	400	2	0,80	419	415	0	0,80	1,4*	0,95	5,5	2,1	4,5	9	40	493	455	670
ТП№7																										
9	Ремонтно-строительный цех	3	180	207	274	2400			НРП4																	
10	Ремонтно-механический цех	3	454	363	581	3200			ТП7																	
11	Автотранспортный цех	3	55	63	84	1200			НРП6																	
Итого			689	632	939	3200	0,29	1600	ТМЗ	1000	1	0,90	579	579	53	0,90	-	1,90	10,8	1,2	4,5	11	48	700	628	940
ТП№8																										
13	Железнодорожный цех	3	113	128	171	3200			НРП7																	
15	Центральный склад	3	83	86	120	8800			ТП6																	
Итого			197	214	291	8800	0,03	250	ТМЗ	250	1	0,90	109	109	105	0,90	-	0,74	3,7	2,3	4,5	4	15	200	124	236
ТП№9																										
16	Заводоуправление	2	165	179	243	6400			ТП6																	
Итого			165	179	243	6400	0,04	250	ТМГ	160	2	0,80	196	179	0	0,76	1,4*	0,70	2,7	4,0	5,5	5	24	170	203	265
																							106	491		

13.03.02.2017.197 ПЗ ВКР

Изм.

Лист

№ докум.

Подпись

Дата

мощности всех трансформаторов одинаковы.

$$Q_{1P} = \sqrt{(n \cdot M \cdot K_{зд} \cdot S_{HT})^2 - P_P^2}, \quad (32)$$

где n – число трансформаторов цеховой трансформаторной подстанции;

$K_{зд}$ – допустимый коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме;

S_{HT} – номинальная мощность трансформаторов цеховой ТП, кВА;

P_P – расчетная активная нагрузка цеха (группы цехов), кВт.

M – количество ТП, от которой подключены электроприемники цеха (группы цехов).

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

$$Q_1 = \begin{cases} Q_{1P} & \text{если } Q_{1P} < Q_P, \\ Q_P, & \text{если } Q_{1P} \geq Q_P \end{cases}, \quad (33)$$

где Q_P – расчетная реактивная нагрузка цеха (группы цехов), квар.

Если $Q_{1P} < Q_P$ трансформаторы ТП не могут пропустить всю реактивную нагрузку, и поэтому часть ее должна быть скомпенсирована с помощью батарей конденсаторов, которые устанавливаются на стороне низшего напряжения данной трансформаторной подстанции. Мощность этих конденсаторов будет равна

$$Q_{KV} = Q_P - Q_1. \quad (34)$$

Коэффициенты загрузки трансформаторов в нормальном и послеаварийном режимах определяются по формулам:

$$K_{зТН} = \frac{\sqrt{P_P^2 + Q_1^2}}{n \cdot M \cdot S_{HT}}, \quad K_{зТП} = \frac{\sqrt{P_P^2 + Q_1^2}}{(n-1) \cdot M \cdot S_{HT}}. \quad (35)$$

Для рассматриваемого примера (ТП котельной и цеха товаров народного потребления):

$$Q_{1P} = \sqrt{(2 \cdot 1 \cdot 0,8 \cdot 400)^2 - 484^2} = 419 \text{ квар};$$

$$Q_1 = Q_P = 415 \text{ квар, так как } Q_{1P} = 419 > Q_P = 415 \text{ квар};$$

$$Q_{KV} = 0 \text{ квар.}$$

Коэффициенты загрузки трансформаторов в нормальном и послеаварийном режимах:

					13.03.02.2017.197 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		37

$$K_{зтп} = \frac{\sqrt{484^2 + 415^2}}{2 \cdot 1 \cdot 400} = 0,8;$$

$$K_{зтп} = \frac{\sqrt{484^2 + 415^2}}{(2-1) \cdot 1 \cdot 400} = 1,6,$$

что больше допустимого, поэтому необходимо в послеаварийном режиме отключить часть потребителей III категории до снижения $K_{зтп}=1,4$.

Аналогичные расчеты для остальных ТП сведены в таблицу 3.1.

Для определения расчетной нагрузки предприятия необходимо найти потери активной и реактивной мощности в трансформаторах цеховых ТП. Указанные потери найдем из выражения:

$$\Delta P_T = N \cdot (\Delta P_{xx} + K_{зтп}^2 \cdot \Delta P_{кз}), \quad (36)$$

$$\Delta Q_T = N \cdot \left(\frac{I_{xx} \%}{100} \cdot S_{нт} + K_{зтп}^2 \cdot \frac{U_{кз} \%}{100} \cdot S_{нт} \right), \quad (37)$$

где N – число трансформаторов, установленных в цехе (группе цехов);

ΔP_{xx} , $\Delta P_{кз}$, I_{xx} , $U_{кз}$ – паспортные данные трансформаторов из /3/.

В данном примере паспортные данные трансформатора ТМЗ-400-10/0,4:

$$\Delta P_{xx}=0,95 \text{ кВт}; \Delta P_{кз}=5,5 \text{ кВт}; I_{xx}=2,1 \% ; U_{кз}=4,5 \% .$$

Потери в трансформаторах

$$\Delta P_T = 2 \cdot (0,95 + 0,8^2 \cdot 5,5) = 9 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_T = 2 \cdot \left(\frac{2,1\%}{100} \cdot 400 + 0,8^2 \cdot \frac{4,5\%}{100} \cdot 400 \right) = 40 \text{ квар.}$$

Активная мощность, потребляемая трансформаторами,

$$P_p + \Delta P_T = 484 + 9 = 493 \text{ кВт};$$

реактивная мощность, потребляемая трансформаторами,

$$Q_1 + \Delta Q_T = 415 + 40 = 455 \text{ квар};$$

полная мощность, потребляемая трансформаторами,

$$S_p = \sqrt{493^2 + 455^2} = 670 \text{ кВА.}$$

Так же рассчитываются потери в трансформаторах остальных ТП, результаты расчета сведены в таблицу 3.1.

					13.03.02.2017.197 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		38

Так как трансформаторы цеховых ТП расположены в цехах (помещениях), и никаких ограничений к установке масляных трансформаторов не имеется, то принимаем к установке трансформаторы типа ТМЗ и ТМГ.

В работе предусмотрено питание некоторых цехов от соседней трансформаторной подстанции, при этом в этих цехах установлены низковольтные распределительные пункты. При этом считается, что установка низковольтных распределительных пунктов в цехе экономически выгодна, если выполняется условие:

$$S_p \cdot l \leq 15000 \text{ кВА} \cdot \text{м}, \quad (38)$$

где S_p – полная расчетная нагрузка цеха, кВА;

l – расстояние от НРП цеха до соседней трансформаторной подстанции, м.

Проверка выполнения этого условия при установке низковольтных распределительных пунктов (НРП) представлена в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Обоснование установки НРП

Номер цеховой ТП	Номер НРП	S_p , кВт	l , м	$S_p \cdot l$, кВА · м
3	1	259	30	7759
3	2	166	80	13287
3	3	96	150	14334
7	4	274	20	5475
6	5	236	50	11796
7	6	84	170	14202
8	7	171	85	14544

Выбранные трансформаторные подстанции и низковольтные распределительные пункты показаны на генеральном плане предприятия.

Выводы по разделу три

Количество трансформаторов было выбрано исходя из категории потребителя и его мощности.. В некоторых цехах установлено НРП.

4 ВЫБОР ТРАНСФОРМАТОРОВ ГЛАВНОЙ ПониЗИТЕЛЬНОЙ ПОДСТАНЦИИ

Величина напряжения питания главной понижительной подстанции предприятия определяется наличием источников питания, уровнями напряжений на них, расстоянием от ГПП до этих источников, возможностью сооружения воздушных линий для передачи электроэнергии и другими условиями.

Величину рационального напряжения питания главной понижительной подстанции находим по приближенной формуле Стилла:

$$U_{РАЦ} = 4,34 \cdot \sqrt{1 + 0,016 \cdot P_{РП} / n}, \quad (39)$$

где l – длина питающей ГПП линии, км;

$P_{РП}$ – расчетная активная нагрузка предприятия на стороне низшего напряжения ГПП, кВт;

n – число линий, питающих ГПП.

Сборные шины 6-10 кВ ГПП относятся к системе пятого уровня, тогда по методу упорядоченных диаграмм расчетная активная нагрузка предприятия

$$P_{РП} = K_{ОМ} \cdot \left[\sum_{i=1}^m P_{Pi}^3 + \sum_{i=1}^M k_{ИАi} \cdot P_{НОМi} + \sum_{i=1}^N P_{Pi}^4 + \sum_{i=1}^L \Delta P_{Ti} \right] + \sum P_{РОСВ}, \quad (40)$$

где $K_{ОМ}$ – коэффициент одновременности максимумов;

$\sum_{i=1}^m P_{Pi}^3$ – суммарная расчетная активная мощность узлов системы

электроснабжения 3-го уровня, непосредственно питающихся от сборных шин низшего напряжения ГПП, кВт;

$\sum_{i=1}^M k_{ИАi} \cdot P_{НОМi}$ – суммарная расчетная активная мощность высоковольтных

электроприемников, питающихся от сборных шин низшего напряжения ГПП, кВт;

$\sum_{i=1}^L \Delta P_{Ti}$ – суммарные потери активной мощности в трансформаторах цеховых

ТП, кВт;

					13.03.02.2017.197 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		40

$\sum P_{\text{росв}}$ – суммарная расчетная активная мощность осветительной нагрузки, включая освещение территории.

Коэффициент одновременности максимумов $K_{\text{ом}}$ является функцией числа присоединений к сборным шинам ГПП n и средневзвешенного коэффициента использования по предприятию $K_{\text{ИА}}$ и приводится в РТМ 36.18.32.4-92.

Число присоединений $n=m+M=16+26=42$; $K_{\text{ИА}}=0,75$ (таблица 2.3), тогда $K_{\text{ОМ}}=0,85$.

Остальные величины, входящие в формулу (40), берем из таблиц 2.3 и 3.1.

$$P_{\text{рп}} = 0,85 \cdot (5531 + 37455 + 106) + 2227 = 38855 \text{ кВт.}$$

Тогда по формуле (39):

$$U_{\text{РАЦ}} = 4,34 \cdot \sqrt{2 + 0,016 \cdot 38855 / 2} = 108,4 \text{ кВ.}$$

Так как величина полученного напряжения очень близка к номинальному значению 110 кВ на подстанции энергосистемы, то внешнее электроснабжение предприятия выполняется на напряжении 110 кВ.

Для выбора силовых трансформаторов ГПП необходимо найти полную расчетную нагрузку предприятия по формуле:

$$S_{\text{рп}} = \sqrt{P_{\text{рп}}^2 + Q_{\text{ЭС}}^2}, \quad (41)$$

где $Q_{\text{ЭС}}$ – экономически целесообразная реактивная мощность на стороне высшего напряжения ГПП, потребляемая предприятием от энергосистемы, квар;

$Q_{\text{ЭС}}$ найдем по условию:

$$Q_{\text{ЭС}} = P_{\text{рп}} \cdot \text{tg}\phi, \quad (42)$$

для 110 кВ $\text{tg}\phi=0,5$ (см. таблицу 4.5 /2/), тогда

$$Q_{\text{ЭС}} = 38855 \cdot 0,5 = 19428 \text{ квар;}$$

Следовательно, расчетная мощность завода по формуле (41):

$$S_{\text{рп}} = \sqrt{38855^2 + 19428^2} = 43442 \text{ кВА;}$$

Тогда устанавливаем на ГПП два трансформатора мощностью $S_{\text{НТ}}=40000$ кВА для 110 кВ и тогда коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме:

					13.03.02.2017.197 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		41

$$K_{3H} = \frac{S_{\text{РП}}}{N \cdot S_{\text{HT}}}, \quad (43)$$

где $N=2$ – число трансформаторов ГПП;

$$K_{3H} = \frac{43442}{2 \cdot 40000} = 0,54 \text{ кВА.}$$

Коэффициент загрузки трансформаторов в послеаварийном режиме равен:

$$K_{3П} = \frac{S_{\text{РП}}}{(N-1) \cdot S_{\text{HT}}}, \quad (44)$$

$$K_{3П} = \frac{43442}{(2-1) \cdot 40000} = 1,09$$

Выбранные согласно /3/ тип трансформаторов на напряжения 110 кВ представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Каталожные данные трансформаторов ГПП

Тип трансформатора	$U_{\text{НОМВН}}$, кВ	$U_{\text{НОМНН}}$, кВ	S_{HT} , МВА	$\Delta P_{\text{ХХ}}$, кВт	$\Delta P_{\text{КЗ}}$, кВт	$U_{\text{КЗ}}$, %	$I_{\text{ХХ}}$, %
ТРДН-40000/110	110	10,5	63	52	99	10,5	0,5

Выводы по разделу четыре

Так как величина полученного напряжения получилась близка к номинальному значению 110 кВ на подстанции энергосистемы, то внешнее электроснабжение предприятия выполняется на напряжении 110 кВ. Выбраны трансформаторы ГПП ТРДН-40000/110.

5 ВНЕШНЕЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ПРЕДПРИЯТИЯ

5.1 Потери электроэнергии в силовых трансформаторах ГПП

Потери мощности в трансформаторах:

$$\Delta P_T = N \cdot (\Delta P_{XX} + K_{3Н}^2 \cdot \Delta P_{КЗ}), \quad (45)$$

где $N=2$ – число трансформаторов;

$K_{3Н}$ – коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме.

$$\Delta P_T = 2 \cdot (34 + 0,54^2 \cdot 170) = 168 \text{ кВт.}$$

$$\Delta Q_T = N \cdot \left(\frac{I_{XX}}{100} \cdot S_{HT} + K_{3Н}^2 \cdot \frac{U_{КЗ}}{100} \cdot S_{HT} \right), \quad (46)$$

$$\Delta Q_T = 2 \cdot \left(\frac{0,5}{100} \cdot 40000 + 0,54^2 \cdot \frac{10,5}{100} \cdot 40000 \right) = 2877 \text{ квар.}$$

Потери электрической энергии в трансформаторах:

$$\Delta A_T = N \cdot (\Delta P_{XX} \cdot T_T + K_{3Н}^2 \cdot \Delta P_{КЗ} \cdot \tau), \quad (47)$$

где $T_T=8760$ ч – число часов в году;

τ – годовое число часов максимальных потерь:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_M}{10^4} \right)^2 \cdot T_T = \left(0,124 + \frac{7000}{10^4} \right)^2 \cdot 8760 = 5948 \text{ ч/год}, \quad (48)$$

где T_M – годовое число часов использования получасового максимума активной нагрузки: $T_M=7000$ ч/год (см. табл. 2-3 /1/).

Тогда:

$$\Delta A_T = 2 \cdot (34 \cdot 8760 + 0,54^2 \cdot 170 \cdot 5948) = 1192 \cdot 10^3 \frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}{\text{год}}.$$

5.2 Расчет линии электропередачи от районной подстанции

энергосистемы до ГПП предприятия

Нагрузка в начале линии:

$$S_{РЛ} = \sqrt{(P_{РП} + \Delta P_T)^2 + Q_{ЭСИ}^2}, \quad (49)$$

$$S_{РЛ} = \sqrt{(38855 + 168)^2 + 19428^2} = 43592 \text{ кВА.}$$

Расчетный ток одной цепи линии:

					13.03.02.2017.197 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		43

$$I_{\text{РЛ}} = \frac{S_{\text{РЛ}}}{\sqrt{3} \cdot N \cdot U_{\text{Н}}}, \quad (50)$$

$$I_{\text{РЛ}} = \frac{43592}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 110} = 114 \text{ А.}$$

Ток в послеаварийном режиме (в случае питания всей нагрузки по одной цепи линии)

$$I_{\text{П}} = \frac{K_{\text{ЗП}} \cdot S_{\text{НТ}}}{\sqrt{3} \cdot (N-1) \cdot U_{\text{Н}}}, \quad (51)$$

$$I_{\text{П}} = \frac{1,09 \cdot 40000}{\sqrt{3} \cdot (2-1) \cdot 110} = 229 \text{ А.}$$

Сечение проводов линии находим по экономической плотности тока. Согласно /4/ $j_{\text{э}}=1,1 \text{ А/мм}^2$, тогда

$$F_{\text{э}} = \frac{I_{\text{РЛ}}}{j_{\text{э}}}, \quad (52)$$

$$F_{\text{э}} = \frac{114}{1,1} = 104 \text{ мм}^2.$$

Для линии напряжением 110 кВ по короне выбираем провод марки АС-120/19, длительно допустимый ток согласно /4/ $I_{\text{доп}}=390 \text{ А}$, удельные сопротивления $r_0=0,249 \text{ Ом/км}$, $x_0=0,427 \text{ Ом/км}$ (табл. 7-38 /5/).

Проверяем провод по нагреву в послеаварийном режиме:

$$I_{\text{доп}}=390 \text{ А} > I_{\text{П}}=229 \text{ А.}$$

Потери активной энергии в проводах линии за год:

$$\Delta A_{\text{Л}} = N \cdot (3 \cdot I_{\text{РЛ}}^2 \cdot r_0 \cdot l \cdot \tau), \quad (53)$$

$$\Delta A_{\text{Л}} = 2 \cdot (3 \cdot 114^2 \cdot 0,249 \cdot 2 \cdot 5948) \cdot 10^{-3} = 233 \cdot 10^3 \frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}{\text{год}}.$$

5.3 Расчет токов короткого замыкания

Необходимо рассчитать токи короткого замыкания в начале отходящих линий от питающей подстанции энергосистемы и на вводах ГПП.

Исходная схема питания предприятия и схема замещения для расчета токов короткого замыкания приведены на рисунке 5.1.

					13.03.02.2017.197 ПЗ ВКР	Лист
						44
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

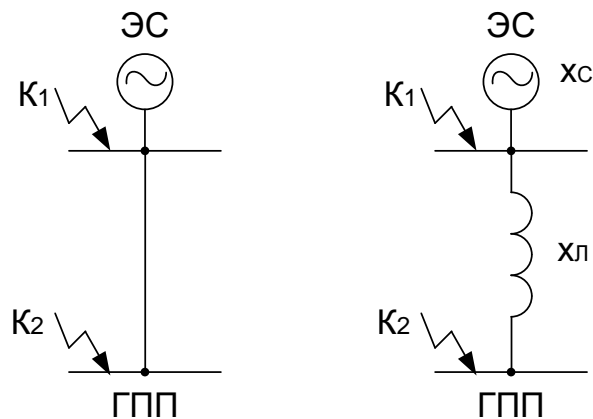


Рисунок 5.1 – Схемы расчета токов короткого замыкания

Определим параметры схемы замещения. Примем базисную мощность $S_B=1000$ МВА, базисное напряжение $U_B=37$ кВ для линии напряжением 10 кВ и $U_B=115$ кВ для линии напряжением 110 кВ.

Сопротивление системы в относительных единицах:

$$x_{c*} = \frac{S_B}{S_{КЗС}}, \quad (54)$$

где $S_{КЗС}$ – мощность короткого замыкания на шинах подстанции энергосистемы, МВА.

$$x_{c*} = \frac{1000}{4000} = 0,25.$$

Сопротивление воздушной линии:

$$x_{л*} = \frac{x_0 \cdot l \cdot S_B}{U_B^2}, \quad (55)$$

$$x_{л*} = \frac{0,427 \cdot 2 \cdot 1000}{115^2} = 0,07.$$

Определим ток короткого замыкания в точке K_1 (периодическая составляющая $I_{Пт}$ принимается неизменной в течение всего процесса замыкания):

$$I_{K1} = I_{Пт} = I_{П0} = \frac{I_B}{x_{c*}} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_B \cdot x_{c*}}, \quad (56)$$

$$I_{K1} = \frac{1000 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 0,25} = 20,08 \text{ кА.}$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{к1}, \quad (57)$$

где $K_y = 1,72$ – ударный коэффициент /1, табл. 2-45/.

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot 20,08 = 48,85 \text{ кА.}$$

Найдем ток короткого замыкания в точке K_2 .

Суммарное сопротивление

$$x_2 = x_{C*} + x_{Л*}, \quad (58)$$

$$x_2 = 0,25 + 0,07 = 0,32.$$

$$I_{к2} = I_{Пт} = I_{П0} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_B \cdot x_2}, \quad (59)$$

$$I_{к2} = \frac{1000 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 0,32} = 15,66 \text{ кА.}$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{к2}, \quad (60)$$

здесь $K_y = 1,8$ /1, табл. 2-45/.

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 15,66 = 39,87 \text{ кА.}$$

Мощность короткого замыкания:

$$S_{к32} = \sqrt{3} \cdot U_B \cdot I_{к2}, \quad (61)$$

$$S_{к32} = \sqrt{3} \cdot 110 \cdot 15,66 = 3119 \text{ МВА.}$$

5.4 Выбор коммутационной аппаратуры в начале отходящих линий от подстанции энергосистемы и на вводе ГПП

Выключатели выбирают:

1) по номинальному напряжению

$$u_{НОМ} \geq u_{УСТ}; \quad (62)$$

2) по номинальному току

$$I_{НОМ} \geq I_{РАБ.УТЯЖ}; \quad (63)$$

где $I_{РАБ.УТЯЖ}$ – рабочий ток выключателя в наиболее тяжелом режиме, $I_{РАБ.УТЯЖ} = I_{П}$.

					13.03.02.2017.197 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		46

3) по номинальному току отключения

$$I_{\text{НОМ.ОТКЛ.}} \geq I_{\text{П,}\tau}, \quad (64)$$

где $I_{\text{НОМ.ОТКЛ.}}$ – номинальный ток отключения выключателя, кА,

$I_{\text{П,}\tau}$ – действующее значение периодической составляющей тока короткого замыкания в момент расхождения контактов выключателя τ , кА.

На 110 кВ намечаем к установке выключатель типа ВГБУ-110-25/2000 УХЛ1. Собственное время отключения выключателя $t_{\text{СВ}}=0,03$ с, полное время отключения выключателя $t_{\text{ОВ}}=0,06$ с.

При выборе выключателя необходимо также осуществить следующие проверки:

4) проверяется возможность отключения апериодической составляющей тока короткого замыкания

$$i_{\text{А,НОМ}} \geq i_{\text{А,}\tau}, \quad (65)$$

где $i_{\text{А,}\tau}$ – амплитудное значение апериодической составляющей тока короткого замыкания в момент расхождения контактов выключателя τ , определяется по формуле

$$i_{\text{А,}\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{П,0}} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_{\text{А}}}}, \quad (66)$$

$T_{\text{А}}$ – постоянная времени затухания апериодической составляющей, согласно /1/ $T_{\text{А}}=0,03$ с;

τ – время от начала короткого замыкания до прекращения соприкосновения дугогасительных контактов, с:

$$\tau = t_{\text{РЗ,МИН}} + t_{\text{СВ}}, \quad (67)$$

где $t_{\text{РЗ,МИН}}$ – минимально возможное время срабатывания релейной защиты, $t_{\text{РЗ,МИН}}=0,01$ с;

$t_{\text{СВ}}$ – собственное время отключения выключателя, с.

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

Значение апериодической составляющей по формуле (66):

$$i_{\text{А,}\tau} = \sqrt{2} \cdot 20,08 \cdot e^{\frac{-0,04}{0,02}} = 3,84 \text{ кА.}$$

					13.03.02.2017.197 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		47

В каталоге на выключатель /6/ задается допустимое относительное содержание аperiodической составляющей тока в токе отключения $\beta_{\text{НОМ}}$

$$\beta_{\text{НОМ}} = \frac{i_{\text{А,НОМ}}}{\sqrt{2} \cdot I_{\text{НОМ.ОТКЛ.}}} \cdot 100 \% \quad (68)$$

Из формулы (68) можно найти номинальное допускаемое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе для времени τ , используемое в выражении (69)

$$i_{\text{А,НОМ}} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_{\text{НОМ}} \cdot I_{\text{НОМ.ОТКЛ.}}}{100}, \quad (69)$$

$$i_{\text{А,НОМ}} = \frac{\sqrt{2} \cdot 45 \cdot 40}{100} = 25,38 \text{ кА.}$$

5) Выполняется проверка на электродинамическую стойкость:

$$I_{\text{ДИН}} \geq I_{\text{П,0}}, \quad (70)$$

$$i_{\text{ДИН}} \geq i_{\text{УД}}, \quad (71)$$

6) Проверка на термическую стойкость

$$I_{\text{ТЕР}}^2 \cdot t_{\text{ТЕР}} \geq B_{\text{К}}, \quad (72)$$

где $I_{\text{ТЕР}}$ – ток термической стойкости выключателя, определяется по каталогу, кА;

$t_{\text{ТЕР}}$ – длительность протекания тока термической стойкости, определяется по каталогу, с;

$B_{\text{К}}$ – тепловой импульс тока короткого замыкания, пропорциональный количеству тепловой энергии, выделенной за время короткого замыкания.

$$B_{\text{К}} = I_{\text{П,0}}^2 \cdot (t_{\text{ОТК}} + T_{\text{А}}), \quad (73)$$

где $t_{\text{ОТК}}$ – время от начала короткого замыкания до его отключения, с:

$$t_{\text{ОТК}} = t_{\text{РЗ}} + t_{\text{ОВ}}, \quad (74)$$

здесь $t_{\text{РЗ}}$ – время действия релейной защиты, $t_{\text{РЗ}}=2,1$ с;

$t_{\text{ОВ}}$ – полное время отключения выключателя, с.

$$t_{\text{ОТК}} = 0,5 + 0,06 = 0,56 \text{ с.}$$

Тепловой импульс по формуле (73)

$$B_{\text{К}} = 20,08^2 \cdot (2,16 + 0,03) = 883 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

					13.03.02.2017.197 ПЗ ВКР	Лист
						48
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Выключатели в начале отходящих линий от подстанции энергосистемы и на вводе ГПП принимаются одного типа.

Результаты выбора и проверки выключателей сведены в таблицу 5.1, 5.2, 5.3 и 5.4.

Разъединители выбираются по следующим условиям:

1) по номинальному напряжению

$$u_{\text{НОМ}} \geq u_{\text{УСТ}}; \quad (75)$$

2) по номинальному току

$$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{РАБ.УТЯЖ}}; \quad (76)$$

3) осуществляется проверка на электродинамическую стойкость

$$i_{\text{ДИН}} \geq i_{\text{УД}}; \quad (77)$$

4) проверка на термическую стойкость

$$I_{\text{ТЕР}}^2 \cdot t_{\text{ТЕР}} \geq B_{\text{К}}, \quad (78)$$

Разъединители в начале отходящих линий от подстанции энергосистемы и на вводе ГПП принимаются одного типа. Выбираем разъединители по каталогу /3/, каталожные данные представлены в таблице 5.1 и 5.2.

Таблица 5.2 – Выбор выключателей и разъединителей в начале линий 110 кВ

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные аппарата	
		Выключатель ВГБУ-110-40/2000 УХЛ1	Разъединитель РДЗ-2-110-1000Н У1
$u_{\text{НОМ}} \geq u_{\text{УСТ}}$	$u_{\text{УСТ}}=110$ кВ	$u_{\text{НОМ}}=110$ кВ	$u_{\text{НОМ}}=110$ кВ
$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{УТЯЖ}}$	$I_{\text{УТЯЖ}}=229$ А	$I_{\text{НОМ}}=2000$ А	$I_{\text{НОМ}}=1000$ А
$I_{\text{НОМ.ОТКЛ.}} \geq I_{\text{П,τ}}$	$I_{\text{П,τ}}=20,08$ кА	$I_{\text{НОМ.ОТКЛ.}}=40$ кА	-
$i_{\text{А,НОМ}} \geq i_{\text{А,τ}}$	$i_{\text{А,τ}}=3,84$ кА	$i_{\text{А,НОМ}}=25,38$ кА	-
$I_{\text{ДИН}} \geq I_{\text{П,0}}$ $i_{\text{ДИН}} \geq i_{\text{УД}}$	$I_{\text{П,0}}=20,08$ кА $i_{\text{УД}}=48,85$ кА	$I_{\text{ДИН}}=40$ кА $i_{\text{ДИН}}=102$ кА	$i_{\text{ДИН}}=63$ кА
$I_{\text{ТЕР}}^2 \cdot t_{\text{ТЕР}} \geq B_{\text{К}}$	$B_{\text{К}}=883$ кА ² ·с	$I_{\text{ТЕР}}^2 \cdot t_{\text{ТЕР}} = 40^2 \cdot 3 = 4800$ кА ² ·с	$I_{\text{ТЕР}}^2 \cdot t_{\text{ТЕР}} = 25^2 \cdot 3 = 1875$ кА ² ·с
Тип привода		ПЭМ-1	ПРЗ.2-УХЛ1

Таблица 5.3 – Выбор выключателей и разъединителей на вводе ГПП для 110 кВ

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные аппарата	
		Выключатель ВГБУ-110-40/2000 УХЛ1	Разъединитель РДЗ-2-110-1000Н У1
$u_{\text{НОМ}} \geq u_{\text{УСТ}}$	$u_{\text{УСТ}}=110$ кВ	$u_{\text{НОМ}}=110$ кВ	$u_{\text{НОМ}}=110$ кВ
$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{УТЯЖ}}$	$I_{\text{УТЯЖ}}=229$ А	$I_{\text{НОМ}}=2000$ А	$I_{\text{НОМ}}=1000$ А

$I_{НОМ.ОТКЛ.} \geq I_{П,\tau}$	$I_{П,\tau}=15,66 \text{ кА}$	$I_{НОМ.ОТКЛ.}=40 \text{ кА}$	-
$i_{А,НОМ} \geq i_{А,\tau}$	$i_{А,\tau}=2,99 \text{ кА}$	$i_{А,НОМ}=25,38 \text{ кА}$	-
$I_{ДИН} \geq I_{П,0}$ $i_{ДИН} \geq i_{УД}$	$I_{П,0}=15,66 \text{ кА}$ $i_{УД}=39,87 \text{ кА}$	$I_{ДИН}=40 \text{ кА}$ $i_{ДИН}=102 \text{ кА}$	$i_{ДИН}=63 \text{ кА}$
$I_{ТЕП}^2 \cdot t_{ТЕП} \geq B_K$	$B_K=439 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{ТЕП}^2 \cdot t_{ТЕП} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{ТЕП}^2 \cdot t_{ТЕП} = 25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Тип привода		ПЭМ-1	ПР3.2-УХЛ1

Условия выбора, расчетные параметры сети и каталожные данные трансформаторов тока /5/ представлены в таблице 5.4.

Таблица 5.4 – Выбор трансформаторов тока на вводе в ГПП для 110 кВ

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные ТВ-110- -300-У1-0,5/10Р
$u_{НОМ} \geq u_{УСТ}$	$u_{УСТ}=110 \text{ кВ}$	$u_{НОМ}=110 \text{ кВ}$
$I_{НОМ} \geq I_{УТЯЖ}$	$I_{УТЯЖ}=229 \text{ А}$	$I_{НОМ}=300 \text{ А}$
$i_{ДИН} \geq i_{УД}$	$i_{УД}=39,87 \text{ кА}$	$i_{ДИН}=81 \text{ кА}$
$I_{ТЕП}^2 \cdot t_{ТЕП} \geq B_K$	$B_K=439 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{ТЕП}^2 \cdot t_{ТЕП} = 10^2 \cdot 4 = 400 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Для защиты оборудования ГПП от перенапряжений выбираем по каталогу /3/ ОПН-У-110/77, в нейтраль силового трансформатора включаем 2хОПН-У-110/56 и ЗОН-35У-1У1.

Выводы по разделу пять

В данном разделе были рассчитаны токи короткого замыкания и выбрана коммутационная аппаратура в начале отходящих линий от подстанции энергосистемы и на вводе ГПП.

					13.03.02.2017.197 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		50

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

6.1 Выбор напряжения

Выбор величины напряжения распределительных сетей предприятия зависит от величин нагрузок на напряжениях 6 и 10 кВ. Критерием выбора являются технико-экономические показатели, в первую очередь приведенные затраты, которые рассчитываются как для сети, так и для понижающих подстанций.

Согласно «НТП ЭПП-94. Нормы технологического проектирования. Проектирование электроснабжения промышленных предприятий» для распределительных сетей следует применять, как правило, напряжение 10 кВ. Так как отсутствует нагрузка на напряжение 6 кВ, принимаем напряжение внутреннего электроснабжения предприятия 10 кВ.

6.2 Построение схемы внутреннего электроснабжения предприятия

При построении схемы электроснабжения необходимо учитывать требования НТП ЭПП-94.

Схема выполняется ступенчатая, распределение электроэнергии осуществляется по радиальным и магистральным схемам. Так как имеются потребители первой и второй категорий, то предусматривается секционирование во всех звеньях схемы. При радиальном питании применяется глухое присоединение цеховых трансформаторов.

6.3 Конструктивное выполнение электрической сети

Выбор способа распределения электроэнергии зависит от величины электрических нагрузок и их размещения, плотности застройки предприятия, конфигурации технологических, транспортных и других коммуникаций, типа грунта на территории предприятия.

Распределительные сети предприятия напряжением 10 кВ выполним

					13.03.02.2017.197 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		51

кабельными линиями. В качестве основного способа прокладки выбираем прокладку кабелей в траншее (в одной траншее допускается прокладка шести кабелей). Поскольку грунт предприятия имеет среднюю коррозионную активность, в грунте присутствуют блуждающие токи и растягивающие усилия, то для прокладки в траншее выбираем кабели типа ААБВГУ /7, табл. 21.16/. Кроме того, при питании цеховых подстанций в некоторых случаях используется прокладка кабелей по лоткам внутри производственных помещений, в этом случае также применяем кабели типа ААБВГУ /7, табл. 21.16/.

6.4 Расчет питающих линий

Сечение кабелей напряжением 10 кВ определяется по экономической плотности тока и проверяется по допустимому току кабеля в нормальном режиме работы с учетом условий его прокладки, по току перегрузки, потери напряжения в послеаварийном режиме и термической стойкости к токам короткого замыкания. Все результаты расчетов приведены в таблице 6.1.

В качестве примера приведем расчет кабельной линии от ГПП до ТП-9.

Расчетный ток в кабельной линии в нормальном режиме:

$$I_{PK} = \frac{S_{PK}}{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot n_K}, \quad (79)$$

где S_{PK} – мощность, которая должна передаваться по кабельной линии в нормальном режиме, кВА.

здесь n_K – число запараллеленных кабелей в кабельной линии, в нашем случае $n_K=1$.

$$I_{PK} = \frac{132}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 1} = 7 \text{ А.}$$

Сечение кабельной линии, определяемое по экономической плотности тока:

$$F_{\text{э}} = \frac{I_{PK}}{j_{\text{э}}}, \quad (80)$$

Таблица 6.1 – Расчет кабельных линий

Цех	Конечные пункты КЛ	Pp, кВт	Qp, квар	Sp, кВА	Iрк, А	Fэ, мм ²	Fт.с., мм ²	Fст, мм ²	Тип кабеля	пк	Способ прокладки	Нагрузка, А		Iдоп, А	Кп	Кт	Г доп, А	Кав	Гав, А	L, км	r0, Ом/км	x0, Ом/км	ΔU, %
												норм	п/а										
												реж.	реж.										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Кабельные линии 10 кВ																							
1	ГПП-ТП1	524	390	657	36	30		35	ААБВГУ	2	лоток	36	72	80	0,85	0,90	61	1,25	77	0,20	0,890	0,0950	0,10
16	ТП1-ТП9	85	102	132	7	6		16	ААБВГУ	2	лоток	7	15	46	1	0,90	41	1,25	52	0,25	1,940	0,1130	0,04
2	ГПП-ТП2	1100	939	1447	80	66		70	ААБВГУ	2	транш	80	159	165	0,8	1,00	132	1,25	165	0,15	0,443	0,0860	0,09
4	ТП2-ТП4	516	440	678	37	31		50	ААБВГУ	2	лоток	37	75	105	0,8	0,90	76	1,25	95	0,11	0,662	0,0920	0,04
3	ГПП-ТП3	577	456	735	40	34		35	ААБВГУ	2	лоток	40	81	80	0,9	0,90	65	1,25	81	0,20	0,890	0,0950	0,11
5	ГПП-ТП5	447	274	524	29	24		25	ААБВГУ	2	лоток	29	58	90	0,85	0,90	69	1,25	86	0,55	1,240	0,0990	0,32
15	ГПП-ТП8	200	124	236	26	22		16	ААБВГУ	1	транш	26	-	75	1	1,00	75	-	-	0,50	1,940	0,1130	0,40
8	ГПП-ТП6	946	855	1275	70	58		95	ААБВГУ	2	лоток	70	140	155	0,85	0,90	119	1,25	148	0,60	0,326	0,0890	0,23
10	ТП6-ТП7	700	628	940	103	86		70	ААБВГУ	1	лоток	103	-	130	1	0,90	117	-	-	0,40	0,443	0,0860	0,29
1	ГПП-ПВ1 (650)	650	403	765	42	35		35	ААБВГУ	1	транш	42	-	115	0,75	1,00	86	-	-	0,23	0,890	0,0950	0,28
1	ГПП-ПВ2 (650)	650	403	765	42	35		35	ААБВГУ	1	транш	42	-	115	0,75	1,00	86	-	-	0,23	0,890	0,0950	0,28
1	ГПП-ПВ3 (650)	650	403	765	42	35		35	ААБВГУ	1	транш	42	-	115	0,75	1,00	86	-	-	0,23	0,890	0,0950	0,28
1	ГПП-ПВ4 (650)	650	403	765	42	35		35	ААБВГУ	1	транш	42	-	115	0,75	1,00	86	-	-	0,23	0,890	0,0950	0,14
2	ГПП-ПВ5 (650)	650	403	765	42	35		35	ААБВГУ	1	транш	42	-	115	0,75	1,00	86	-	-	0,13	0,890	0,0950	0,08
2	ГПП-ПВ6 (650)	650	403	765	42	35		35	ААБВГУ	1	транш	42	-	115	0,75	1,00	86	-	-	0,13	0,890	0,0950	0,08
2	ГПП-ПВ7 (650)	650	403	765	42	35		35	ААБВГУ	1	транш	42	-	115	0,75	1,00	86	-	-	0,13	0,890	0,0950	0,08
2	ГПП-ПВ8 (650)	650	403	765	42	35		35	ААБВГУ	1	транш	42	-	115	0,75	1,00	86	-	-	0,13	0,890	0,0950	0,08
2	ГПП-ПВ9 (650)	650	403	765	42	35		35	ААБВГУ	1	транш	42	-	115	0,75	1,00	86	-	-	0,13	0,890	0,0950	0,08
2	ГПП-ПВ10 (650)	650	403	765	42	35		35	ААБВГУ	1	транш	42	-	115	0,75	1,00	86	-	-	0,13	0,890	0,0950	0,08
2	ГПП-ПВ11 (650)	650	403	765	42	35		35	ААБВГУ	1	транш	42	-	115	0,75	1,00	86	-	-	0,13	0,890	0,0950	0,08

Изм.	Лист	№ док-м.	Подпись	Дата	Продолжение таблицы 6.1																							
					1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
					2	ГПП-ПВ12 (650)	650	403	765	42	35		35	ААБВГУ	1	транш	42	-	115	0,75	1,00	86	-	-	0,13	0,890	0,0950	0,08
					2	ГПП-ПВ13 (7500)	7500	5625	9375	515	430		630	АПВП	1	транш	515	-	695	0,75	1,00	521	-	-	0,18	0,049	0,0700	0,14
					2	ГПП-ПВ14 (7500)	7500	5625	9375	515	430		630	АПВП	1	транш	515	-	695	0,75	1,00	521	-	-	0,18	0,049	0,0700	0,14
					2	ГПП-ПВ15 (7500)	7500	5625	9375	515	430		630	АПВП	1	транш	515	-	695	0,75	1,00	521	-	-	0,18	0,049	0,0700	0,14
					2	ГПП-ПВ16 (7500)	7500	5625	9375	515	430		630	АПВП	1	транш	515	-	695	0,75	1,00	521	-	-	0,18	0,049	0,0700	0,14
					4	ГПП-ПВ17 (2875)	2875	2156	3594	198	165		240	ААБВГУ	1	лоток	198	-	280	0,80	0,90	202	-	-	0,27	0,121	0,0760	0,14
					4	ГПП-ПВ18 (2875)	2875	2156	3594	198	165		240	ААБВГУ	1	лоток	198	-	280	0,80	0,90	202	-	-	0,27	0,121	0,0760	0,14
					5	ГПП-СД1 (315)	315	153	350	19	16		16	ААБВГУ	1	транш	19	-	75	0,75	1,00	56	-	-	0,55	1,940	0,1130	0,35
					5	ГПП-СД2 (315)	315	153	350	19	16		16	ААБВГУ	1	транш	19	-	75	0,75	1,00	56	-	-	0,55	1,940	0,1130	0,35
					7	ГПП-АД1 (200)	200	124	235	13	11		16	ААБВГУ	1	транш	13	-	75	0,80	1,00	60	-	-	0,06	1,940	0,1130	0,02
					7	ГПП-АД2 (200)	200	124	235	13	11		16	ААБВГУ	1	транш	13	-	75	0,80	1,00	60	-	-	0,06	1,940	0,1130	0,02
					7	ГПП-СД3 (1600)	1600	775	1778	98	81		50	ААБВГУ	1	транш	98	-	140	0,80	1,00	112	-	-	0,06	0,620	0,0900	0,06
					7	ГПП-СД4 (1600)	1600	775	1778	98	81		50	ААБВГУ	1	транш	98	-	140	0,80	1,00	112	-	-	0,06	0,620	0,0900	0,06
Кабельные линии 0,4 кВ																												
					6	ТП3-НРП1	107	72	129	93	-	-	70	ААБВГУ	2	транш	93	187	200	0,9	1,00	180	1,25	225	0,03	0,443	0,0860	0,50
					7	ТП3-НРП2	58	59	83	60	-	-	35	ААБВГУ	2	транш	60	120	135	0,9	1,00	122	1,25	152	0,08	0,890	0,0950	1,44
					12	ТП3-НРП3	34	34	48	34	-	-	16	ААБВГУ	2	транш	34	69	90	0,9	1,00	81	1,25	101	0,15	1,940	0,1130	3,24
					9	ТП7-НРП4	180	207	274	395	-	-	300	ААБВГУ	1	лоток	395	-	440	1	0,90	396	-	-	0,02	0,103	0,0740	0,42
					14	ТП6-НРП5	83	84	118	85	-	-	70	ААБВГУ	2	транш	85	170	200	0,9	1,00	180	1,25	225	0,05	0,443	0,0860	0,69
					11	ТП7-НРП6	55	63	84	121	-	-	35	ААБВГУ	1	транш	121	-	135	1	1,00	135	-	-	0,17	0,890	0,0950	5,84
					13	ТП8-НРП7	113	128	171	247	-	-	120	ААБВГУ	1	транш	247	-	270	1	1,00	270	-	-	0,085	0,258	0,0810	2,11

13.03.02.2017.197 ПЗ ВКР

Изм.	
Лист	
№ докум.	
Подпись	
Дата	

13.03.02.2017.197 ПЗ ВКР

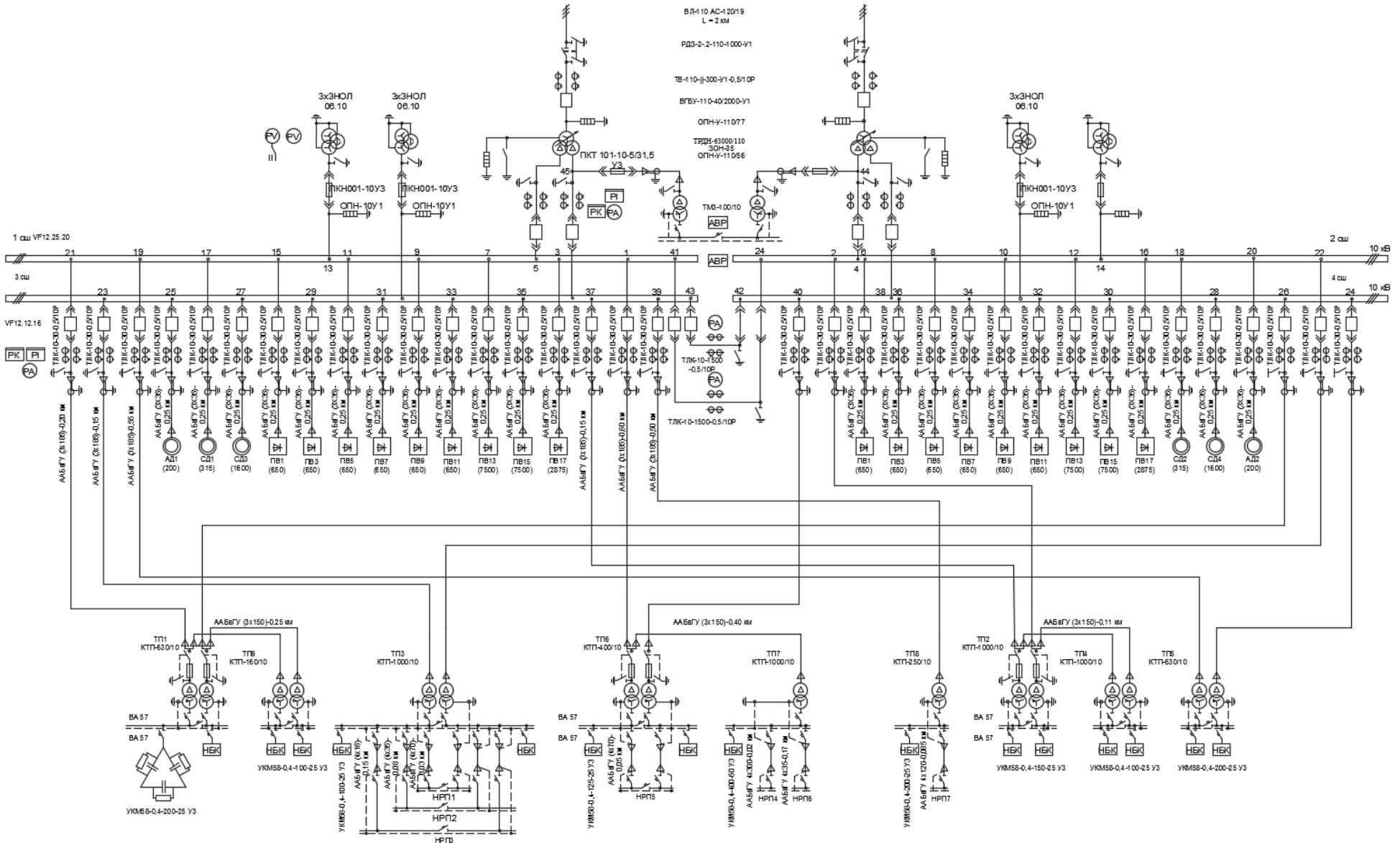


Рисунок 6.1 – Схема электрическая принципиальная медээлектролитного завода

где $j_{э}=1,2$ – экономическая плотность тока для кабелей с бумажной изоляцией и алюминиевыми жилами при числе часов использования максимума нагрузки $T_M=7000$ ч/год /4, табл. 1.3.36/.

$$F_{э} = \frac{7}{1,2} = 6 \text{ мм}^2,$$

Выбираем кабель типа ААБВГУ (3х16), длительно допустимый ток при прокладке в воздухе (в лотке) согласно /4/ $I_{доп}=46$ А.

Допустимый ток кабеля с учетом условий его прокладки рассчитывается по формуле:

$$I'_{доп} = K_{п} \cdot K_t \cdot I_{доп}, \quad (81)$$

где $K_{п}$ – поправочный коэффициент на число параллельно прокладываемых кабелей /4, табл.1.3.26/, в нашем случае $K_{п}=1$ при двух кабелях в траншее, проложенных на расстоянии 0,5 м друг от друга;

K_t – поправочный коэффициент на температуру среды, в которой прокладывается кабель /4, табл.1.3.3/, при прокладке кабелей в земле и нормированной температуре алюминиевых жил с бумажной изоляцией 60°C /1, табл. 2.72/ и температуре почвы $15,0^{\circ}\text{C}$ $K_t=1,00$, при прокладке в лотке и температуре окружающей среды $15,0^{\circ}\text{C}$ $K_t=0,90$.

$$I'_{доп} = 1,0 \cdot 0,90 \cdot 46 = 41 \text{ А.}$$

Проверим кабель по допустимому току в нормальном режиме работы:

$$I_{доп}' = 41 \text{ А} > I_{рк} = 7 \text{ А},$$

Под послеаварийным режимом кабельной линии будем понимать режим, когда выходит из строя одна из двух кабельных линий, питающих потребители первой и второй категорий. При этом нагрузка на линию удваивается, то есть

$$I_{AB} = 2 \cdot I_{рк}, \quad (82)$$

$$I_{AB} = 2 \cdot 7 = 14 \text{ А.}$$

Допустимая перегрузка кабеля в послеаварийном режиме

$$I'_{AB} = K_{AB} \cdot I'_{доп} \text{ А}, \quad (83)$$

					13.03.02.2017.197 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		56

где K_{AB} – коэффициент перегрузки, определяется по /4, табл.1.3.2/ в зависимости от коэффициента предварительной нагрузки:

$$K_3 = \frac{I_{PK}}{I_{доп}}, \quad (84)$$

$$K_3 = \frac{7}{41} = 0,17;$$

тогда $K_{AB}=1,25$.

$$I_{AB}' = 1,25 \cdot 41 = 52 \text{ А},$$

Осуществим проверку по току перегрузки:

$$I_{AB}' = 52 \text{ А} > I_{AB} = 14 \text{ А},$$

значит выбранный кабель проходит.

Потеря напряжения в кабельной линии в послеаварийном режиме определяется по формуле:

$$\Delta U = \frac{P_P \cdot r_0 \cdot l + Q_P \cdot x_0 \cdot l}{n_K \cdot U_H^2} \cdot 100\% \leq \Delta U_{доп} = 5\%, \quad (85)$$

где P_P , Q_P – расчетные активная и реактивная нагрузки кабеля;

r_0 , x_0 – удельные активное и индуктивное сопротивления кабеля, Ом/км, /5, табл. 7.28/;

l – длина кабельной линии, км.

Для рассматриваемой кабельной линии ААБВГУ (3х16) $r_0=1,94$ Ом/км, $x_0=0,113$ Ом/км, $l=0,25$ км, тогда

$$\Delta U = \frac{85 \cdot 1,94 \cdot 0,25 + 102 \cdot 0,113 \cdot 0,25}{1 \cdot 10^2 \cdot 10^3} \cdot 100\% = 0,04\% < \Delta U_{доп} = 5\% .$$

Аналогично рассчитываются остальные кабельные линии, результаты расчета представлены в таблице 6.1.

Выводы по разделу шесть

Так как у грунта предприятия средняя коррозионная активность, а также в нем есть блуждающие токи и колебания и растягивающие усилия, то был выбран кабель марки ААБВГУ. Его сечение было проверено по допустимому току, а также току в послеаварийном режиме.

					13.03.02.2017.197 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		57

7 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Расчет токов короткого замыкания производится с помощью типовых кривых. Достаточно рассмотреть ток трехфазного короткого замыкания в характерных точках СЭС предприятия и определить периодическую составляющую этого тока для наиболее тяжелого режима работы сети. Учет аperiodической составляющей производится приближенно, допускается, что она имеет максимальное значение в рассматриваемой точке электрической сети. Так как мощность короткого замыкания энергосистемы в месте присоединения питающей предприятие линии значительно превышает мощность, потребляемую предприятием, то допускается периодическую составляющую тока короткого замыкания от энергосистемы принимать неизменной во времени: $I_k = I_{I0} = I_{It}$.

Для расчета токов короткого замыкания составим расчетную электрическую схему (рисунок 7.1).

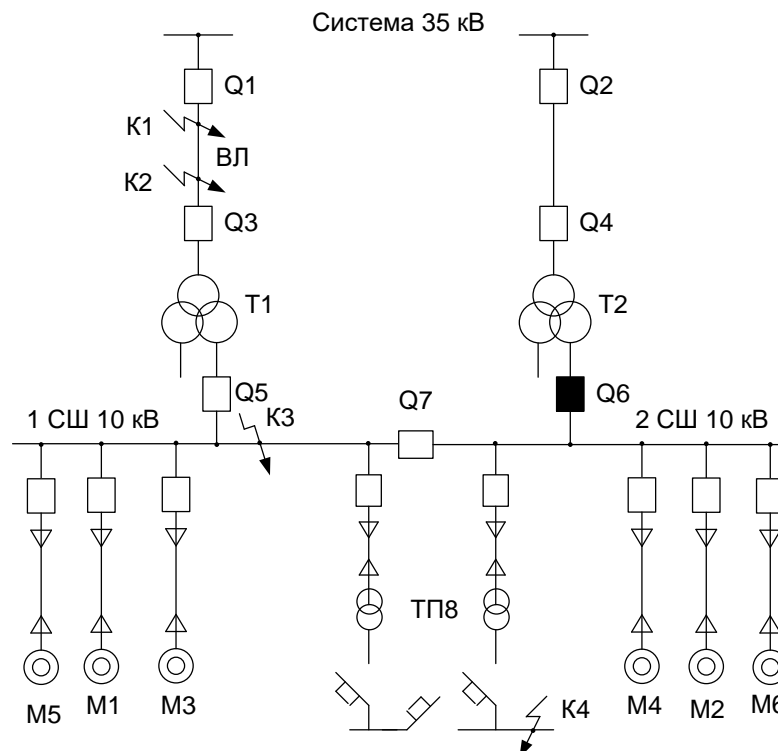


Рисунок 7.1 – Расчетная электрическая схема СЭС предприятия для расчета токов КЗ

При выборе расчетной схемы для определения токов короткого замыкания

					13.03.02.2017.197 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		58

рассчитывается режим, при котором воздействие токов короткого замыкания на систему электроснабжения является наиболее тяжелым. Это режим, когда один из трансформаторов главной понизительной подстанции отключен для проведения профилактических мероприятий или аварийного ремонта и включен секционный выключатель в распределительном устройстве 10 кВ ГПП, то есть все электроприемники питаются от одного трансформатора.

При определении токов КЗ в точках K_1 , K_2 подпитку от асинхронных двигателей можно не учитывать. В подпитке точки K_3 участвуют асинхронные двигатели, подключенные к секции. При определении тока КЗ в точке K_4 в качестве источника рассматривается только энергосистема, а подпитка от электродвигателей напряжением 10 кВ не учитывается, так как данные токи очень малы в сравнении с током от энергосистемы.

Для расчета токов КЗ по схеме электроснабжения предприятия (рисунок 7.1) составляется схема замещения (рисунок 7.2).

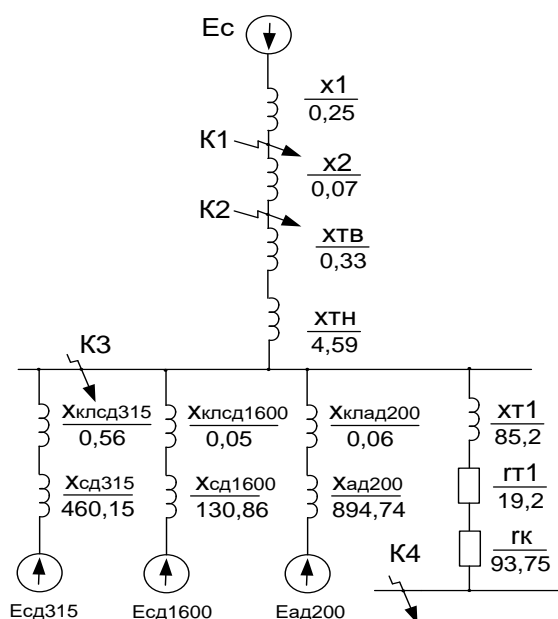


Рисунок 7.2 – Схема замещения для расчета токов КЗ

Найдем параметры схемы замещения в относительных единицах при $S_B=1000$ МВА и принимая за базисное напряжение той ступени, на которой произошло короткое замыкание.

Сопротивление системы:

					13.03.02.2017.197 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		59

$$X_{\Sigma C} = X_1 + X_2 + X_3 + X_4, \quad (86)$$

где X_1 и X_2 – из п. 5.4 (для варианта 110 кВ);

Сопротивление трансформатора ГПП:

$$X_3 = X_{ТВ} = 0,125 \cdot \frac{u_{КЗ}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{Н.Т.}}, \quad (87)$$

$$X_3 = 0,125 \cdot \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{40} = 0,33.$$

$$X_4 = X_{ТН} = 1,75 \cdot \frac{u_{КЗ}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{Н.Т.}}, \quad (88)$$

$$X_4 = 1,75 \cdot \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{40} = 4,59.$$

$$X_{\Sigma C} = 0,25 + 0,07 + 0,33 + 4,59 = 5,24$$

Сопротивление кабельных линий, питающих двигателя:

$$X_{КЛi} = X_0 \cdot l \cdot \frac{S_B}{U_{CP2}^2}, \quad (89)$$

где $U_{CP2} = 10,5$ кВ – среднее напряжение кабельной линии 10 кВ.

Сопротивление кабельной линии КЛСД315:

$$X_{КЛСД315} = 0,113 \cdot 0,55 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 0,56.$$

Сопротивление кабельной линии КЛСД1600:

$$X_{КЛСД1600} = 0,09 \cdot 0,06 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 0,05.$$

Сопротивление кабельной линии КЛАД200:

$$X_{КЛАД200} = 0,113 \cdot 0,06 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 0,06.$$

Сопротивление двигателей:

$$X_{Дi} = X'' \frac{S_B}{P_{НОМ} / (\cos \phi_H \cdot \eta)}, \quad (90)$$

где X'' – сверхпереходная реактивность,

$$X''_{СД315} = 0,153.$$

					13.03.02.2017.197 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		60

$$x''_{\text{СД1600}} = 0,221.$$

$$x''_{\text{АД200}} = 0,2.$$

$S_{\text{НОМ}}$ – номинальная мощность двигателя, МВА;

$$x_{\text{СД315}} = 0,153 \cdot \frac{1000}{0,315 / (0,9 \cdot 0,95)} = 460,15.$$

$$x_{\text{СД1600}} = 0,221 \cdot \frac{1000}{1,6 / (0,9 \cdot 0,95)} = 130,86.$$

$$x_{\text{АД200}} = 0,20 \cdot \frac{1000}{0,2 / (0,85 \cdot 0,95)} = 894,74.$$

Суммарные сопротивление кабельных линий и двигателей соответственно:

$$x_{\text{СДКЛ315}} = \frac{x_{\text{КЛ315}} + x_{\text{АД315}}}{2}; \quad (91)$$

$$x_{\text{АДКЛ315}} = \frac{0,56 + 460,15}{2} = 230,36.$$

$$x_{\text{СДКЛ1600}} = \frac{x_{\text{КЛ1600}} + x_{\text{СД1600}}}{2};$$

$$x_{\text{СДКЛ1600}} = \frac{0,05 + 130,86}{2} = 65,45.$$

$$x_{\text{АДКЛ200}} = \frac{x_{\text{КЛ200}} + x_{\text{АД200}}}{2};$$

$$x_{\text{АДКЛ200}} = \frac{0,06 + 894,74}{2} = 447,40.$$

Определим ток короткого замыкания в точке K_3 .

Для расчета тока короткого замыкания в точке K_3 приведем схему замещения (рисунок 7.2) к виду рисунка 7.3.

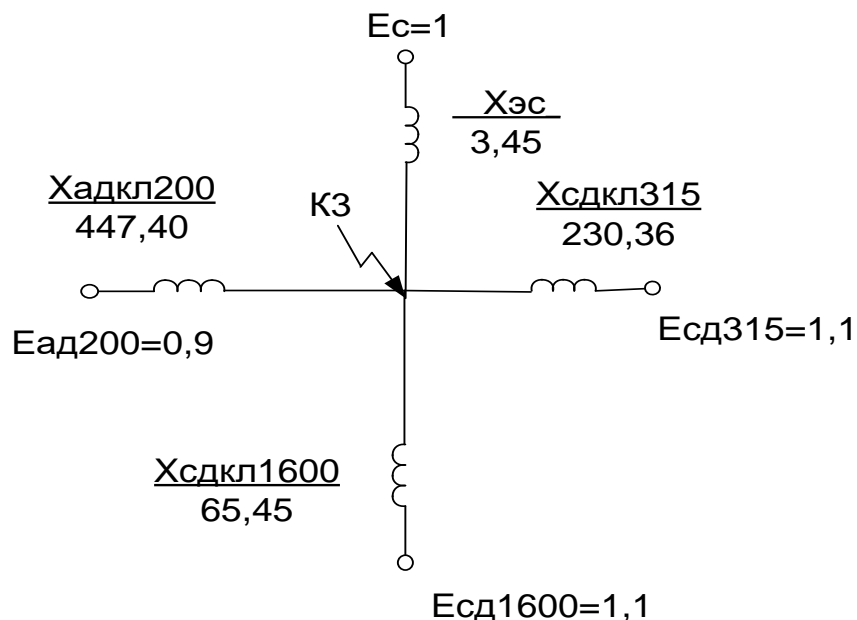


Рисунок 7.3 – Схема замещения для расчета тока КЗ в точке К₃

Базисный ток:

$$I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_B}, \quad (92)$$

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

Начальные значения сверхпереходного тока каждой ветви:

$$I_C = \frac{E_{C*}}{X_{эс}} \cdot I_B, \quad (93)$$

$$I_C = \frac{1}{5,24} \cdot 55 = 10,49 \text{ кА.}$$

$$I_{Д/0/} = \frac{E_D}{X_{дкл}} \cdot I_B, \quad (94)$$

$$I_{сд315/0/} = \frac{1,1}{230,36} \cdot 55 = 0,26 \text{ кА,}$$

$$I_{сд1600/0/} = \frac{1,1}{65,45} \cdot 55 = 0,92 \text{ кА,}$$

$$I_{\text{Ад}200/0/} = \frac{0,9}{227,40} \cdot 55 = 0,11 \text{ кА.}$$

Начальное значение тока короткого замыкания в точке К₃:

$$I_{\text{К}3/0/} = I_{\text{С}} + I_{\text{СД}315/0/} + I_{\text{СД}1600/0/} + I_{\text{Ад}200/0/}, \quad (95)$$

$$I_{\text{К}3/0/} = 10,49 + 0,26 + 0,92 + 0,11 = 11,79 \text{ кА.}$$

Так как подпитку точки К₃ от двигателей учитываем только в начальный момент, то периодическую составляющую тока К₃ можно считать неизменной:

$$I_{\text{К}3} = I_{\text{П}0} = I_{\text{Пт}} = 11,79 \text{ кА.}$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$i_{\text{уд}3} = \sqrt{2} \cdot K_{\text{У}} \cdot I_{\text{К}3}, \quad (96)$$

здесь $K_{\text{У}} = 1,62$ согласно /1/.

$$i_{\text{уд}3} = \sqrt{2} \cdot 1,92 \cdot 11,79 = 32,00 \text{ кА.} \quad (97)$$

Мощность короткого замыкания

$$S_{\text{К}33} = \sqrt{3} \cdot U_{\text{Б}} \cdot I_{\text{П},0}, \quad (98)$$

$$S_{\text{К}33} = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 11,29 = 214 \text{ МВА.}$$

Точку К₄ полагаем расположенной на шинах ТП-1 цеха № 1 электролиза медной фольги. Суммарное сопротивление системы до трансформатора цеховой ТП (ТП - 1) принимаем равным нулю. В сети напряжением ниже 1000 В необходимо учитывать реактивные и активные сопротивления.

Полное сопротивление трансформатора цеховой ТП:

$$z_{\text{Т}1} = \frac{u_{\text{К}3}}{100} \cdot \frac{S_{\text{Б}}}{S_{\text{НТ}}}, \quad (99)$$

$$z_2 = z_{\text{Т}1} = \frac{5,5}{100} \cdot \frac{1000 \cdot 10^3}{630} = 87,3.$$

активное сопротивление трансформатора

$$r_{\text{Т}1} = \Delta P_{\text{К}3} \cdot \frac{S_{\text{Б}}}{S_{\text{НТ}}^2}, \quad (100)$$

$$r_{\text{Т}1} = 7,6 \cdot \frac{1000 \cdot 10^3}{630^2} = 19,2,$$

					13.03.02.2017.197 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		63

индуктивное сопротивление трансформатора

$$x_{T1} = \sqrt{z_{T1}^2 - r_{T1}^2}, \quad (101)$$

$$x_{T1} = \sqrt{87,3^2 - 19,2^2} = 85,2.$$

Согласно /1/ для распределительных устройств цеховых ТП переходное сопротивление контактов можно принять $r_K=0,015$ Ом. Это сопротивление в относительных единицах

$$r_{K*} = \frac{r_K}{r_B} = r_K \cdot \frac{S_B}{U_B^2}, \quad (102)$$

$$r_{K*} = 0,015 \cdot \frac{1000}{0,4^2} = 93,75.$$

Перейдем к расчету токов короткого замыкания.

Определим ток короткого замыкания в точке К₄.

Суммарное активное сопротивление

$$r_{\Sigma} = r_{T1} + r_{K*}, \quad (103)$$

$$r_{\Sigma} = 19,2 + 93,75 = 112,95,$$

полное сопротивление

$$z_{\Sigma} = \sqrt{x_{T1}^2 + r_{\Sigma}^2}, \quad (104)$$

$$z_3 = \sqrt{85,2^2 + 112,95^2} = 141,5.$$

Мощность короткого замыкания в точке К₄:

$$S_{K34} = \frac{S_B}{z_3}, \quad (105)$$

$$S_{K34} = \frac{1000}{141,5} = 7,1 \text{ МВА.}$$

Ток короткого замыкания при базисном напряжении $U_B=0,4$ кВ найдем по формуле:

$$I_{K4} = I_{П,0} = I_{Пт} = \frac{S_{K34}}{\sqrt{3} \cdot U_B}, \quad (106)$$

$$I_{K4} = \frac{7,1}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 10,2 \text{ кА.}$$

					13.03.02.2017.197 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		64

Ударный ток КЗ:

$$i_{уд4} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{к4}, \quad (107)$$

где ударный коэффициент K_y принят 1,6 согласно /1,табл. 2,45/.

$$i_{уд4} = \sqrt{2} \cdot 1,6 \cdot 10,2 = 16,3 \text{ кА.}$$

Результаты расчетов по всем точкам КЗ представлены в таблице 7.1.

Таблица 7.1 – Результаты расчета токов короткого замыкания

Расчетная точка	Напряжение $U_{ср}$ расчетной точки, кВ	Токи, кА			Мощность КЗ ступени, МВА
		$I_{п,0}$	$I_{пт}$	$i_{уд}$	
Точка К1	115,0	20,08	20,08	48,85	4000
Точка К2	115,0	15,66	15,66	39,87	3119
Точка К3	10,5	11,79	11,79	32,00	214
Точка К4	0,4	10,20	10,20	16,30	7,1

Выводы по разделу семь

В данном разделе я рассчитал токи короткого замыкания на сборных шинах 10 кВ ГПП и на сборных шинах НРП 6. В дальнейшем по этим токам будет производиться выбор оборудования.

8 ВЫБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ

Выбор коммутационной и измерительной аппаратуры схемы внешнего электроснабжения был произведен в разделе 5.4.

8.1 Выбор ячеек комплектного распределительного устройства ГПП и РП

РУ НН ГПП и РП выполняется комплектным из шкафов серии КУ-104М для внутренней установки. Шкаф КУ-104М комплектуется элегазовыми выключателями типа VF-12, встроенными разъединителями втычного типа, сборными шинами и трансформаторами тока типа ТЛК-10.

Условия выбора, расчетные параметры сети и каталожные данные ячеек КРУ /3,6/ представлены в таблице 8.1.

Таблица 8.1 – Выбор ячеек КРУ ГПП.

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные К-104М
$u_{НОМ} \geq u_{УСТ}$	$u_{УСТ}=10$ кВ	$u_{НОМ}=10$ кВ
$I_{НОМ} \geq I_{УТЯЖ}$	$I_{УТЯЖ ГПП}=1541$ А	$I_{НОМ}=1600$ А
$i_{ДИН} \geq i_{УД}$	$i_{УД}=32,00$ кА	$i_{ДИН}=128$ кА
$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$	$B_K=226$ кА ² ·с	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} = 100^2 \cdot 3 = 30000$ кА ² ·с

Рабочий ток в утяжеленном режиме вводной ячейки определим, исходя из перегрузочной способности силовых трансформаторов ГПП:

$$I_{УТЯЖ ГПП} = \frac{1,4 \cdot S_{НТ}^{ГПП}}{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot 2}, \quad (108)$$

$$I_{УТЯЖ ГПП} = \frac{1,4 \cdot 40000}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 2} = 1541 \text{ А.}$$

Ударный ток указан в таблице 7.1 для точки короткого замыкания К₃.

Тепловой импульс тока КЗ определяется по формуле (73):

$$B_K = 11,29^2 \cdot (1,76 + 0,012) = 226 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

где $T_A=0,012$ с согласно /1/;

$$t_{ОТК}=1,7+0,06=1,76 \text{ с},$$

					13.03.02.2017.197 ПЗ ВКР	Лист 66
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$t_{рз}$ – выдержка времени срабатывания релейной защиты, с;

$t_{ОВ}$ – собственное время отключения выключателя типа VF-12, с.

8.2 Выбор выключателей КРУ

Выключатели выбираются по рассмотренным выше условиям (62)–(64) и проверяются по условиям (65), (70) – (72).

Подробный выбор выключателя на вводе в КРУ рассмотрен в таблице 8.2. Секционный выключатель принимается того же типа, что и вводной.

В ячейках КРУ типа К-104М устанавливаются элегазовые выключатели типа VF-12 с собственным временем отключения $t_{СВ}=0,06$ с и полным временем отключения $t_{ОВ}=0,08$ с.

Амплитудное значение апериодической составляющей тока короткого замыкания в момент расхождения контактов выключателя τ , определяется по формуле (66):

$$i_{A,\tau} = \sqrt{2} \cdot 11,29 \cdot e^{\frac{-0,07}{0,012}} = 0,06 \text{ кА},$$

где $\tau = t_{рз\text{MIN}} + t_{СВ} = 0,01 + 0,06 = 0,07$ с.

Номинальное допускаемое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени τ по формуле (69):

$$i_{A,\text{НОМ}} = \frac{\sqrt{2} \cdot 20 \cdot 20}{100} = 5,66 \text{ кА},$$

$\beta_{\text{НОМ}}$ определяется по кривой рисунка 4.5 /2/ для времени $\tau=0,07$ с.

Значения ударного тока и теплового импульса указаны в таблице 9.1.

Каталожные данные выбираемых выключателей представлены в /6/.

					13.03.02.2017.197 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		67

Таблица 8.2 – Выбор выключателей на вводе в КРУ

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные VF-12.16.20
$u_{НОМ} \geq u_{УСТ}$	$u_{УСТ}=10$ кВ	$u_{НОМ}=10$ кВ
$I_{НОМ} \geq I_{УТЯЖ}$	$I_{УТЯЖ}=1541$ А	$I_{НОМ}=1600$ А
$I_{НОМ.ОТКЛ.} \geq I_{П,τ}$	$I_{П,τ}=11,29$ кА	$I_{НОМ.ОТКЛ.}=20$ кА
$i_{А,НОМ} \geq i_{А,τ}$	$i_{А,τ}=0,06$ кА	$i_{А,НОМ}=5,66$ кА
$I_{ДИН} \geq I_{П,0}$ $i_{ДИН} \geq i_{УД}$	$I_{П,0}=11,29$ кА $i_{УД}=32,00$ кА	$I_{ДИН}=20$ кА $i_{ДИН}=52$ кА
$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$	$B_K=226$ кА ² · с	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} = 20^2 \cdot 3 = 1200$ кА ² · с

Остальные выключатели напряжением 10 кВ выбираются аналогично, результаты выбора представлены в таблице 8.3.

Таблица 8.3 – Выбор выключателей и трансформаторов тока схемы внутреннего электроснабжения

Кабельные линии (начало – конец)	U _{НОМ} , кВ	I _р , А	I _{утяж} , А	I _{п,0} , кА	i _{уд} , кА	Тип выключателя	Тип трансформатора тока
1	2	3	4	5	6	7	8
ГПП-ТП1	10	36	72	11,79	32,00	VF12.12.20	ТЛК-10-75-0,5/10Р
ГПП-ТП2	10	80	159	11,79	32,00	VF12.12.20	ТЛК-10-200-0,5/10Р
ГПП-ТП3	10	40	81	11,79	32,00	VF12.12.20	ТЛК-10-100-0,5/10Р
ГПП-ТП5	10	29	58	11,79	32,00	VF12.12.20	ТЛК-10-75-0,5/10Р
ГПП-ТП8	10	26	-	11,79	32,00	VF12.12.20	ТЛК-10-30-0,5/10Р
ГПП-ТП6	10	70	140	11,79	32,00	VF12.12.20	ТЛК-10-150-0,5/10Р
ГПП-ПВ1 (650)	10	42	-	11,79	32,00	VF12.12.20	ТЛК-10-50-0,5/10Р
ГПП-ПВ2 (650)	10	42	-	11,79	32,00	VF12.12.20	ТЛК-10-50-0,5/10Р
ГПП-ПВ3 (650)	10	42	-	11,79	32,00	VF12.12.20	ТЛК-10-50-0,5/10Р
ГПП-ПВ4 (650)	10	42	-	11,79	32,00	VF12.12.20	ТЛК-10-50-0,5/10Р
ГПП-ПВ5 (650)	10	42	-	11,79	32,00	VF12.12.20	ТЛК-10-50-0,5/10Р
ГПП-ПВ6 (650)	10	42	-	11,79	32,00	VF12.12.20	ТЛК-10-50-0,5/10Р
ГПП-ПВ7 (650)	10	42	-	11,79	32,00	VF12.12.20	ТЛК-10-50-0,5/10Р
ГПП-ПВ8 (650)	10	42	-	11,79	32,00	VF12.12.20	ТЛК-10-50-0,5/10Р
ГПП-ПВ9 (650)	10	42	-	11,79	32,00	VF12.12.20	ТЛК-10-50-0,5/10Р
ГПП-ПВ10 (650)	10	42	-	11,79	32,00	VF12.12.20	ТЛК-10-50-0,5/10Р
ГПП-ПВ11 (650)	10	42	-	11,79	32,00	VF12.12.20	ТЛК-10-50-0,5/10Р
ГПП-ПВ12 (650)	10	42	-	11,79	32,00	VF12.12.20	ТЛК-10-50-0,5/10Р
ГПП-ПВ13 (7500)	10	515	-	11,79	32,00	VF12.12.20	ТЛК-10-600-0,5/10Р
ГПП-ПВ14 (7500)	10	515	-	11,79	32,00	VF12.12.20	ТЛК-10-600-0,5/10Р
ГПП-ПВ15 (7500)	10	515	-	11,79	32,00	VF12.12.20	ТЛК-10-600-0,5/10Р
ГПП-ПВ16 (7500)	10	515	-	11,79	32,00	VF12.12.20	ТЛК-10-600-0,5/10Р
ГПП-ПВ17 (2875)	10	198	-	11,79	32,00	VF12.12.20	ТЛК-10-200-0,5/10Р

Продолжение таблицы 8.3

1	2	3	4	5	6	7	8
ГПП-ПВ18 (2875)	10	198	-	11,79	32,00	VF12.12.20	ТЛК-10-200-0,5/10P
ГПП-СД1 (315)	10	19	-	11,79	32,00	VF12.12.20	ТЛК-10-30-0,5/10P
ГПП-СД2 (315)	10	19	-	11,79	32,00	VF12.12.20	ТЛК-10-30-0,5/10P
ГПП-АД1 (200)	10	13	-	11,79	32,00	VF12.12.20	ТЛК-10-30-0,5/10P
ГПП-АД2 (200)	10	13	-	11,79	32,00	VF12.12.20	ТЛК-10-30-0,5/10P
ГПП-СД3 (1600)	10	98	-	11,79	32,00	VF12.12.20	ТЛК-10-100-0,5/10P
ГПП-СД4 (1600)	10	98	-	11,79	32,00	VF12.12.20	ТЛК-10-100-0,5/10P

8.3 Выбор трансформаторов тока в ячейках КРУ

В ячейках КРУ типа К-104М устанавливаются трансформаторы тока типа ТЛК-10. Рассмотрим подробно выбор трансформаторов тока на вводе в КРУ, трансформатор тока в цепи секционного выключателя того же типа, а трансформаторы тока на других присоединениях рассчитываются аналогично, их типы представлены в таблице 8.3.

Условия выбора, расчетные параметры сети и каталожные данные /3/ трансформаторов тока на вводе в КРУ указаны в таблице 8.4.

Таблица 8.4 – Выбор трансформаторов тока на вводе в КРУ ГПП

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные ТЛК-10-1500-У3-0,5/10P
$u_{НОМ} \geq u_{УСТ}$	$u_{УСТ}=10 \text{ кВ}$	$u_{НОМ}=10 \text{ кВ}$
$I_{НОМ} \geq I_{УТЯЖ}$	$I_{УТЯЖ}=1541 \text{ А}$	$I_{НОМ}=2000 \text{ А}$
$i_{ДИН} \geq i_{УД}$	$i_{УД}=32,00 \text{ кА}$	$i_{ДИН}=81 \text{ кА}$
$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$	$B_K=226 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} = 31,5^2 \cdot 3 = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Для проверки выбранного трансформатора тока по вторичной нагрузке составляем схему включения трансформаторов тока и измерительных приборов (рисунок 8.1). Перечень измерительных приборов в цепи понижающего трансформатора на стороне НН определяется по таблице 4.11 /9/.

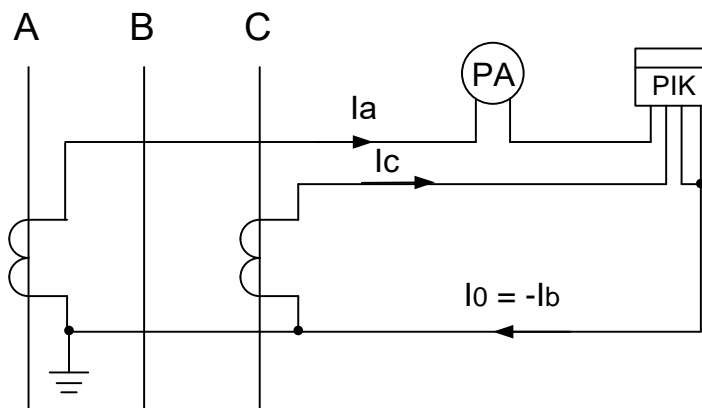


Рисунок 8.1 – Схема включения трансформаторов тока и приборов

Определяем нагрузку по фазам (таблица 8.5), пользуясь схемой включения (рисунок 7.1) и каталожными данными приборов (таблица П4.7 /9/), для выбора наиболее загруженного трансформатора тока.

Таблица 8.5 – Проверка класса точности трансформатора тока

Прибор	Тип прибора	Количество приборов	Нагрузка фазы, ВА		
			А	В	С
Амперметр	Э-335	1	0,5	-	-
Двухтарифный счетчик активной энергии	СЭТ-3а-01Т-14 (П)	1	2	-	2
Двухтарифный счетчик реактивной энергии	СЭТ-3р-01Т-21 (П)	1	0,05	-	0,05
Итого:			2,55	-	2,05

По данным таблицы 8.5 видно, что наиболее загруженной является фаза А, мощность приборов в этой фазе $S_{\text{ПРИБ}}=2,55$ ВА.

Сопротивление приборов

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{S_{\text{ПРИБ}}}{I_2^2}, \quad (109)$$

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{2,55}{5^2} = 0,1 \text{ Ом.}$$

Во вторичную обмотку наиболее загруженного трансформатора тока включены три прибора, поэтому сопротивление контактов принимается $r_{\text{К}}=0,07$ Ом.

Номинальное сопротивление вторичной обмотки в классе точности 0,5

согласно /3/ $z_{2НОМ}=0,8$ Ом.

Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{ПРОВ} = z_{2НОМ} - r_{ПРИБ} - r_{К}, \quad (110)$$

$$r_{ПРОВ} = 0,8 - 0,1 - 0,07 = 0,63 \text{ Ом.}$$

Для подстанции с высшим напряжением 35 кВ в качестве соединительных принимаем алюминиевые провода, удельное сопротивление алюминия

$$\rho = 0,0283 \frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}{\text{м}}.$$

Согласно /10/, в цепях 6–10 кВ длину соединительных проводов от трансформатора тока до приборов в один конец можно принять $l=5$ м. Так как трансформаторы тока включены по схеме неполной звезды (см. рисунок 8.1), то согласно /10/ $I_{РАСЧ} = \sqrt{3} \cdot I = \sqrt{3} \cdot 5 = 8,66$ м.

Сечение соединительных проводов

$$q = \frac{\rho \cdot I_{РАСЧ}}{r_{ПРОВ}}, \quad (111)$$

$$q = \frac{0,0283 \cdot 8,66}{0,43} = 0,57 \text{ мм}^2.$$

В качестве соединительных проводов принимаем контрольный кабель АКРВГ с жилами сечением 4 мм² по условию механической прочности.

8.4 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформатор напряжения устанавливается один на каждую секцию сборных шин. Во вторичную обмотку трансформатора напряжения включаются катушки напряжения измерительных приборов всех присоединений данной секции и сборных шин.

Трансформаторы напряжения выбирают по следующим условиям:

- 1) по напряжению $u_{НОМ} = u_{УСТ}$,
- 2) по конструкции и схеме соединения обмоток;
- 3) по классу точности.

При напряжении 110 кВ в ячейках типа К-104М к установке принимаем три

					13.03.02.2017.197 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		71

однофазных трансформатора напряжения типа ЗНОЛ.06-10УЗ. Каталожные данные выбранных трансформаторов напряжения приведены в /3/.

Схема включения трансформаторов напряжения – «звезда с землей – звезда с землей – разомкнутый треугольник» (рисунок 8.2).

Чтобы трансформатор напряжения работал в заданном классе точности, должно выполняться условие:

$$S_{\text{НАГР}} \leq S_{2\text{НОМ}}, \quad (112)$$

где $S_{\text{НАГР}}$ – мощность всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения, ВА;

$S_{2\text{НОМ}}$ – номинальная мощность вторичной обмотки трансформатора напряжения в заданном классе точности, ВА.

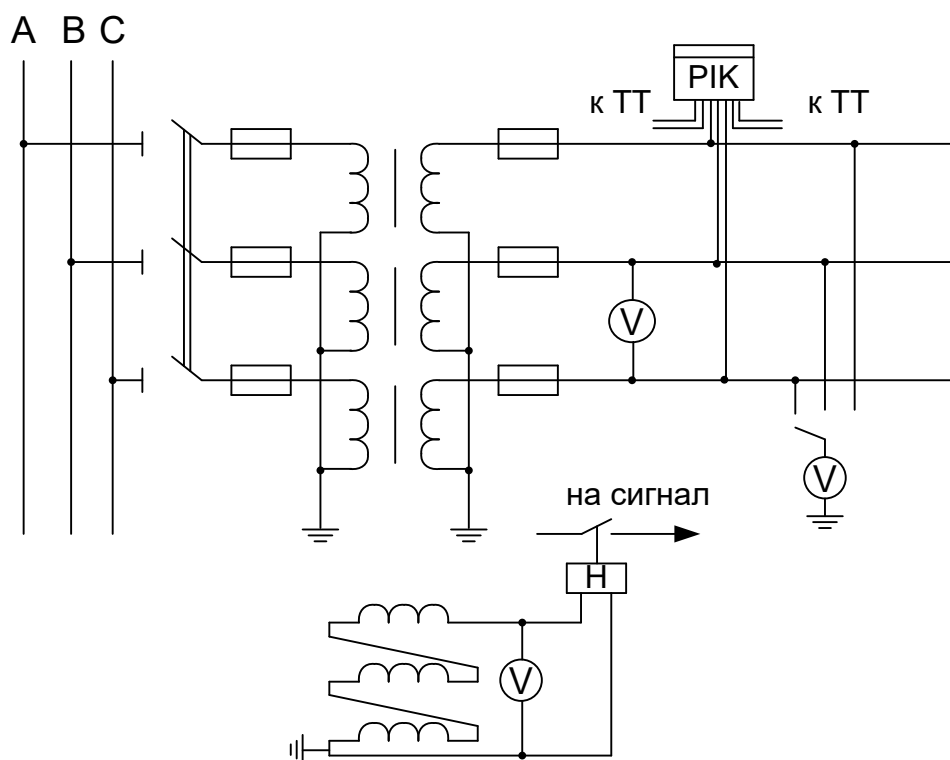


Рисунок 8.2 – Схема включения трансформаторов напряжения и приборов

Используя данные таблиц 4.11 и П4.7 /9/, составляем таблицу включения приборов (таблица 8.6), чтобы определить мощность приборов, включаемых во вторичную обмотку трансформатора напряжения.

Мощность, потребляемая приборами:

$$S_{\text{НАГР}} = \sqrt{P^2 + Q^2}, \quad (113)$$

$$S_{\text{НАГР}} = \sqrt{35,92^2 + 77,7^2} = 85,6 \text{ ВА.}$$

Так как имеются счетчики денежного расчета, то трансформаторы напряжения необходимо проверить в классе точности 0,5. Согласно /3/, номинальная мощность вторичной обмотки одного трансформатора напряжения типа ЗНОЛ.06-10У3 в классе точности 0,5 $S_{2\text{НОМ}}=75$ ВА. Номинальная мощность трех трансформаторов напряжения, соединенных в звезду, $S_{2\text{НОМ}} = 3 \cdot 75 = 225$ ВА.

Таким образом, $S_{\text{НАГР}} < S_{2\text{НОМ}}$, следовательно, трансформаторы напряжения будут работать в классе точности 0,5.

Для соединения трансформаторов напряжения с приборами принимаем контрольный кабель АКРВГ (так как высшее напряжение подстанции 35 кВ) с алюминиевыми жилами сечением 4 мм² по условию механической прочности.

Таблица 8.6 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения

Прибор	Тип	Число приборов	Число обмоток	S одной обмотки, ВА	cosφ	sinφ	Общая потребляемая мощность		
							P, Вт	Q, вар	
Вольтметр (сборные шины)	Э-335	2	1	2,0	1,00	0	4	-	
Счетчик активной энергии	Ввод 10 кВ от трансформатора	СЭТ-3а-01Т-14 (П)	1	2	2,0	0,38	0,925	1,52	3,7
Счетчик реактивной энергии		СЭТ-3р-01Т-21 (П)	1	2	5,0	0,38	0,925	3,8	9,25
Счетчик активной и реактивной энергии	Линии 10 кВ	СЭТ-3а-01Т-14 (П)	8	2	2,0	0,38	0,925	12,2	29,6
Счетчик реактивной энергии		СЭТ-3р-01Т-21 (П)	8	2	5,0	0,38	0,925	12,2	74
Итого:								33,72	116,6

Трансформатор напряжения присоединяется к сборным шинам через предохранитель типа ПКН001-10У3 /5/ и втычной разъединитель.

8.5 Проверка кабелей напряжением 10 кВ на термическую стойкость к токам короткого замыкания

Кабели напряжением 10 кВ схемы внутреннего электроснабжения проверяются на термическую стойкость к токам короткого замыкания. Расчет всех характерных термических сечений кабелей сведен в таблицу 8.7.

Таблица 8.7 – Проверка кабелей на термическую стойкость.

Начало и конец кабельной линии	I_k , кА	$t_{рз}$, с	$t_{ов}$, с	T_A , с	B_k , $кА^2 \cdot с$	C	F_{TC} , $мм^2$
ГПП-ТП	11,79	0,8	0,08	0,12	138,91	100	117,9
ГПП-АД	11,79	0	0,08	0,01	12,50	100	35,4
ГПП-СД	11,79	0	0,08	0,01	12,50	100	35,4
ГПП-ПВ	11,79	0	0,08	0,01	12,50	100	35,4
ТП-ТП	11,79	0,4	0,08	0,12	83,34	100	91,3

В таблице 8.7 обозначено:

$t_{рз}$ – время срабатывания релейной защиты, с;

$t_{ов}$ – полное время отключения выключателя, с;

T_A – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания;

C – коэффициент, зависящий от вида металла жил кабеля, $\frac{A \cdot с^{1/2}}{мм^2}$, /1, табл.2.72/;

B_k – тепловой импульс тока КЗ, определяемый по формуле (73) для кабельных линий ГПП-ТП:

$$B_k = 11,29^2 \cdot (0,88 + 0,12) = 138,91 \text{ кА}^2 \cdot с,$$

$$t_{отк} = 0,8 + 0,08 = 0,88 \text{ с.}$$

Термически стойкое сечение для кабельных линий ГПП-ТП определим по выражению:

$$F_{TC} = \frac{\sqrt{B_k}}{C}, \quad (114)$$

$$F_{TC} = \frac{\sqrt{138,91 \cdot 10^6}}{100} = 117,9 \text{ мм}^2.$$

					13.03.02.2017.197 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		74

Проверка остальных кабельных линий производится аналогичным образом.

В таблице 8.8 записаны все кабели, для которых производится увеличение площади сечения, выбранной по условиям нормального и утяжеленного режимов работы, до термически устойчивого сечения.

Таблица 8.8 – Термически устойчивые сечения кабелей

Начало и конец кабельной линии	Прежняя площадь сечения кабеля, мм ²	Площадь термически устойчивого сечения кабеля, мм ²	Тип и площадь сечения нового кабеля
ГПП-ТП1	35	120	2 ААБВГУ(3х120)
ТП1-ТП9	16	95	2 ААБВГУ(3х95)
ГПП-ТП2	70	120	2 ААБВГУ(3х120)
ТП2-ТП4	50	95	2 ААБВГУ(3х95)
ГПП-ТП3	35	120	2 ААБВГУ(3х120)
ГПП-ТП5	25	120	2 ААБВГУ(3х120)
ГПП-ТП8	16	120	1 ААБВГУ(3х120)
ГПП-ТП6	95	120	2 ААБВГУ(3х120)
ТП6-ТП7	70	95	1 ААБВГУ(3х95)
ГПП-ПВ1 (650)	35	50	1 ААБВГУ(3х50)
ГПП-ПВ2 (650)	35	50	1 ААБВГУ(3х50)
ГПП-ПВ3 (650)	35	50	1 ААБВГУ(3х50)
ГПП-ПВ4 (650)	35	50	1 ААБВГУ(3х50)
ГПП-ПВ5 (650)	35	50	1 ААБВГУ(3х50)
ГПП-ПВ6 (650)	35	50	1 ААБВГУ(3х50)
ГПП-ПВ7 (650)	35	50	1 ААБВГУ(3х50)
ГПП-ПВ8 (650)	35	50	1 ААБВГУ(3х50)
ГПП-ПВ9 (650)	35	50	1 ААБВГУ(3х50)
ГПП-ПВ10 (650)	35	50	1 ААБВГУ(3х50)
ГПП-ПВ11 (650)	35	50	1 ААБВГУ(3х50)
ГПП-ПВ12 (650)	35	50	1 ААБВГУ(3х50)
ГПП-ПВ13 (7500)	630	630	1 АПВП(3х630)
ГПП-ПВ14 (7500)	630	630	1 АПВП(3х630)
ГПП-ПВ15 (7500)	630	630	1 АПВП(3х630)
ГПП-ПВ16 (7500)	630	630	1 АПВП(3х630)
ГПП-ПВ17 (2875)	240	240	1 ААБВГУ(3х240)
ГПП-ПВ18 (2875)	240	240	1 ААБВГУ(3х240)
ГПП-СД1 (315)	16	50	1 ААБВГУ(3х50)
ГПП-СД2 (315)	16	50	1 ААБВГУ(3х50)
ГПП-АД1 (200)	16	50	1 ААБВГУ(3х50)
ГПП-АД2 (200)	16	50	1 ААБВГУ(3х50)
ГПП-СД3 (1600)	50	50	1 ААБВГУ(3х50)
ГПП-СД4 (1600)	50	50	1 ААБВГУ(3х50)

Для обеспечения сигнализации однофазных замыканий на землю в электрических сетях 10 кВ предприятия в начале питающих кабельных линий устанавливаются трансформаторы тока нулевой последовательности типа ТЗЛМ.

8.6 Выбор трансформаторов собственных нужд ГПП

Потребители собственных нужд подстанций делятся на ответственных и неответственных. Ответственными механизмами являются система охлаждения силовых трансформаторов, сети аварийного освещения, система пожаротушения, система подогрева приводов разъединителей и подогрева шкафов КРУ, система оперативного управления, связи и телемеханики. Кроме того, потребителями собственных нужд подстанции являются освещение, отопление, вентиляция ЗРУ, освещение ОРУ также относится к потребителям собственных нужд. На двухтрансформаторных подстанциях 35–750 кВ устанавливается не менее двух трансформаторов собственных нужд. Мощность трансформаторов собственных нужд должна выбираться в соответствии с нагрузками собственных нужд в разных режимах работы подстанции с учетом коэффициентов одновременности и загрузки, а также с учетом перегрузочной способности трансформаторов в послеаварийном режиме. Однако при учебном проектировании допустимо принимать мощность трансформатора собственных нужд, равной 0,5% от мощности силового трансформатора:

$$S_{\text{ТСН}} = \frac{0,1}{100} \cdot S_{\text{НТ}}^{\text{ГПП}} = 0,005 \cdot S_{\text{ТР}}, \quad (115)$$

где $S_{\text{ТСН}}$ – мощность трансформатора собственных нужд, кВА;

$S_{\text{НТ}}^{\text{ГПП}}$ – мощность силового трансформатора, кВА.

$$S_{\text{ТСН}} = 0,001 \cdot 40000 = 40 \text{ кВА.}$$

Исходя из условий питания вспомогательных механизмов предприятия, согласно /3/ выбираем трансформатор типа ТМ-40/10.

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{S_{\text{НТ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{Н}}}, \quad (116)$$

					13.03.02.2017.197 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		76

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{40}{\sqrt{3} \cdot 10} = 2,2 \text{ А.}$$

Трансформатор подключается к обмотке НН силовых трансформаторов ГПП через предохранители типа ПКТ101-10-6,3-31,5 УЗ.

7.7 Выбор вводных и секционных автоматических выключателей РУ НН КТП и вводных аппаратов НРП

В качестве цеховых ТП принимаем комплектные трансформаторные подстанции типов КТП-160/10/0,4-84У1, КТП-250/10/0,4-84У1, КТП-400/10/0,4-84У1, КТП-630/10/0,4-84У1, КТП-1000/10/0,4-84У1. Выбор вводных и секционных автоматических выключателей на стороне низшего напряжения цеховых ТП и вводных автоматов приведен в таблице 8.9.

Таблица 8.9 – Выбор вводных и секционных автоматических выключателей РУ НН КТП и вводных аппаратов РПН

№ ТП, НРП	Место установки выключателя	I _p , А	I _{утяж} , А	I _к , кА	Тип выключателя	Тип НРП
1	2	3	4	5	6	7
ТП1	Вводной	637	1275	10,2	ВА53-43; I _{НОМ} = 1600 А; I _о = 35 кА	-
	Секционный	-	1275	10,2	ВА53-43; I _{НОМ} = 1600 А; I _о = 35 кА	-
ТП2	Вводной	1012	2023	10,2	ВА50-45Про; I _{НОМ} = 2500 А; I _о = 35 кА	-
	Секционный	-	2023	10,2	ВА50-45Про; I _{НОМ} = 2500 А; I _о = 35 кА	-
ТП3	Вводной	1012	2023	10,2	ВА50-45Про; I _{НОМ} = 2500 А; I _о = 35 кА	-
	Секционный	-	2023	10,2	ВА50-45Про; I _{НОМ} = 2500 А; I _о = 35 кА	-
ТП4	Вводной	1012	2023	10,2	ВА50-45Про; I _{НОМ} = 2500 А; I _о = 35 кА	-
	Секционный	-	2023	10,2	ВА50-45Про; I _{НОМ} = 2500 А; I _о = 35 кА	-
ТП5	Вводной	637	1275	10,2	ВА53-43; I _{НОМ} = 1600 А; I _о = 35 кА	-
	Секционный	-	1275	10,2	ВА53-43; I _{НОМ} = 1600 А; I _о = 35 кА	-
ТП6	Вводной	405	809	10,2	ВА53-41; I _{НОМ} = 1000 А; I _о = 35 кА	-
	Секционный	-	809	10,2	ВА53-41; I _{НОМ} = 1000 А; I _о = 35 кА	-
ТП7	Вводной	1445	-	10,2	ВА53-43; I _{НОМ} = 1600 А; I _о = 35 кА	-
ТП8	Вводной	361	-	10,2	ВА57-37; I _{НОМ} = 400 А; I _о = 35 кА	-
ТП9	Вводной	162	324	10,2	ВА57-37; I _{НОМ} = 400 А; I _о = 35 кА	-
	Секционный	-	324	10,2	ВА57-37; I _{НОМ} = 400 А; I _о = 35 кА	-
НРП1	Вводной	93	187	10,2	ВА57-35; I _{НОМ} = 250 А; I _о = 35 кА	ПР 8503 3133 – 1 УХЛ3
НРП2	Вводной	60	120	10,2	ВА57-33; I _{НОМ} = 160 А; I _о = 35 кА	
НРП3	Вводной	34	69	10,2	ВА57-31; I _{НОМ} = 80 А; I _о = 35 кА	
НРП4	Вводной	395	-	10,2	ВА57-37; I _{НОМ} = 400 А; I _о = 35 кА	
НРП5	Вводной	85	170	10,2	ВА57-35; I _{НОМ} = 200 А; I _о = 35 кА	

Продолжение таблицы 8.9

1	2	3	4	5	6	7
НРП6	Вводной	121	-	10,2	ВА57-33; $I_{НОМ} = 160$ А; $I_o = 35$ кА	
НРП7	Вводной	247	-	10,2	ВА57-35; $I_{НОМ} = 250$ А; $I_o = 35$ кА	

Выводы по разделу восемь

В данном разделе было выбрано электрооборудование системы электроснабжения предприятия, а именно ячеек КРУ ГПП и ВРП, выключатели, трансформаторы тока в КРУ, трансформаторы напряжения, ТСН ГПП и вводные и секционные автоматические выключатели РУ НН КТП и вводных автоматов НРП. Также был выбран тип ящиков НРП.

					13.03.02.2017.197 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		78

9 КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Оптимальный выбор средств компенсации реактивной мощности является составной частью построения рациональной системы электроснабжения промышленного предприятия. Распределительное устройство напряжением 10 кВ ГПП имеет две системы сборных шин, расчет будем вести на одну секцию.

На рисунке 9.1 приведена схема замещения системы электроснабжения предприятия для проведения расчета компенсации реактивной мощности.

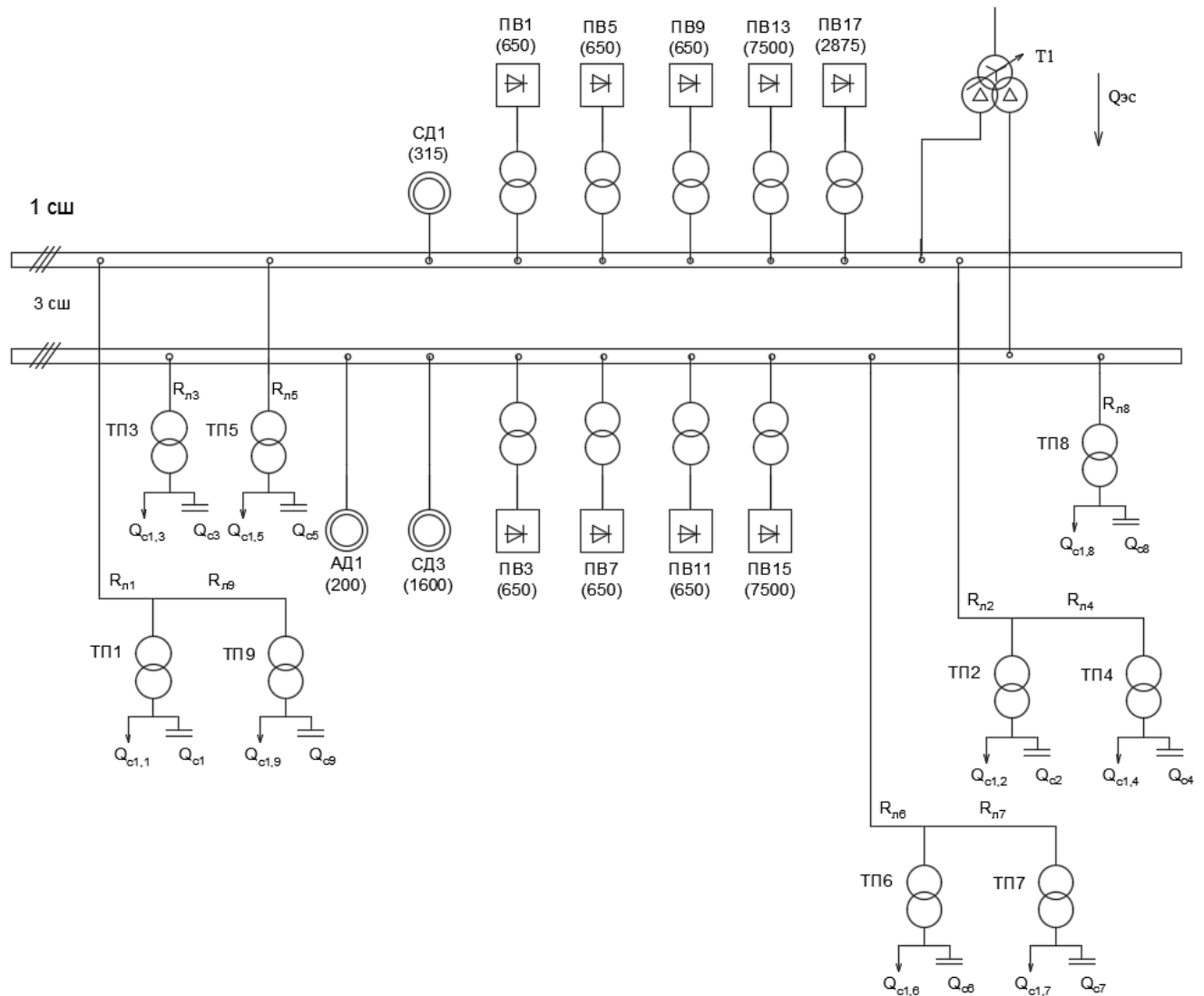


Рисунок 9.1 – Схема замещения

В таблице 9.1 приведены исходные данные для расчета компенсации реактивной мощности.

Таблица 9.1 – Исходные данные для расчета компенсации реактивной мощности

Трансформаторная подстанция	S_{HTi} , кВА	Q_{i1} , квар	ΔQ_{Ti} , квар	R_{Ti} , Ом	$R_{ли}$, Ом
ТП1	630	259	30	1,915	0,050
ТП2	1000	458	41	1,080	0,037
ТП3	1000	415	41	1,080	0,050
ТП4	1000	400	41	1,080	0,036
ТП5	630	245	30	1,915	0,137
ТП6	400	207	20	3,438	0,149
ТП7	1000	579	48	1,080	0,130
ТП8	250	109	15	5,920	0,125
ТП9	160	89	12	10,547	0,082
ИТОГО		2 762	277		

В таблице обозначено:

S_{HTi} – номинальная мощность трансформатора i -й ТП;

Q_{i1} и ΔQ_{Ti} – реактивная нагрузка на трансформаторы i -й ТП и потери реактивной мощности в них;

R_{Tpi} – активное сопротивление трансформаторов i -й ТП;

$R_{ли}$ – активное сопротивление i -й кабельной линии.

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

$$R_{Tpi} = \frac{\Delta P_{кз} \cdot U_n^2}{S_{HTi}^2}, \quad (117)$$

например для ТП-6:

$$R_{Tpi} = \frac{5,5 \cdot 10^3 \cdot 10^2}{400^2} = 3,438 \text{ Ом.}$$

Активные сопротивления кабельных линий найдем по формуле:

$$R_{ли} = r_{0ли} \cdot l_i, \quad (118)$$

где $r_{0ли}$ – удельное сопротивление i -й линии, Ом/км, /5/;

l_i – длина i -й линии, км.

Например, $R_{ли} = 0,167 \cdot 0,20 = 0,033 \text{ Ом.}$

Также в составе электроприемников СШ1 имеется 2 синхронный двигателя с активной мощностью $P_{сд400}=400 \text{ кВт.}$

Таблица 9.2 – Номинальные данные синхронных двигателей

Обозначение в схеме	Тип двигателя	Uном, кВ	Рсд.нi, кВт	Qсд.нi, квар	Ni, шт	ni, об/мин	Д1i, кВт	Д2i, кВт
СД (315)	СДН	10	320	-175	1	250	6,65	4,18
СД (1600)	СДН	10	1600	-817	1	1000	7,58	7,56

Располагаемая реактивная мощность синхронных двигателей определяется:

$$Q_{СД.М} = \alpha_m \cdot N \cdot \sqrt{P_{СД.Н}^2 + Q_{СД.Н}^2}, \quad (119)$$

где α_m - коэффициент допустимой перегрузки синхронного двигателя по реактивной мощности, зависящий от загрузки $\beta_{СД}$ по активной мощности и номинальной $\cos\varphi_n$. Все СД имеют $\beta_{СД} = 0,8$, тогда $\alpha_m = 0,72$.

Удельная стоимость потерь активной мощности от протекания реактивной мощности:

$$C_0 = \delta \cdot (\alpha \cdot K_M + \beta \cdot \tau). \quad (120)$$

Здесь δ – коэффициент, учитывающий затраты, обусловленные передачей по электрическим сетям мощности для покрытия потерь активной мощности;

α и β – основная и дополнительная ставки двухставочного тарифа;

τ – время использования максимальных потерь, ч;

$K_M = \Delta P_{\text{Э}} / \Delta P_M = Q_{\text{Э}}^2 / Q_M^2$ – отношение потерь $\Delta P_{\text{Э}}$ активной мощности от протекания реактивной мощности $Q_{\text{Э}}$, потребляемой предприятием в период наибольшей нагрузки энергосистемы, к максимальным потерям ΔP_M активной мощности от протекания максимальной реактивной мощности Q_M , потребляемой предприятием.

Согласно /8/ $K_M=0,85$, $\tau=5948$ ч.

$$C_0 = 1,04 \cdot (14502,72 \cdot 0,85 + 1,3396 \cdot 5948) = 21107 \text{ руб/кВт.}$$

Наметим все возможные места установки дополнительных компенсирующих устройств – батарей конденсаторов: низковольтные СШ цеховых ТП (Q_{Ci}); СШ РУ напряжением 10 кВ ГПП (Q_0). Кроме того, реактивная мощность может быть получена из энергосистемы ($Q_{\text{Эс}}$).

Затраты на генерацию реактивной мощности:

-для низковольтных БК (0,4 кВ)

$$Z_{\text{Г.КН}} = E \cdot K_{\text{БКН}} + C_0 \cdot \Delta p_{\text{БКН}} \quad (121)$$

где E – нормативные отчисления от стоимости;

$K_{\text{БКН}}$ – удельная стоимость батарей конденсаторов, руб/Мвар;

$\Delta p_{\text{БКН}}$ – удельные потери в конденсаторах, кВт/Мвар, /9/.

$$Z_{\text{Г.КН}} = 0,223 \cdot 12000 \cdot 1,9 \cdot 75,96 + 21107 \cdot 4 = 470638 \text{ руб/Мвар.}$$

-для высоковольтных БК (10 кВ)

$$Z_{\text{Г.КВ}} = Z_{10} = E \cdot K_{\text{БКВ}} + C_0 \cdot \Delta p_{\text{БКВ}} \text{ руб/Мвар,} \quad (122)$$

$$Z_{\text{Г.КВ}} = 0,223 \cdot 6000 \cdot 1,9 \cdot 75,96 + 21107 \cdot 2 = 235319 \text{ руб/Мвар.}$$

в) для синхронных двигателей:

$$Z_{1\text{Г.сд}i} = C_0 \cdot \frac{D_{1i}}{Q_{\text{сд.н}i}}, \quad (123)$$

$$Z_{2\text{Г.сд}i} = C_0 \cdot \frac{D_{2i}}{N_i \cdot Q_{\text{сд.н}i}^2}, \quad (124)$$

где E - коэффициент отчислений;

$K_{б.к.н}, K_{б.к.в}$ - капитальные затраты батарей конденсаторов;

$\Delta p_{б.к.н}, \Delta p_{б.к.в}$ - удельные потери активной мощности в конденсаторах комплектных компенсирующих устройств.

Определим эквивалентные активные сопротивления СД:

$$R_{\text{э.сд}} = \frac{R_{\text{л.сд}}}{N_i} + \frac{Z_{2\text{Г.сд}}}{a \cdot C_0}, \quad (125)$$

Реактивная мощность, генерируемая синхронными двигателями:

$$Q_{\text{сд}i} = \frac{Z_{10} - Z_{1\text{Г.сд}i}}{2 \cdot a \cdot C_0 \cdot R_{\text{э.сд}i}}, \quad (126)$$

где: $a = \frac{1000}{U_{\text{н}}^2} = \frac{1000}{10^2} = 10 \text{ кВ}^{-2}$.

Результаты расчета по синхронным двигателям сведены в таблицу 9.3.

Таблица 8.3 – Мощности двигателей

Обозначение СД на схеме	$Q_{сд.мi},$ Мвар	$З_{1г.сдi},$ руб/Мвар	$З_{2г.сдi},$ руб/Мвар ²	$R_{э.сдi},$ Ом	$Q_{сдi},$ Мвар
СД (315)	0,263	802059	2880866	13,893	-0,097
СД (1600)	1,293	195826	239057	1,159	0,081

Определение эквивалентных активных сопротивлений ответвлений с ТП.
Для расчета оптимальной реактивной мощности, генерируемой низковольтными БК, необходимо знать эквивалентные сопротивления соответствующих ТП.

Для ТП, питающихся по радиальным линиям, (рис. 9.1(а)),

$$R_{эi}=r_i= R_{ТПi}+R_{Лi}. \quad (127)$$

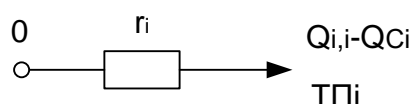


Рисунок 9.1(а) – Схема замещения радиальной линии

Например ТП-3, эквивалентное сопротивление:

$$R_{э3} = 1,080 + 0,050 = 1,130 \text{ Ом.}$$

Аналогично рассчитываем сопротивления для остальных ТП, питающихся по радиальным схемам, результаты расчета представлены в таблице 9.1.

Для ТП-1 и ТП-9 питающихся по магистральным линиям (рис. 9.1(б)), сначала введем обозначения

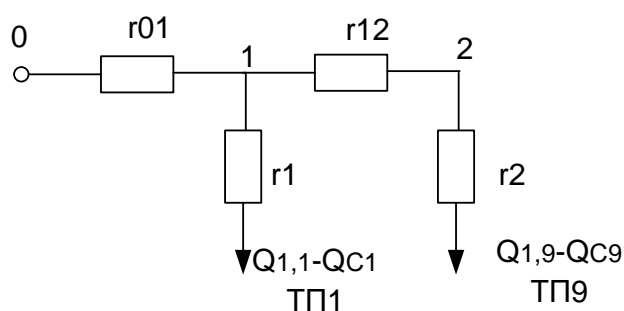


Рис. 9.1(б) – Схема замещения магистральной линии

$$r_{01} = R_{л1} = 0,050 \text{ Ом}$$

$$r_{12} = R_{л9} = 0,082 \text{ Ом}$$

$$r_1 = R_{\text{тп1}} = 1,915 \text{ Ом} \quad r_2 = R_{\text{тп9}} = 10,547 \text{ Ом}$$

Эквивалентная проводимость точки 1 схемы рис. 8.1(б)

$$\frac{1}{R_{\text{Т1}}} = \frac{1}{r_1} + \frac{1}{r_{12} + r_2} = \frac{1}{1,915} + \frac{1}{0,082 + 10,547} = \frac{1}{0,616} \text{ Ом}$$

С учетом полученного эквивалентные сопротивления присоединений ТП1 и ТП9

$$R_{\text{Э1}} = \left(1 + \frac{r_{01}}{R_{\text{Т1}}}\right) \cdot r_1 = \left(1 + \frac{0,050}{0,616}\right) \cdot 1,915 = 2,070$$

$$R_{\text{Э9}} = \left(1 + \frac{r_{01}}{R_{\text{Т1}}}\right) \cdot (r_{12} + r_2) = \left(1 + \frac{0,050}{0,616}\right) \cdot (0,082 + 10,547) = 11,487$$

Аналогично рассчитываем сопротивления для остальных ТП, питающихся по магистральным линиям, результаты расчета представлены в таблице 9.1.

Определим реактивную мощность источников, подключенных к первой секции СШ 10 кВ ГПП.

Оптимальные реактивные мощности низковольтных БК, подключенных к ТП, определяем в предположении, что к шинам ГПП подключена высоковольтная БК (при этом коэффициент Лагранжа $\lambda = 3_{10}$):

$$Q_{\text{С1}} = Q_{\text{л1}} + \Delta Q_{\text{Т1}} + \frac{3_{10} - 3_{\text{ИГ.КН}}}{2aC_0 R_{\text{Э1}}} = Q_{\text{л1}} + \Delta Q_{\text{Т1}} + \frac{z}{R_{\text{Э1}}}, \quad (128)$$

где

$$a = \frac{1000}{U_{\text{Н}}^2}, \quad (129)$$

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

$$z = \frac{3_{10} - 3_{\text{ИГ.КН}}}{2aC_0}. \quad (130)$$

$$z = \frac{235319 - 470638}{2 \cdot 10 \cdot 21107} = -0,56 \text{ Мвар} \cdot \text{Ом}.$$

Тогда, например,

$$Q_{\text{С1}} = 259 + 30 - \frac{0,56 \cdot 10^3}{2,070} = 19 \text{ квар}.$$

					13.03.02.2017.197 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		84

Результаты расчета мощностей Q_{Ci} низковольтных БК сводим в таблицу 9.3.

Для тех ТП, у которых получилось, что $Q_{Ci} < 0$ принимаем $Q_{Ci} = 0$.

Таблица 9.3 – Расчет мощности БК

Место установки БК	$R_{эi}$, Ом	Q_{Ci} , Мвар		$Q_{кyi}$, квар	$Q_{кyi}+Q_{Ci}$, квар	Тип принятой стандартной БК	$Q_{сти}$, квар
		расчетное	принято				
ТП1	2,070	0,019	0,019	78	97	УКМ58-0,4-100-25 У3	100
ТП2	1,102	-0,007	0,000	0	0	-	0
ТП3	1,130	-0,037	0,000	0	0	-	0
ТП4	1,139	-0,049	0,000	0	0	-	0
ТП5	2,052	0,003	0,003	95	97	УКМ58-0,4-100-25 У3	100
ТП6	3,897	0,084	0,084	0	84	УКМ58-0,4-100-25 У3	100
ТП7	1,372	0,221	0,221	53	274	УКМ58-0,4-300-25 У3	275
ТП8	6,045	0,032	0,032	105	137	УКМ58-0,4-150-25 У3	150
ТП9	11,487	0,053	0,053	0	53	УКМ58-0,4-100-25 У3	75
ГПП	-	13,935	13,935	-	-	2хУКРМ-10,5-7200-450 (8х450ф+8х450р)	12600
ИТОГО	-	-	412	331	743	-	800

Определение мощности высоковольтной БК, подключаемой к СШ 10 кВ ГПП, производим из условия баланса реактивных мощностей на СШ 10 кВ ГПП. Определяем мощности высоковольтных БК, подключенных к 1 секции с.ш. ГПП. Для начала определим всю расчетную реактивную мощность, потребляемую предприятием:

$$Q_p = \sum_1^9 (Q_{li} + \Delta Q_{mi}) + \Delta Q_{m.знн} + Q_{вв}, \quad (131)$$

$$Q_p = (2,762 + 0,277) + 2,203 + 13,288 = 18,530 \text{ Мвар.}$$

Определим экономически целесообразную реактивную мощность как минимальную из двух:

$$Q'_{эс} = \alpha \cdot P_{рп} = 9,714 \text{ Мвар,}$$

$$Q''_{эс} = Q_p - \frac{0,7}{K_{нр}} Q_{сд.м} = 18,530 - \frac{0,7}{0,85} \cdot (0,263 + 1,293) = 17249 \text{ Мвар.}$$

Таким образом, экономически целесообразная реактивная мощность, потребляемая предприятием $Q_{эс} = Q'_{эс} = 9,714$ Мвар, а мощность, приходящаяся на 1 секцию с.ш. ГПП $Q_{эс1} = Q_{эс} / 2 = 4,857$ Мвар.

Определим значение коэффициента реактивной мощности $\text{tg}\varphi_{\text{э}}$, задаваемого предприятию энергосистемой:

$$\text{tg}\varphi_{\text{э}} = \frac{Q_{\text{эс}}}{P_{\text{рп}}} = \frac{4857}{19428} = 0,25.$$

Определение мощности высоковольтной БК, подключенной к СШ 10 кВ ГПП, производим из условия баланса реактивных мощностей на СШ 10 кВ ГПП:

$$Q_0 = \sum_1^9 (Q_{\text{л}i} + \Delta Q_{\text{Т}i}) + \Delta Q_{\text{Т}}^{\text{ГПП}} + Q_{\text{в/в}} - \sum_1^9 Q_{\text{С}i} - Q_{\text{эс}1}, \quad (132)$$

где $\Delta Q_{\text{Т}}^{\text{ГПП}}$ – потери реактивной мощности в трансформаторе ГПП, квар.

После подстановки всех значений в выражение (132), получим:

$$Q_0 = 2762 + 277 + \frac{2877}{2} + \frac{26576}{2} - 412 - 4857 = 12496,5 \text{ квар.}$$

Так как данный расчет проведен на половину нагрузки ГПП, т.е. на первую и третью СШ 10 кВ ГПП, то мощность БСК, устанавливаемой на каждой из сборных шин равна половине мощности Q_0 . Таким образом, к установке на каждую секцию шин принимаются компенсирующие устройства типа УКРМ-10,5-7200-450 (8x450ф+8x450р). Мощность устанавливается на 6300 квар.

Выбираем комплектные конденсаторные установки.

Мощности низковольтных БК цеховых ТП определяются суммой двух групп БК: основной $Q_{\text{к}i}$ и дополнительной $Q_{\text{С}i}$:

$$Q_{\text{кн}i} = Q_{\text{к}i} + Q_{\text{С}i}. \quad (133)$$

Мощность $Q_{\text{к}i}$ определяется пропускной способностью трансформаторов цеховых ТП, а мощность $Q_{\text{С}i}$ – расчетами, проведенными в данном разделе.

Выбор ККУ осуществляем по каталогу /3,1, табл. 2.192/, результаты представлены в таблице 9.3.

Зная величины мощностей конденсаторных компенсирующих устройств, определяем расчетный коэффициент реактивной мощности на вводе главной понизительной подстанции.

$$\text{tg}\varphi_{\text{р}} = \frac{Q_{\text{р}1} + \sum_1^9 Q_{\text{к}i} - (\sum_1^9 Q_{\text{СТ.Н}i} + Q_{\text{СТ.В}i})}{P_{\text{рп}} / 2}, \quad (134)$$

					13.03.02.2017.197 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		86

$$\operatorname{tg}\phi_p = \frac{18530 + 331 - 13400}{38855 / 2} = 0,28.$$

Определим резерв реактивной мощности:

$$Q_{\text{РЕЗ}} = Q_{\text{СТ}} - (Q_{\text{С}} + Q_{\text{КУ}}), \quad (135)$$

$$Q_{\text{РЕЗ}} = 13400 - 743 = 12657 \text{ квар.}$$

Выводы по разделу девять

По расчетным мощностям конденсаторных батарей были выбраны из справочника стандартные мощности. Баланс реактивных мощностей на сборных шинах 10 кВ ГПП проверяется как равенство генерируемых $Q_{\text{Г}}$ и потребленных $Q_{\text{Р}}$ реактивных мощностей.

					13.03.02.2017.197 ПЗ ВКР	Лист
						87
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

10 КАЧЕСТВО ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

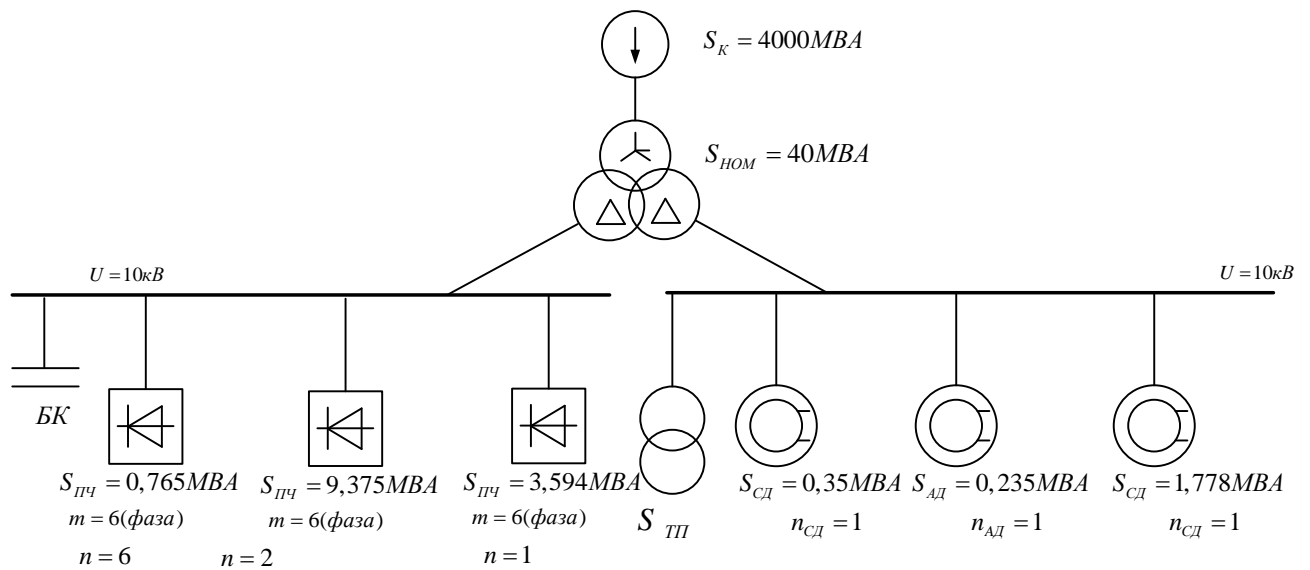


Рисунок 10.1 – Исходная схема для расчета качества

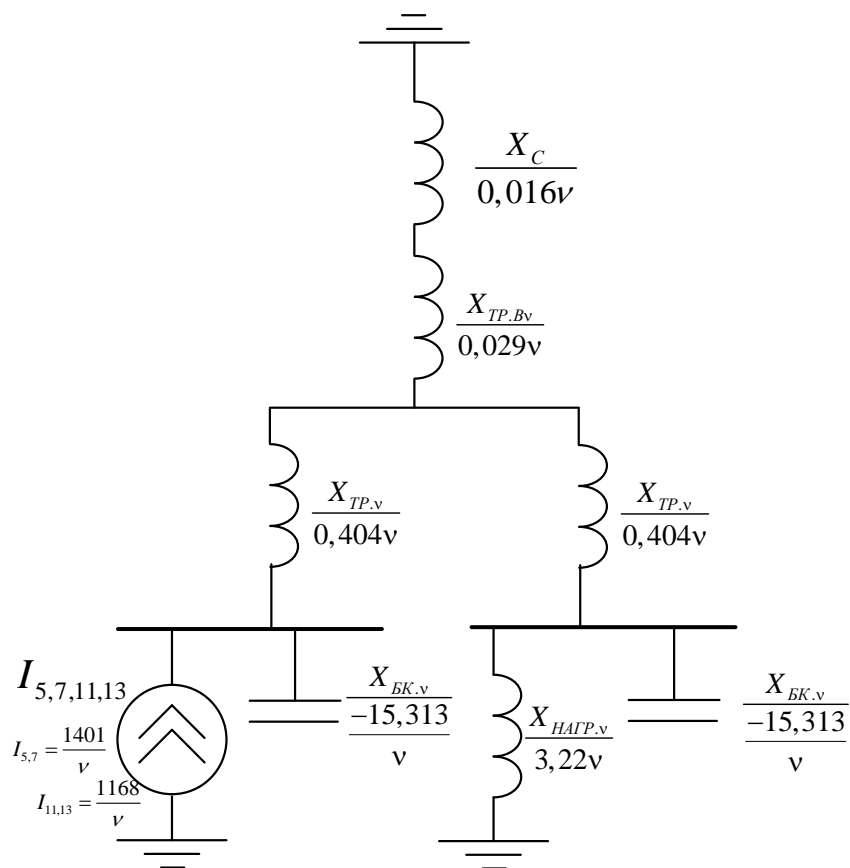


Рисунок 10.2 – Схема замещения для расчета влияния преобразователей частоты

Параметры схемы замещения:

– сопротивление системы:

$$X_{C.v} = 0,65 \cdot \frac{U_{CT}^2}{S_K} \cdot v = 0,65 \cdot \frac{10^2}{4000} = 0,016v; \quad (136)$$

– сопротивление трансформатора при отключенном секционном выключателе:

$$X_{TP.B.v} = 0,125 \cdot \frac{U_K \%}{100} \cdot \frac{U_{CT}^2}{S_{TP.HOM}} \cdot K_X \cdot v = 0,125 \cdot \frac{10,5}{100} \cdot \frac{10^2}{40} \cdot 0,88 \cdot v = 0,029v, \quad (137)$$

$$X_{TP.H.v} = 1,75 \cdot \frac{U_K \%}{100} \cdot \frac{U_{CT}^2}{S_{TP.HOM}} \cdot K_X \cdot v = 1,75 \cdot \frac{10,5}{100} \cdot \frac{10^2}{40} \cdot 0,88 \cdot v = 0,404v, \quad (138)$$

где K_X – коэффициент, учитывающий уменьшение индуктивного сопротивления трансформатора на частотах высших гармоник, $K_X = 0,88$.

– обобщенная нагрузка:

$$X_{НАГРv} = \frac{34v}{\sum_1 S_{TP.HOM} + 2 \sum_1 S_{СД.} + S_{АД.}}, \quad (139)$$

$$X_{НАГРv} = \frac{34v}{(2 \cdot 0,63 + 4 \cdot 1,0 + 0,4 + 0,25 + 0,16) + 2 \cdot (0,350 + 1,778) + 0,235} = \frac{34v}{10,561} = 3,22v$$

Сопротивление батареи конденсаторов

$$X_{БКv} = -\frac{U_{CT}^2}{Q_{БК} \cdot v}, \quad (140)$$

где Q_k – мощность батареи конденсаторов, вар.

$$X_{БКv} = -\frac{10500^2}{7,2 \cdot 10^6 \cdot v} = \frac{-15,313}{v}.$$

Влияние ОПЧ

Токи гармоник, создаваемые шестифазным преобразователем частоты:

$$I_{v(5,7)} = \frac{S_{НОМ} \cdot K_{v\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{CT} \cdot v} = \frac{(6 \cdot 765 + 2 \cdot 9375 + 3594) \cdot 0,9}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot v} = \frac{1401}{v}, \quad (141)$$

где $K_{v\Sigma}$ – поправочный коэффициент, для 5, 7 гармоник $K_{v\Sigma} = 0,9$, для 11, 13 – $K_{v\Sigma} = 0,75$.

$$I_{v(11,13)} = \frac{S_{НОМ} \cdot K_{v\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{СТ} \cdot v} = \frac{(6 \cdot 765 + 2 \cdot 9375 + 3594) \cdot 0,75}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot v} = \frac{1168}{v}. \quad (142)$$

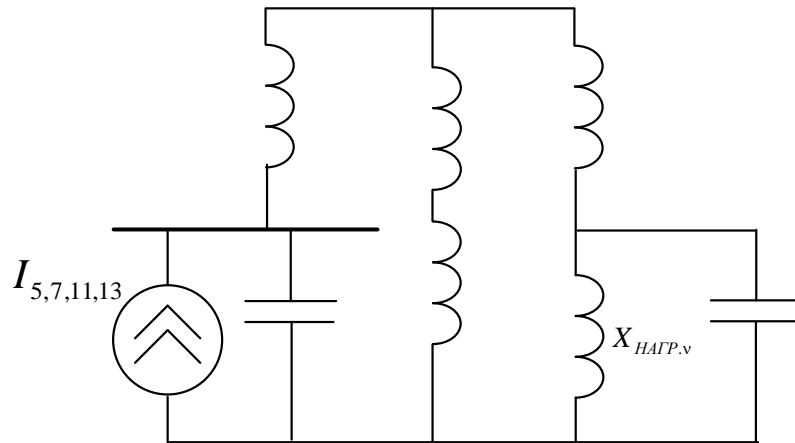


Рисунок 10.3 – Преобразованная схема замещения для расчета влияния преобразователей частоты

Рассчитаем параметры схем замещения, представленных на рисунке 10.3

$$X_{\text{э1v}} = \frac{X_{НАГР.v} \cdot X_{БК.v}}{X_{НАГР.v} + X_{БК.v}}. \quad (143)$$

$$X_{\text{э2v}} = X_{ТР.v} + X_{Сv} \quad (144)$$

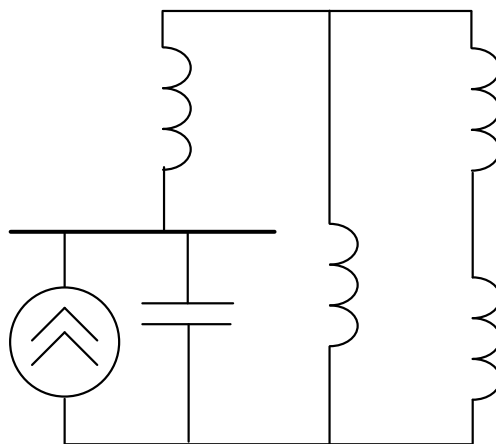


Рисунок 10.4 – Преобразованная схема замещения для расчета влияния преобразователей частоты

$$X_{\text{э3v}} = X_{\text{э1v}} + X_{\text{ТР.Hv}} \quad (145)$$

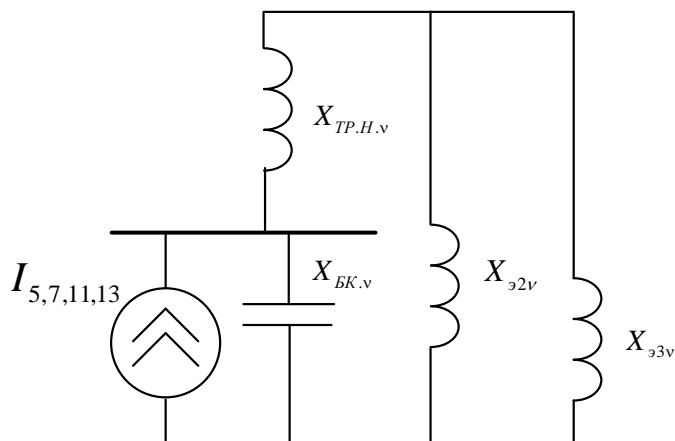


Рисунок 10.5 – Преобразованная схема замещения для расчета влияния преобразователей частоты

$$X_{\text{э4v}} = \frac{X_{\text{э2v}} \cdot X_{\text{э3v}}}{X_{\text{э2v}} + X_{\text{э3v}}} \quad (146)$$

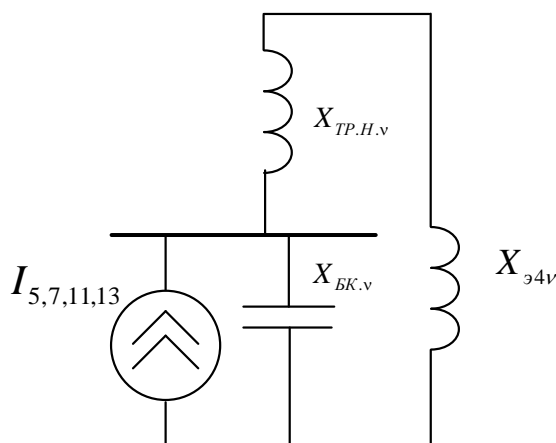


Рисунок 10.6 – Преобразованная схема замещения для расчета влияния преобразователей частоты

$$X_{\text{э5v}} = X_{\text{э4v}} + X_{\text{ТР.Hv}} \quad (147)$$

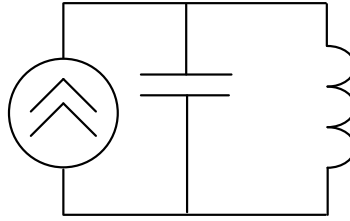


Рисунок 10.7 – Преобразованная схема замещения для расчета влияния преобразователей частоты

$$X_{\text{э6v}} = \frac{X_{\text{э5v}} \cdot X_{\text{БКv}}}{X_{\text{э5v}} + X_{\text{БКv}}} \quad (148)$$

Напряжение на СШ1 и СШ3 определим соответственно по формулам

$$U_{\text{СШ1v}} = I_v \cdot X_{\text{э4v}} \quad (149)$$

$$U_{\text{СШ3v}} = U_{\text{СШ1v}} \cdot \frac{x_{\text{э1v}} \cdot x_{\text{э4v}}}{x_{\text{э3v}} \cdot x_{\text{э5v}}} \quad (150)$$

Коэффициент искажения синусоидальности:

$$K_U = \frac{\sqrt{\sum_5^{7,11,13} U_v^2}}{U_\phi} \cdot 100\% = \frac{\sqrt{2 \cdot 565^2 + 2 \cdot 471^2}}{10^4 / \sqrt{3}} \cdot 100\% = 18,0\% > 5\%$$

Результаты расчета по формулам (143) – (150) представим в таблице 10.1.

Таблица 10.1 – Значения коэффициента искажения синусоидальности напряжения на сборных шинах

v	$x_{\text{э1v}}$	$x_{\text{э2v}}$	$x_{\text{э3v}}$	$x_{\text{э4v}}$	$x_{\text{э5v}}$	$x_{\text{э6v}}$	$U_{\text{н0 1v}}$	$U_{\text{н0 3v}}$	$K_U^{\text{СШ1}}$	$K_U^{\text{СШ3}}$
5	-3,78	0,23	-1,76	0,26	2,28	8,89	2491,3	605,48	17,2%	4,8%
7	-2,42	0,32	0,41	0,18	3,01	-8,04	-1609,2	567,31		
11	-1,45	0,50	2,99	0,42	4,87	-1,95	-207,0	8,74		
13	-1,21	0,59	4,04	0,51	5,76	-1,48	-133,0	3,54		

Из таблицы 10.1 видно, что значения коэффициента искажения синусоидальности напряжения на сборных шинах от которых подключена спокойная нагрузка лежат в рамках допустимых значений, регламентированных ГОСТ 32144-2013, а именно: $K_U^{\text{СШ3}} = 4,8 < K_{U,\text{доп}} = 5\%$.

На сборных шинах от которых подключена резкопеременная нагрузка превышают допустимые значения, регламентированные ГОСТ 32144-2013, а именно: $K_U^{СШ1} = 17,2 > K_{U,доп} = 5\%$.

Для снижения коэффициент искажения синусоидальности и приведения его к нормированному значению необходимо выполнять следующие мероприятия:

1) использование фильтровых устройств:

-включение параллельно нагрузке узкополосных резонансных фильтров;

-включение фильтрокомпенсирующих устройств (ФКУ);

-применение фильтросимметрирующих устройств (ФСУ);

-применение быстродействующих статических источников реактивной мощности, содержащих ФКУ.

2) применение специального оборудования, характеризующегося пониженным уровнем генерации высших гармоник;

- использование «ненасыщающихся» трансформаторов;

- применение многофазных преобразователей с улучшенными энергетическими показателями.

Вывод по разделу десять

Так как имеются потребители ухудшающие качество электрической энергии (преобразователи), произведен расчет показателей качества электроэнергии. Из проведенных расчетов было определено, что значения коэффициента искажения синусоидальности напряжения на сборных шинах от которых подключена спокойная нагрузка лежат в рамках допустимых значений, регламентированных ГОСТ 32144-2013, а именно: $K_U^{СШ3} = 4,8 < K_{U,доп} = 5\%$. На сборных шинах от которых подключена резкопеременная нагрузка превышают допустимые значения, регламентированные ГОСТ 32144-2013, а именно: $K_U^{СШ1} = 17,2 > K_{U,доп} = 5\%$.

					13.03.02.2017.197 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		93

11 РАСЧЕТ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ СИЛОВОГО ТРАНСФОРМАТОРА

Согласно ПУЭ для трансформаторов ТРДН-40000/110/10/ должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от следующих видов повреждений и ненормальных режимов работы [4]:

- многофазных замыканий в обмотках и на выводах;
- витковых замыканий в обмотках;
- токов в обмотках, обусловленных внешними короткими замыканиями;
- токов в обмотках, обусловленных перегрузкой;
- понижения уровня масла.

Соответственно устанавливаются следующие виды защит [4, 10]:

- дифференциальная защита от различных видов короткого замыкания;
- максимальная токовая защита как резервная от внешних многофазных коротких замыканий;
- защита от перегруза;
- газовая защита.

11.1. Дифференциальная защита

Согласно ПУЭ на двухтрансформаторных подстанциях при мощности трансформатора 4 МВА и более устанавливается дифференциальная защита без выдержки времени [4].

Защита выполняется с помощью дифференциального реле РНТ-565.

Номинальные токи обмоток трансформатора:

высшего напряжения

$$I_{\text{НОМ}}^{\text{ВН}} = \frac{S_{\text{T2}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН}}}, \quad (151)$$

$$I_{\text{НОМ}}^{\text{ВН}} = \frac{40 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 10^3} = 201,1 \text{ А};$$

низшего напряжения

$$I_{\text{НОМ}}^{\text{НН}} = \frac{S_{\text{T2}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НН}} \cdot 2}, \quad (152)$$

					13.03.02.2017.197 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		94

$$I_{\text{НОМ}}^{\text{НН}} = \frac{40 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 10^3 \cdot 2} = 1101 \text{ А.}$$

В формулах (151) и (152):

S_{T2} – номинальная мощность трансформатора Т2, ВА;

$U_{\text{ВН}}$ – напряжение высокой стороны трансформатора, В;

$U_{\text{НН}}$ – напряжение низкой стороны трансформатора, В.

Для выбора трансформаторов тока найдем максимальные рабочие токи:

на стороне ВН

$$I_{\text{махраб}}^{\text{ВН}} = 1,4 \cdot I_{\text{НОМ}}^{\text{ВН}}, \quad (153)$$

$$I_{\text{махраб}}^{\text{ВН}} = 1,4 \cdot 201,1 = 281,5 \text{ А};$$

на стороне НН

$$I_{\text{махраб}}^{\text{НН}} = 1,4 \cdot I_{\text{НОМ}}^{\text{НН}}, \quad (154)$$

$$I_{\text{махраб}}^{\text{НН}} = \frac{1,4 \cdot 1101}{2} = 770,2 \text{ А.}$$

На стороне ВН принимаем к установке трансформатор тока типа ТВ-110-300-0,5/10P/10P/10P: $I_{1\text{н}} = 300 \text{ А}$, $I_{2\text{н}} = 5 \text{ А}$.

Коэффициент трансформации трансформатора тока

$$k_{\text{I}}^{\text{ВН}} = \frac{I_{1\text{н}}}{I_{2\text{н}}}, \quad (155)$$

$$k_{\text{I}}^{\text{ВН}} = \frac{300}{5} = 60.$$

На стороне НН принимаем к установке трансформатор тока типа ТОЛ-10: $I_{1\text{н}} = 800 \text{ А}$, $I_{2\text{н}} = 5 \text{ А}$.

Коэффициент трансформации трансформатора тока

$$k_{\text{I}}^{\text{НН}} = \frac{I_{1\text{н}}}{I_{2\text{н}}}, \quad (156)$$

$$k_{\text{I}}^{\text{НН}} = \frac{800}{5} = 160.$$

					13.03.02.2017.197 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		95

Силовой трансформатор Т2 имеет схему соединения обмоток У/Д/Д, следовательно, для компенсации сдвига фаз трансформаторы тока на высокой стороне включаются по схеме полного треугольника ($k_{cx}^{BH} = \sqrt{3}$), а трансформаторы тока на низкой стороне — по схеме неполной звезды ($k_{cx}^{HH} = 1$).

Вторичные токи трансформаторов тока в номинальном режиме работы [10]:

$$I_2^{BH} = \frac{k_{cx}^{BH}}{k_I^{BH}} \cdot I_{ном}^{BH}, \quad (157)$$

$$I_2^{BH} = \frac{\sqrt{3}}{60} \cdot 201,1 = 5,80 \text{ А};$$

$$I_2^{HH} = \frac{k_{cx}^{HH}}{k_I^{HH}} \cdot I_{ном}^{HH}, \quad (158)$$

$$I_2^{HH} = \frac{1}{160} \cdot 770,2 = 4,81 \text{ А}.$$

За основную сторону принимаем сторону ВН, так как $I_2^{BH} > I_2^{HH}$ [10].

Определяем токи небаланса, вызванные погрешностями трансформаторов тока $I'_{нб}$ и регулированием напряжения под нагрузкой (РПН) $I''_{нб}$. При этом все токи приводим к ступени напряжения основной стороны.

Определим ток небаланса $I'_{нб}$:

$$I'_{нб} = k_{одн} \cdot k_a \cdot \varepsilon \cdot I_{K3}^{(3)}, \quad (159)$$

где $k_{одн} = 1$ – коэффициент однотипности трансформаторов тока;

$k_a = 1$ – коэффициент апериодической составляющей для дифференциального реле;

$\varepsilon = 1$ – допустимая погрешность трансформаторов тока;

$I_{K3}^{(3)}$ – максимальный сквозной ток, приведенный на высокую сторону, А.

$$I_{K3}^{(3)} = I_{K3} \cdot \frac{U_{HH}}{U_{BH}}, \quad (160)$$

$$I_{K3}^{(3)} = 11,79 \cdot 10^3 \cdot \frac{10,5}{115} = 1076 \text{ А};$$

$$I'_{нб} = 1 \cdot 1 \cdot 0,1 \cdot 1076 = 107,6 \text{ А}.$$

					13.03.02.2017.197 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		96

Определим ток небаланса $I''_{нб}$ [10]:

$$I''_{нб} = (\Delta u_{\alpha} + \Delta u_{\beta}) \cdot I_{К3}^{(3)}, \quad (161)$$

где $\Delta u_{\alpha} = 0,16$ — пределы регулирования напряжения на стороне ВН;

$\Delta u_{\beta} = 0$ — пределы регулирования напряжения на стороне СН.

$$I''_{нб} = (0,16 + 0) \cdot 1076 = 172,2 \text{ А.}$$

Предварительное значение тока срабатывания защиты по условию отстройки от токов небаланса [10]

$$I_{сз} = k_{отс} \cdot (I'_{нб} + I''_{нб}), \quad (162)$$

где $k_{отс} = 1,2$ – коэффициент отстройки.

$$I_{сз} = 1,2 \cdot (107,6 + 172,2) = 335,8 \text{ А.}$$

Ток срабатывания защиты по условию отстройки от броска тока намагничивания:

$$I_{сз} = k_{отс} \cdot I_{ном}^{ВН}, \quad (163)$$

где $k_{отс} = 1,3$ – коэффициент отстройки,

$$I_{сз} = 1,3 \cdot 201,1 = 261,43 \text{ А.}$$

Из двух токов срабатывания выбираем наибольший, то есть $I_{сз} = 335,8 \text{ А}$.

Предварительное значение коэффициента чувствительности защиты определяем по току двухфазного короткого замыкания в точке КЗ, приведенному на сторону ВН.

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{К3}^{(2)}}{I_{сз}}, \quad (164)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 1076}{335,8} = 2,8 > 2.$$

Ток срабатывания реле на основной стороне

$$I_{ср}^{осн} = \frac{k_{сх}^{ВН}}{k_I} \cdot I_{сз}, \quad (165)$$

					13.03.02.2017.197 ПЗ ВКР	Лист
						97
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$I_{\text{ср}}^{\text{осн}} = \frac{\sqrt{3}}{60} \cdot 335,8 = 9,68 \text{ А.}$$

Защита выполнена с реле РНТ-565 у него $F = 100\text{А} \cdot \text{витков}$ тогда;

$$w_{\text{осн}} = \frac{F}{I_{\text{ср}}^{\text{неосн}}}; \quad (166)$$

$$w_{\text{осн}} = \frac{100}{9,68} = 10,33;$$

Примем число витков основной обмотки $w_{\text{осн}} = 10$

Расчетное число витков неосновной обмотки находим по формуле:

$$w_{\text{неосн}}^{\text{расч}} = w_{\text{осн}} \cdot \frac{I_2^{\text{ВН}}}{I_2^{\text{НН}}}, \quad (167)$$

$$w_{\text{неосн}}^{\text{расч}} = 10,33 \cdot \frac{5,8}{4,81} = 12,05.$$

Принимаем $w_{\text{неосн}}^{\text{принят}} = 12$.

Составляющая тока небаланса $I_{\text{нб}}'''$ из-за неравенства расчетного и действительного числа витков:

$$I_{\text{нб}}''' = \frac{|w_{\text{неосн}}^{\text{расч}} - w_{\text{неосн}}^{\text{принят}}|}{w_{\text{неосн}}^{\text{принят}}} \cdot I_{\text{КЗ}}^{(3)}, \quad (168)$$

$$I_{\text{нб}}''' = \frac{|12,5 - 12|}{12} \cdot 1076 = 4,48\text{А.}$$

Ток срабатывания защиты с учетом всех составляющих тока небаланса [10]

$$I_{\text{сз}} = k_{\text{отс}} \cdot (I_{\text{нб}}' + I_{\text{нб}}'' + I_{\text{нб}}'''), \quad (169)$$

здесь $k_{\text{отс}} = 1,2$ – коэффициент отстройки.

$$I_{\text{сз}} = 1,2 \cdot (107,6 + 172,2 + 4,48) = 341,1\text{А.}$$

Коэффициент чувствительности определяем по току двухфазного короткого замыкания на секции $\Gamma_{\text{с}}$, приведенному на сторону ВН:

					13.03.02.2017.197 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		98

$$K_{\text{ч}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 1076}{341.1} = 2.73 \geq 2.$$

Так как коэффициент чувствительности больше требуемого нормированного значения, то защита удовлетворяет требованиям чувствительности.

Ток срабатывания реле :

$$I_{\text{ср}}^{\text{осн}} = \frac{\sqrt{3}}{60} \cdot 341.1 = 9.84 \text{ А.}$$

11.2 МТЗ с выдержкой времени на НН

Максимальная токовая защита выполняется в качестве резервной защиты от междуфазных коротких замыканий на реле РСТ 11 с коэффициентом возврата $k_{\text{в}} = 0,9$ [10].

Реле включаются во вторичные обмотки уже выбранных трансформаторов тока на стороне НН трансформатора ГПП, то есть схема включения трансформаторов тока и реле – неполная звезда (коэффициент схемы $k_{\text{сх}} = 1$), коэффициент трансформации трансформаторов тока $k_{\text{I}} = 400$.

Ток срабатывания защиты по условию отстройки от рабочего тока при возможной перегрузке трансформатора [10]:

$$I_{\text{сз}} = \frac{k_{\text{отс}}}{k_{\text{в}}} \cdot I_{\text{max.раб}}^{\text{НН}}; \quad (170)$$

здесь $k_{\text{отс}} = 1,2$ – коэффициент отстройки;

$I_{\text{max.раб}}^{\text{ВН}}$ – максимальный рабочий ток на стороне ВН трансформатора при перегрузке, А.

$$I_{\text{нз}} = \frac{1,2}{0,9} \cdot 1541,4 = 2055,2 \text{ А.}$$

Коэффициент чувствительности определяется по току двухфазного короткого замыкания за трансформатором

					13.03.02.2017.197 ПЗ ВКР	Лист
						99
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$K_{\text{ч}}^{\text{осн}} = \frac{I_{\text{КЗ}}^{(2)}}{I_{\text{сз}}} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{КЗ}}^{(2)}}{2 \cdot I_{\text{сз}}}, \quad (171)$$

$$K_{\text{ч}}^{\text{осн}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 11790}{2 \cdot 2055,2} = 5,0 > 1,5.$$

Защита удовлетворяет требованиям чувствительности.

Определим ток срабатывания реле:

$$I_{\text{ср}} = \frac{k_{\text{сх}}}{k_1} \cdot I_{\text{сз}}, \quad (172)$$

$$I_{\text{ср}} = \frac{1}{400} \cdot 2055,2 = 5,14 \text{ А.}$$

Принимаем к установке реле РСТ 11-19, у которого ток срабатывания находится в пределах $I_{\text{нб}} = (1,5 \div 6) \text{ А}$.

Определим сумму уставок:

$$\Sigma\Theta = \frac{I_{\text{ср}}}{I_{\text{min}}} - 1, \quad (173)$$

$$\Sigma\Theta = \frac{5,14}{1,5} - 1 = 2,43 \approx 2,4.$$

Принимаем сумму уставок $\Sigma\Theta = 1,6 + 0,8 = 2,4$.

Найдем ток уставки реле:

$$I_{\text{уст}} = (1 + \Sigma\Theta) \cdot I_{\text{min}}, \quad (174)$$

$$I_{\text{уст}} = (1 + 2,4) \cdot 1,5 = 5,1 \text{ А.}$$

Время срабатывания защиты принимается по условию отстройки от времени срабатывания МТЗ на секционном выключателе ГПП. Тогда:

$$t_{\text{сз}} = t_{\text{сз}}^{\text{секц}} + \Delta t, \quad (175)$$

где $\Delta t = 0,4 \text{ с}$ – ступень селективности для статического реле.

$$t_{\text{сз}} = 1,7 + 0,4 = 2,1 \text{ с.}$$

Используем реле времени РВ-01.

					13.03.02.2017.197 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		100

11.3 МТЗ с выдержкой времени на ВН

Максимальная токовая защита выполняется в качестве резервной защиты от междуфазных коротких замыканий на реле РСТ 11 с коэффициентом возврата $k_B = 0,9$ [10].

Реле включаются во вторичные обмотки уже выбранных трансформаторов тока со стороны питания, то есть схема включения трансформаторов тока и реле – полный треугольник (коэффициент схемы $k_{cx} = \sqrt{3}$), коэффициент трансформации трансформаторов тока $k_I = 60$.

Ток срабатывания защиты:

$$I_{сз} = \frac{k_{отс}}{k_B} \cdot I_{тахраб}^{ВН}, \quad (176)$$

здесь $k_{отс} = 1,2$ – коэффициент отстройки;

$I_{тахраб}^{ВН}$ – максимальный рабочий ток на стороне ВН трансформатора при перегрузке, А.

$$I_{сз} = \frac{1,2}{0,9} \cdot 281,5 = 375,3 \text{ А.}$$

Коэффициент чувствительности:

$$K_{ч}^{осн} = \frac{I_{К3}^{(2)}}{I_{сз}} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{К3}^{(3)}}{I_{сз}}, \quad (177)$$

$$K_{ч}^{осн} = \frac{\sqrt{3} \cdot 1076}{375,3} = 2,5 > 1,5.$$

Защита удовлетворяет требованиям чувствительности.

Определим ток срабатывания реле:

$$I_{ср} = \frac{\sqrt{3}}{60} \cdot 375,3 = 10,82 \text{ А.}$$

Принимаем к установке реле РСТ 11-24, у которого ток срабатывания

					13.03.02.2017.197 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		101

находится в пределах $I_{cp} = (5 \div 20) \text{ А}$.

Определим сумму уставок:

$$\Sigma\Theta = \frac{10,82}{5} - 1 = 1,16 \approx 1,2.$$

Принимаем сумму уставок $\Sigma\Theta = 0,8 + 0,4 = 1,2$.

Найдем ток уставки реле:

$$I_{уст} = (1 + 1,2) \cdot 5 = 3,3 \text{ А}.$$

Время срабатывания защиты принимается по условию отстройки от времен срабатывания МТЗ на выключателе на НН

$$t_{сз} = t_{сз.НН} + \Delta t, \quad (178)$$

где $\Delta t = 0,4 \text{ с}$ – ступень селективности для статического реле.

$$t_{сз} = 2,1 + 0,4 = 2,5 \text{ с}.$$

Используем реле времени РВ-01.

11.4 Защита от перегруза на НН

Защита от перегруза на НН выполняется с помощью токового реле РСТ 11 с коэффициентом возврата $k_B = 0,9$.

Защита выполняется с помощью одного реле, включенного во вторичную обмотку того же трансформатора тока, что и реле максимальной токовой защиты, на ток фазы А, с действием на отключение. Коэффициент трансформации трансформатора тока $k_I = 400$, коэффициент схемы $k_{сх} = 1$.

Ток срабатывания защиты определяется из условия отстройки от номинального тока трансформатора на стороне НН:

$$I_{сз} = \frac{k_{отс}}{k_B} \cdot I_{НОМ}^{НН}; \quad (179)$$

здесь $k_{отс} = 1,05$ – коэффициент отстройки;

$$I_{сз} = \frac{1,05}{0,9} \cdot 1541,1 = 1798,0 \text{ А}.$$

					13.03.02.2017.197 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		102

Ток срабатывания реле:

$$I_{cp} = \frac{k_{cx}}{k_I} \cdot I_{cz}, \quad (180)$$

$$I_{cp} = \frac{1}{400} \cdot 1798 = 4,50 \text{ А.}$$

Принимаем к установке реле РСТ 11-19, у которого ток срабатывания находится в пределах $I_{cp} = (1,5 \div 6) \text{ А}$.

Определим сумму уставок:

$$\Sigma\Theta = \frac{4,50}{1,5} - 1 = 2,0.$$

Принимаем уставку $\Sigma\Theta = 1,6 + 0,4 = 2,0$.

Найдем ток уставки реле: $I_{уст} = (1 + \Sigma\Theta) \cdot I_{min} = (1 + 2,0) \cdot 1,5 = 4,5 \text{ А}$.

Выдержка времени защиты отстраивается от кратковременных перегрузок. Примем $t_{cz} = 9 \text{ с}$. Устанавливаем реле времени РВ-01.

11.5 Газовая защита

Газовая защита является основной защитой трансформаторов от витковых замыканий и других внутренних повреждений, сопровождаемых разложением масла и выделением газа. В качестве реагирующего органа выбираем реле типа РГТ 80 с уставкой скоростного элемента (нижнего) 0,65 м/с. Верхняя пара контактов действует на сигнал при слабом газовыделении и понижении уровня масла, нижняя пара контактов действует на отключение при бурном газообразовании и дальнейшем понижении уровня масла.

11.6 Газовая защита РПН

На трансформаторах с РПН для защиты устройства РПН от повреждений внутри его бака применяется струйное газовое реле РСТ 25. Оно имеет один отключающий элемент, реагирующим органом которого является поворотная

					13.03.02.2017.197 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		103

пластина, установленная поперёк потока маслогазовой смеси, поворотная пластина при срабатывании реле перемещает постоянный магнит, который переключает геркон. При срабатывании реле поворотная пластина фиксируется в сработавшем положении до возврата вручную. Это не даёт возможности включить в работу трансформатор, отключившийся газовой защитой, до принятия необходимых мер и ручного возврата струйного реле. Для возврата отключающего элемента реле предусмотрено устройство, которое служит также и для опробования работоспособности реле.

Выводы по главе одиннадцать

В данной главе разработана релейная защита силового трансформатора ГПП ТРДН 40000/110/10. Рассчитаны дифференциальная защита, МТЗ с выдержкой времени на сторонах НН и ВН, защита от перегруза на НН и газовая защита трансформатора и РПН. Выбрано оборудование релейной защиты и рассчитаны уставки реле.

					13.03.02.2017.197 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		104

12 СПЕЦВОПРОС - ВЫПОЛНЕНИЕ ОСВЕЩЕНИЯ ОТКРЫТОГО РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОГО УСТРОЙСТВА ГПП УСОВЕРШЕНСТВОВАННЫМИ СВЕТИЛЬНИКАМИ (СВЕТОДИОДНЫМИ)

Ремонтное освещение от переносных ламп накаливания 12 В.

Освещение на ГПП предусмотрено рабочее и аварийное. Территория ГПП освещается прожекторами, питающимися от сети переменного тока напряжением 220В.

Выбор мощности и количества прожекторов освещения ОРУ производится в соответствии с нормами, установленными ПУЭ.

По «шкале освещенности» норма освещенности ОРУ ГПП: $E=5$ лк.

Световой поток:

$$F = \frac{1000 \cdot E \cdot K_z}{M \cdot \Sigma e}, \quad (181)$$

$$F = \frac{1000 \cdot 5 \cdot 1,5}{1,1 \cdot 1} = 6818,2 \text{ лм.}$$

Число прожекторов:

$$N = \frac{E \cdot K_z \cdot S \cdot z}{F \cdot \eta}, \quad (182)$$

$$N = \frac{5 \cdot 1,5 \cdot 1628 \cdot 1,2}{6818,2 \cdot 0,65} = 3,3 \text{ шт.}$$

К установке принимаю 4 прожектора.

В формулах:

E – минимальная освещенность, лк;

K_z – коэффициент запаса;

z – отношение средней освещенности к минимальной;

S – площадь ОРУ, м²;

N – число прожекторов, шт;

M – коэффициент добавочной освещенности за счет отраженного светового потока;

η – КПД светового потока;

					13.03.02.2017.197 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		105

Σe – суммарная условная освещенность от близлежащих светильников.

Мощность одной лампы при удельной мощности $W=1$ Вт/м²:

$$P = \frac{W \cdot S}{N}, \quad (183)$$

$$P = \frac{1 \cdot 1628}{4} = 407 \text{ Вт.}$$

К установке принимаем 4 светодиодных светильника типа Super street 250, производства компании LEDEL, которые установлены на противоположных сторонах ОРУ ГПП.

Высота подвеса прожекторов:

$$H = \sqrt{\frac{I}{C}}; \quad (184)$$

где I - осевая сила света прожектора, кд;

C – величина, обусловленная нормируемой освещенностью территории.

$$H = \sqrt{\frac{43200}{300}} = 12 \text{ м,}$$

					13.03.02.2017.197 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		106

13 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ

13.1 Расчет молниезащиты ГПП

Защиту распределительных устройств подстанции будем осуществлять молниеотводами. Молниеотвод состоит из металлического молниеприемника, возвышающегося над защищаемым объектом и воспринимающего удар молнии, и токопроводящего спуска с заземлителем, по которому ток молнии отводится в землю [11, 12].

Принимаем $h_x = 8$ м (согласно план-разрезу главной понизительной подстанции (рисунок 11.2)). Располагаем молниеотводы стержневого типа по углам на территории подстанции на расстоянии 3 м от ограждения. При этом расстояния между молниеотводами будут равны

$$L_1 = 52 - 2 \cdot 3 = 46 \text{ м,}$$

$$L_2 = 33 - 2 \cdot 3 = 27 \text{ м.}$$

$$L_3 = \sqrt{46^2 + 27^2} = 53,3 \text{ м.}$$

Расчет молниезащиты будем производить в соответствие с [12]. Предлагается установить молниеотвода СМ-20 [13], высота которых составляет $h = 20$ м.

Определим радиус зоны защиты молниеотвода. Найдем минимальную ширину зоны защиты b_x посередине между молниеотводами. Для этого необходимо определить отношение

$$\frac{L_2}{h_x} = \frac{27}{8} = 2,45,$$

где L_2 – расстояние между молниеотводами,

h_x – высота защищаемого объекта.

Далее находим соотношение

$$\frac{h_x}{h} = \frac{8}{20} = 0,55.$$

Затем по графику (рисунок 12.1) определяем, что $b_x = 12,96$ м.

					13.03.02.2017.197 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		107

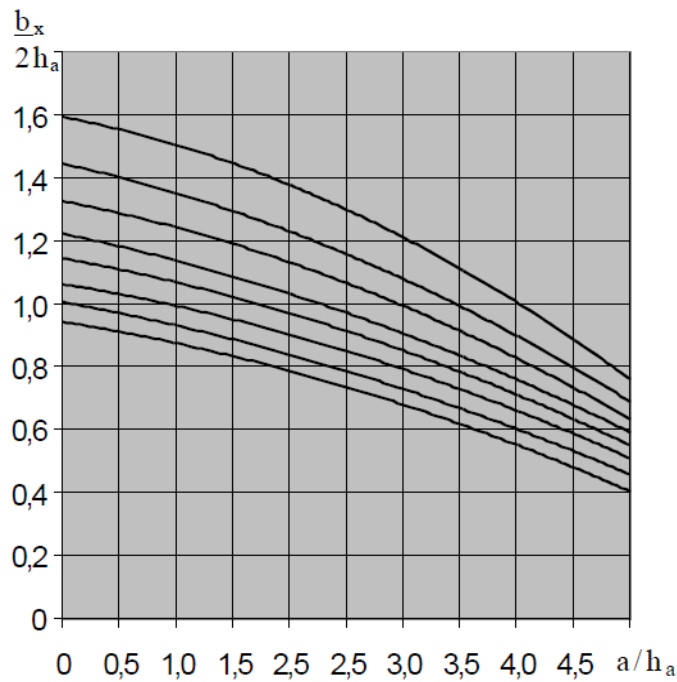


Рисунок 12.1 – Значение наименьшей ширины зоны защиты

Объекты, которые находятся в зоне защиты, будут надежно защищены при высоте молниеотводов до 30 м, при условии:

$$L_3 \leq 8 \cdot h_a, \quad (185)$$

где h_a – активная высота молниеотвода

$$h_a = h - h_X; \quad (186)$$

$$h_a = 20 - 8 = 12 \text{ м};$$

$$53,3 \text{ м} \leq 8 \cdot 12 = 96 \text{ м} - \text{верно.}$$

Условие выполнено, а значит радиус действия молниеотводов позволит защитить проектируемую подстанцию от попадания прямых ударов молнии.

Эскиз молниезащиты главной понизительной подстанции представлен на рисунке 13.2.

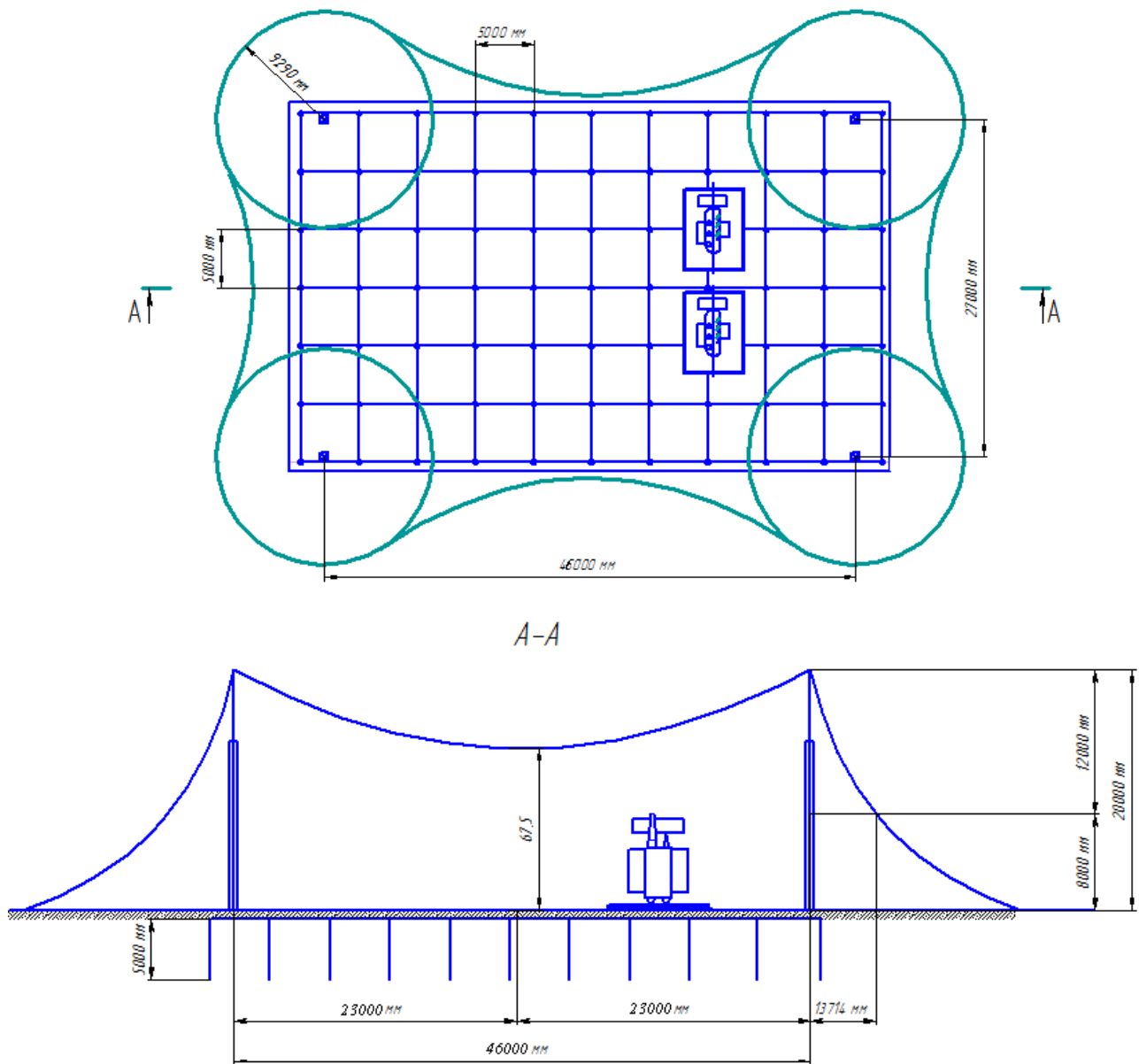


Рисунок 13.2 – Эскиз молниезащиты ГПП

Для защиты объектов на проектируемой ГПП от заноса высоких потенциалов присоединяем все металлические коммуникации и оболочки кабелей к заземлителю защиты от вторичных воздействий молнии. Заземляющие устройства молниеотводов удалены на расстояние 4 м от заземляющего контура подстанции.

Выводы по главе тринадцать

В данной главе разработана молниезащита ГПП. Для молниезащиты ГПП устанавливаются 4 молниеотвода СМ-20, высота которых составляет $h = 20$ м.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2017.197 ПЗ ВКР

Лист

109

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данном курсовом проекте я проектировал систему электроснабжения медеэлектролитного предприятия. При этом были выбраны трансформаторы цеховых ТП, НРП и ВРП в цехах данного предприятия. Также было выбрано рациональное напряжение питания предприятия и трансформаторы ГПП, а также оборудование, расположение на ГПП. Кроме этого, были выбраны комплектные конденсаторные установки, необходимые для компенсации реактивной мощности, и описана релейная защита батареи конденсаторов.

Так как имеются потребители ухудшающие качество электрической энергии (преобразователи), произведен расчет показателей качества электроэнергии. Из проведенных расчетов было определено, что значения коэффициента искажения синусоидальности напряжения на сборных шинах от которых подключена спокойная нагрузка лежат в рамках допустимых значений, регламентированных ГОСТ 32144-2013, а именно: $K_U^{СШЗ} = 4,8 < K_{U,доп} = 5 \%$. На сборных шинах от которых подключена резкопеременная нагрузка превышают допустимые значения, регламентированные ГОСТ 32144-2013, а именно: $K_U^{СШП} = 17,2 > K_{U,доп} = 5\%$.

Я считаю, что мой проект может быть применен для построения системы электроснабжения медеэлектролитного предприятия.

В разделе релейной защиты разработана релейная защита силового трансформатора ГПП ТРДН 40000/110/10. Рассчитаны дифференциальная защита, МТЗ с выдержкой времени на сторонах НН и ВН, защита от перегруза на НН и газовая защита трансформатора и РПН. Выбрано оборудование релейной защиты и рассчитаны уставки реле.

В разделе безопасности жизнедеятельности разработана молниезащита ГПП. Для молниезащиты ГПП устанавливаются 4 молниеотвода СМ-20, высота которых составляет $h = 20$ м.

					13.03.02.2017.197 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		110

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Справочник по проектированию электроснабжения: Электроустановки промышленных предприятий /Под ред. Ю. Г. Барыбина, Л. Е. Федорова, М. Г. Зименкова. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.
2. Электротехнический справочник: В 3 т. Т. 3. В 2 кн. Кн. 1. Производство и распределение электрической энергии/ Под общ. ред. профессоров МЭИ. – 7-е изд., испр. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 880 с.
3. БД «Промышленные каталоги» 1994-2000 г. Институт промышленного развития «Информэлектро».
4. Правила устройства электроустановок. – 7-е изд., перераб. и доп. – Челябинск: ООО «Центр безопасности труда», 2006. – 848 с.
5. Неклепаев Б.Н., Крючков И. П. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб. пособие для вузов. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
6. Каталоги ОАО «Уралэлектротяжмаш».
7. Справочник по электроснабжению и электрооборудованию: В2 т. Т. 1. Электроснабжение / Под общ. ред. А.А. Федорова. – М.: Энергоатомиздат, 1986. - 568 с.
8. Справочник по электроснабжению и электрооборудованию: В 2 т. Т. 2. Электрооборудование / Под общ. ред. А.А. Федорова. – М.: Энергоатомиздат, 1987. -592 с.
9. Рожкова Л.Д., Козулин В. С. Электрооборудование станций и подстанций. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1987. -648 с.
10. Андреев, В.А. Релейная защита и автоматика СЭС: учебник для ВУЗов /В.А. Андреев. – 3-е изд. – М.: ВШ, 1991. – 412 с.
11. Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций СО 153-34.21.122-2003. М.: ЦПТИ ОРГРЭС, 2004. – 31 с.

					13.03.02.2017.197 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		111

12. Кабышев А.В. Молниезащита электроустановок систем электроснабжения: учебное пособие/А.В. Кабышев. – Томск: Изд-во ТПУ, 2006. – 124 с.

13. Технические характеристики молниеотводов марки СМ-20 высотой 20 м
<http://uzmk96.ru/index.php/produktsija/molnieotvody/molnieotvod-sm-15-sm-20-sm-25-sm-75.html>

					13.03.02.2017.197 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		112