

БЕЛОРУССКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

ФАКУЛЬТЕТ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ  
КАФЕДРА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ

ДОПУЩЕН К ЗАЩИТЕ  
Заведующий кафедрой

 Е.А.Дерюгина

« 21 » 06 2023 г.

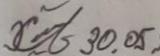
РАСЧЕТНО-ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА  
ДИПЛОМНОГО ПРОЕКТА

«ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ЗАВОДА ПО ПРОИЗВОДСТВУ ТРАНСФОРМАТОРОВ  
СЕРИИ ТМГ»

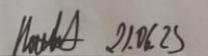
Специальность 1-43.01.03 – «Электроснабжение (по отраслям)»

Специализация 1-43.01.03.01 – «Электроснабжение промышленных предприятий»

Обучающийся  
группы 10603419  
номер

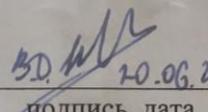
 30.05.23 Х. П. Хасанов  
подпись, дата

Руководитель

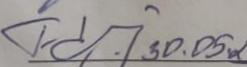
 21.06.23 Р. С. Носевич  
подпись, дата

Консультанты:

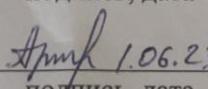
по разделу «Электроснабжение»

 20.06.23 В. Д. Тихно  
подпись, дата

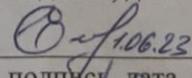
по разделу «Экономика»

 30.05.23 Е. И. Тымуль  
подпись, дата

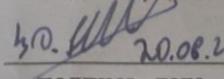
по разделу «Релейная защита  
и автоматика»

 1.06.23 К. И. Артеменко  
подпись, дата

по разделу «Охрана труда»

 1.06.23 Е. В. Мордик  
подпись, дата

Ответственный за нормоконтроль

 20.06.23 В. Д. Тихно  
подпись, дата

Объем проекта:  
расчетно-пояснительная записка – 120 страниц;  
графическая часть – 8 листов;  
магнитные (цифровые) носители – 1 единиц.

Минск 2023

## РЕФЕРАТ

Дипломный проект: 120 с., 23 рис., 55 табл., 16 источников.

### ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ, ТРАНСФОРМАТОРНАЯ ПОДСТАНЦИЯ, РЕАКТИВНАЯ МОЩНОСТЬ, КАБЕЛЬНАЯ ЛИНИЯ, НАГРУЗКА

Объектом разработки является система электроснабжение завода по производству трансформаторов серии ТМГ .

Целью проекта является разработка системы электроснабжения на основе исходной информации. При этом для проектируемого завода произведены расчеты по выбору силового электрооборудования и цеховых электрических сетей напряжением выше 1 кВ.

В процессе дипломного проектирования разрабатывалась система электроснабжения рассматриваемого завода в целом: определены расчетные нагрузки, произведён выбор цеховых трансформаторов, выбран оптимальный вариант схемы электроснабжения на основе технико-экономических расчетов.

При разработке системы электроснабжения завода применены типовые решения с использованием серийно выпускаемого комплектного оборудования. Результатами дипломного проекта

явились глубокие знания целого комплекса вопросов проектирования и эксплуатации электроустановок промышленных предприятий, а также практических навыков в разработке экономичных, удобных в эксплуатации и безопасных в обслуживании систем электроснабжения на основе достижений научно-технического прогресса.

Подтверждаю, что приведенный в дипломном проекте расчетно-аналитический материал объективно отражает состояние разрабатываемого объекта, все заимствованные из литературных и других источников теоретические и методологические положения и концепции сопровождаются ссылками на их авторов.

## ВЕДОМОСТЬ ОБЪЁМА ДИПЛОМНОГО ПРОЕКТА

№ строки	Формат	Обозначение	Наименование	Кол. листов	Примеч.
1			<u>Документация общая</u>		
2					
3	A4		Задание по дипломному проекту	1	
4	A4		Расчетно-пояснительная записка	120	
5	A1	ДП-10603419-2023-01	Генплан предприятия с сетью напряжением	1	
6			выше 1 кВ и картограммой нагрузок		
7	A1	ДП-10603419-2023-02	Электрические нагрузки предприятия	1	
8	A1	ДП-10603419-2023-03	Схема электроснабжения предприятия	1	
9			на напряжении 10 кВ		
10	A1	ДП-10603419-2023-04	Принципиальная схема электроснабжения	1	
11			предприятия на напряжении до 1 кВ		
12	A1	ДП-10603419-2023-05	Планы и разрезы по установке	1	
13			оборудования в РП		
14	A1	ДП-10603419-2023-06	Релейная защита и автоматика элемента	1	
15			системы электроснабжения		
16	A1	ДП-10603419-2023-07	Технико-экономические показатели	1	
17	A1	ДП-10603419-2023-08	Спецвопрос: Оценка эффективности	1	
18			использования светодиодных и		
19			индукционных светильников для освещения		
20			помещений		
21					
22					
23					
24					
25					
26					
27					
28					
Изм	Лист	№ докум.	Дата	ДП-1060341912-2023-РПЗ	
Разраб.		Хасанов Х.П.		Ведомость объема дипломного проекта	Лит.    Лист    Л У                    1
Пров.		Носевич Р.С.			
Т. контр.		Тихно В.Д.			
Н. контр.		Тихно В.Д.			
Утв.		Дерюгина Е.А.			
				1-43 01 03 БНТУ, г. Минск	

## Оглавление

ВВЕДЕНИЕ	1
1 КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА	2
2 ХАРАКТЕРИСТИКА ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ПРЕДПРИЯТИЯ	4
3 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК	6
4 Выбор цеховых трансформаторов и расчет компенсации реактивной мощности	15
4.1 Выбор цеховых трансформаторов	15
4.2. Расчет компенсации реактивной мощности	16
4.3 Определение нагрузок на шинах РП 10 кВ	18
4.4 Определение целесообразности дополнительной установки БНК	19
5 ПОСТРОЕНИЕ КАРТОГРАММЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЕ УСЛОВНОГО ЦЕНТРА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК	28
6 РАЗРАБОТКА СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ И РАСЧЕТ РАСПРЕДИЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ НАПРЯЖЕНИЕМ ВЫШЕ 1 кВ	32
6.1 Определение нагрузок на РП	36
6.2 Выбор кабелей	38
6.3 Техничко-экономическое сравнение двух вариантов	41
7. ВЫБОР СХЕМЫ СЕТЕЙ ДО 1 КВ, СВЯЗЫВАЮЩИХ ТП	48
7.1 Выбор схемы резервирования до 1 кВ	49
7.2 Выбор питающих цеха кабелей и защитных аппаратов напряжением до 1 кВ	50
8 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ	51
8.1 Расчет токов КЗ в сетях напряжением выше 1 кВ	51
8.2 Расчет токов КЗ в сетях напряжением до 1 кВ	63
9 ВЫБОР СЕЧЕНИЙ ТОКОВЕДУЩИХ ЭЛЕМЕНТОВ И ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ РП И ТП	69
9.1 Проверка сечений жил кабелей 10кВ на термическую стойкость	69
9.2 Выбор шин напряжением выше 1 кВ	72
9.3 Выбор электрических аппаратов напряжением выше 1 кВ	74
9.4 Выбор электрических аппаратов 0,4 кВ цеховых трансформаторов	76
9.5 Проверка сечений кабелей до 1 кВ по токам короткого замыкания	84

## 10 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА ЭЛЕМЕНТА СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ 89

10.1 Выбор устройств релейной защиты и автоматики элементов  
электрооборудования завода 89

10.2 Расчёт секционного выключателя 92

## 11 ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ ИЗМЕРЕНИЯ, УЧЕТ И ЭКОНОМИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ 94

### 12 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ 97

12.1 Организация управления энергохозяйством 97

12.2 Техничко-экономические показатели **Ошибка! Закладка не  
определена.**

### 13 ОХРАНА ТРУДА **Ошибка! Закладка не определена.**

13.1 Меры безопасности при эксплуатации и ремонте трансформаторов  
**Ошибка! Закладка не определена.03**

13.2 Меры безопасности при тушении загораний трансформаторов 110

### 14. ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ СВЕТОДИОДНЫХ И ИНДУКЦИОННЫХ СВЕТИЛЬНИКОВ ДЛЯ ОСВЕЩЕНИЯ ПОМЕЩЕНИЙ **Ошибка! Закладка не определена.**

**ЗАКЛЮЧЕНИЕ** **Ошибка! Закладка не определена.**

**СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ** **Ошибка! Закладка не  
определена.**

## ВВЕДЕНИЕ

Энергетика, как отрасль народного хозяйства, занимает ведущие позиции в экономике любого государства. Около 70% всей вырабатываемой в нашей стране электроэнергии потребляется промышленными предприятиями.

Для обеспечения питания промышленных электроприемников создаются системы электроснабжения промышленных предприятий. Согласно [1], системой электроснабжения (СЭС) называют совокупность электроустановок, предназначенных для обеспечения потребителей электроэнергией.

Задача электроснабжения промышленных предприятий возникла одновременно с широким внедрением электропривода в качестве движущей силы различных машин и механизмов [2].

По мере развития электропотребления усложняются и системы электроснабжения промышленных предприятий. В них включаются сети высоких напряжений, распределительные сети, а в ряде случаев и сети промышленных ТЭЦ. Появляется необходимость широкого внедрения систем автоматизации.

Специалисты в области электроснабжения должны иметь глубокие знания целого комплекса вопросов проектирования и эксплуатации электроустановок промышленных предприятий, так как именно при проектировании формируется структура электроснабжения, и закладываются основные свойства, определяющие ее технические, эксплуатационные и экономические показатели.

Целью данного дипломного проекта является разработка экономичной, надежной, удобной в эксплуатации и безопасной системы электроснабжения бока по производству трансформаторов серии ТМГ. В проекте рассмотрены вопросы определения электрических нагрузок элементов СЭС, выбора числа и мощности трансформаторов, расчета компенсации реактивной мощности, определения условного центра электрических нагрузок.

На основании полученных данных разработана схема электроснабжения предприятия на напряжение выше 1 кВ и схема сетей до 1 кВ, связующих трансформаторные подстанции и питающих цеха в которых нет ТП. Далее выполнен расчет токов короткого замыкания, выбор сечений токоведущих элементов и электрических аппаратов напряжением выше 1 кВ.

Отдельное внимание при проектировании уделено определению технико-экономических показателей сравниваемых вариантов СЭС, рассмотрены вопросы релейной защиты и автоматики, электрических измерений, вопросы учета и экономии электроэнергии, охраны труда на предприятии.

## **1 КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА**

Электроснабжение завода по производству трансформаторов серии ТМГ, электроснабжение которого рассматривается в данном дипломном проекте, производит трансформаторы мощностью до 1000 кВА. Трансформаторы изготавливаются замкнутым циклом в специальном производственном корпусе. Изготовление трансформаторов производится в едином технологическом потоке. По характеру выполняемых операций, по взаимной их связи основной технологический процесс можно разделить на следующие стадии:

- 1)Изготовление металлоконструкций трансформаторов;
- 2)Изготовление активной части трансформаторов;
- 3)Общая сборка трансформаторов;
- 4) испытания и сдача на склад для отгрузки потребителю.

Технологический процесс осуществляется в следующих цехах: заготовительный, цех металлоконструкций, окрасочный, механосборочный. Согласно заказу, по чертежам и технологической карте происходит изготовление отдельных деталей. Технологическая документация предписывает необходимое количество материала для изготовления трансформатора. Согласно объёму заказа на склады доставляется необходимое количество материала (сталь трансформаторная, металл, алюминий, медь, картон, гетинакс, текстолит, пластмасса, бумага, трансформаторное масло).

Со склада необходимое количество металла по профилям, маркам и сортаменту подается в заготовительный цех для раскроя, где нарезаются необходимые заготовки, которые затем подаются в цех металлоконструкций на участок штамповки. С участка штамповки детали подаются на сварочный участок. Готовые узлы и детали подаются в окрасочный цех на линию порошковой окраски. После этого проходят сушку в проходных печах.

На механическом участке механосборочного цеха производится токарная обработка, фрезеровка, нарезание резьбы и шлифование заготовок. После

механической обработки детали идут на сборку. Для механизации работ над конвейером предусмотрен пневматический инструмент. На обмоточном участке обмотки ВН и НН наматываются на намоточных станках. Снятые с оправки готовые обмотки рабочий укладывает на ленточный транспортер, который подает их на площадку складирования, где происходит проверка сопротивления обмоток. Сборка трансформаторов производится на поточно-механизированной линии, состоящей из конвейеров сборки активной части трансформатора без расшихтовки и вторичной зашихтовки ярма магнитопровода, выкладки и пайки схемы, окончательной сборки и испытания трансформаторов. Активная часть трансформатора подаётся на сушку в аэродинамических печах до устойчивого значения сопротивления изоляции. Высушенная активная часть подаётся в механосборочный цех на конвейер окончательной сборки. Активная часть опускается в бак, на который устанавливается крышка, изоляторы и т.д. Бак заливается маслом. Перед заливкой в бак масло подвергают сушке, очистке и дегазации, чтобы удалить из него влагу и примеси. Для этой цели масло пропускают через центрифугу и фильтр-прессы. Очищенное масло поступает в баки для хранения, а затем насосом подаётся в расходную ёмкость, расположенную в механосборочном цехе, из которой производят заливку трансформаторов. Бак испытывается на герметичность уплотнений давлением и подается на испытательную станцию.

## 2 ХАРАКТЕРИСТИКА ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ПРЕДПРИЯТИЯ

Потребитель электроэнергии – это электроприемник или группа электроприемников, объединенных технологическим процессом и размещающихся на определенной территории. Электроустановки каждого потребителя электроэнергии имеют свои характерные особенности и показатели, которые определяют условия их электроснабжения:

а) номинальная (установленная) мощность – главный показатель потребления электроэнергии. Для двигателя – это мощность, указанная в паспорте и выраженная в кВт. Номинальная мощность плавильных печей и сварочных установок равна мощности питающих их трансформаторов в киловольт-амперах. Для приемников с повторно-кратковременным режимом работы принимается мощность, приведенная к длительному режиму. На проектируемом заводе номинальная мощность электроприемников находится в пределах от 0,1 кВт до 112,5 кВт. Номинальная (установленная) мощность цехов находится в пределах от 230 кВт (АБК) до 2500 кВт (механический цех).

б) род тока. В настоящее время электроснабжение предприятий осуществляется переменным трехфазным током. Приемники постоянного тока получают питание от преобразователей переменного тока в постоянный;

в) напряжение. Электроснабжение блока цехов осуществляется на напряжении 10кВ. Для внутрицехового электроснабжения применяется напряжение 400/230 В. Система переменного тока напряжением 400/230 В выполняется с глухозаземленной нейтралью;

г) частота тока. Стандартной частотой тока для нашей энергосистемы является частота 50 Гц. В рассматриваемом проекте большинство потребителей электроэнергии работают с частотой 50 Гц;

д) режимы работы (по ГОСТ-183-87):

- продолжительный режим работы (S1). В этом режиме работают ленто-вальцовочные машины, вентиляторы и кондиционеры;
- повторно-кратковременный режим работы (S2). В этом режиме работает формовочные машины и подъемно-транспортное оборудование, нагревательные установки;
- кратковременный режим работы (S3). В этом режиме работают вспомогательные электродвигатели различных электро-технологических установок, задвижек;

е) степень бесперебойности электроснабжения. Согласно [8] с точки зрения обеспечения надежного и бесперебойного питания источники электроэнергии делятся на 3 категории:

- к первой категории электроприемников в данном проекте относятся: аварийное освещение и некоторые санитарно-гигиенические вентиляторы;
- ко второй категории электроприемников: электрические печи, компрессорное и насосное оборудования, вентиляторы и приточные установки и другое оборудование, перерыв электроснабжения которого приводит к массовому недоотпуску продукции и простоям рабочих;
- к третьей категории электроприемников: относятся вспомогательные и подсобные производства, такие как ремонтно-механический цех, административные и складские помещения;

При проектировании определяется количество, структура и нагрузки обособленных потребителей и электроприемников. В разрабатываемом проекте группы формируются из характерных электроприемников (электродвигатели станков, вентиляторов, осветительных установок и т.п.); по общности технологического процесса электроприемники можно разделить на производственные механизмы, подъемно-транспортное оборудование, сварочное оборудование и др. Для каждой группы определяются электрические нагрузки.

№ цеха	Название	Категория надежности электроснабжения
1	Цех сборки трансформаторов	II
2	Сварочный цех	II
3	Сборочный цех	III
4	Ремонтно-механический цех	III
5	Компрессорная	I
6	Насосная	I
7	Склад материалов	III
8	Склад готовой продукции	III
9	Административно-бытовой корпус	III

### 3 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

Определение силовых электрических нагрузок осуществляется методом расчетных коэффициентов. По данному методу расчетная активная силовая нагрузка цеха определяется по выражению:

$$P_{рс} = K_p \sum_{i=1}^N K_{иi} \cdot P_{номi}, \quad (3.1)$$

где  $K_p$  – коэффициент расчетной нагрузки;

$K_{иi}$  – коэффициент использования  $i$ -ой группы однородных электроприемников;

$P_{номi}$  – мощность  $i$ -ой группы однородных электроприемников, кВт;

$N$  – количество групп электроприемников.

Величина  $K_p$  принимается по таблица П2.3, [8], на шинах цеховых трансформаторов и по таблица П2.2, [8], для питающих сетей напряжением до 1 кВ.

$$K_p = f(n_{э}, K_u, T_0), \quad (3.2)$$

где  $n_{э}$  – эффективное число электроприемников;

$K_u$  – групповой коэффициент использования;

$T_0$  – постоянная времени нагрева; для шин до 1 кВ цеховых трансформаторов  $T_0 = 2,5$  ч (учтена в таблице).

Эффективное число электроприемников можно определить по выражению:

$$n_{э} = \frac{2 \sum_{i=1}^N P_{номi}}{P_{н. max}}, \quad (3.3)$$

где  $P_{н. max}$  – номинальная мощность самого мощного электроприемника группы, кВт.

Групповой коэффициент использования

$$K_{и} = \frac{\sum_{i=1}^n K_{иi} \cdot P_{номi}}{\sum_{i=1}^N P_{номi}}. \quad (3.4)$$

Расчетная реактивная силовая нагрузка цеха определяется по выражению:

$$Q_{pc} = K_p \sum_{i=1}^N K_{ui} \cdot P_{номi} \cdot tg\varphi_i, \quad (3.5)$$

где  $tg\varphi_i$  – среднее значение коэффициента реактивной мощности  $i$ -ой группы электроприемников.

Нагрузку освещения определяем по методу коэффициента спроса. По данному методу расчетная активная нагрузка освещения цеха

$$P_{po} = K_c \cdot p_y \cdot F \cdot 10^{-3}, \quad (3.6)$$

где  $K_c$  – коэффициент спроса на освещение;

$p_y$  – удельная мощность общего равномерного освещения, Вт/м<sup>2</sup>;

$F$  – площадь цеха, м<sup>2</sup>;

Поскольку удельная мощность общего равномерного освещения приводится в справочниках для освещенности  $E_T = 100$  лк, коэффициента запаса  $K_{зТ} = 1,5$  и КПД светильника 100%, надо произвести пересчет  $p_{yТ}$  по выражению

$$p_y = p_{yТ} \cdot \frac{E_n \cdot K_з}{E_T \cdot K_{зТ} \cdot \eta}, \quad (3.7)$$

где  $E_n$  – нормируемое значение освещенности, лк;

$K_з$  – фактический коэффициент запаса, учитывающий снижение освещенности в процессе эксплуатации светового прибора. Принимается по [3, таблица 2.1];

$K_{зТ}$  – табличный коэффициент запаса;

$\eta$  – КПД светильника.

Расчетная реактивная нагрузка освещения определяется по выражению:

$$Q_{po} = P_{po} \cdot tg\varphi_o, \quad (3.8)$$

где  $tg\varphi_o$  – значение коэффициента реактивной мощности освещения.

Расчетная активная мощность цеха в целом

$$P_{pн} = P_{pc} + P_{po}. \quad (3.9)$$

Расчетная реактивная мощность цеха в целом

$$Q_{pн} = Q_{pc} + Q_{po}. \quad (3.10)$$

Полная расчетная мощность цеха

$$S_{pн} = \sqrt{P_{pн}^2 + Q_{pн}^2}. \quad (3.11)$$

### 3.1 Выбор мощности оборудования и его параметров

Выбор оборудования, его мощности, а также максимальной мощности (мощность самого крупного электроприемника) осуществляется с учетом специфики цехов. Все оборудование разбивается на группы с одинаковыми  $K_{ui}$  и  $tg\varphi_i$ . Результаты выбора сведены в таблицу 3.1 – 3.2

Таблица 3.1 – Выбор оборудования цехов и его параметров

Цех		$P_{уст.}$ , кВт	Оборудование	$P$ , кВт	$P_{н.мах.}$ , кВт	$K_{и}$	$\cos \varphi$	$tg \varphi$
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Цех сборки трансформаторов	2500	Металлорежущие станки мелкосерийного производства: токарные, строгальные, фрезерные, сверлильные, точильные; ножницы гильотинные	600	100	0,14	0,5	1,73
			Ручной электроинструмент	60		0,06	0,5	1,73
			Сварочные машины шовные	150		0,35	0,7	1,02
			Сварочные трансформаторы для автоматической и полуавтоматической дуговой сварки	350		0,35	0,5	1,73
			Проходные рольганговые печи	310		0,5	0,85	0,62
			Кран-балка (ПВ=40%)	100		0,1	0,5	1,73
			Прессы	400		0,17	0,65	1,17
			Вентиляторы	230		0,8	0,8	0,75
			Малярно-сушильные камеры	150		0,7	0,7	1,02
			Ленточные конвейеры	150		0,4	0,75	0,88
2	Сварочный цех	1565	Кран-балка (ПВ=40%)	120	75	0,1	0,5	1,73
			Сварочные машины шовные	250		0,35	0,7	1,02
			Сварочные трансформаторы для автоматической и полуавтоматической дуговой сварки	215		0,35	0,5	1,73
			Ручной электроинструмент	80		0,06	0,5	1,73
			Металлорежущие станки мелкосерийного производства с тяжелым режимом работы: штамповочные прессы револьверные, обдирочные, зубофрезерные станки	300		0,14	0,5	1,73
			Шлифовальные станки	130		0,35	0,65	1,17
			Ленточные конвейеры	110		0,4	0,75	0,88
			Малярно-сушильные камеры	160		0,7	0,7	1,02
Вентиляторы	200	0,8	0,8	0,75				
3	Сборочный цех	1900	Намоточный стан	480	75	0,15	0,5	1,73
			Кран-балка (ПВ=40%)	220		0,1	0,5	1,73
			Конвейер	350		0,4	0,75	0,88
			Ручной электроинструмент	100		0,06	0,5	1,73
			Испытательные установки и стенды	80		0,4	0,65	1,17
			Вентиляторы	100		0,8	0,8	0,75
			Монорельс с эл.талью	120		0,1	0,5	1,73
			Сушильные камеры	200		0,5	0,8	0,75
			Сварочные трансформаторы для автоматической и полуавтоматической дуговой сварки	250		0,35	0,5	1,73

Продолжение таблицы 3.1

Цех		$P_{уст}$ , кВт	Оборудование	$P$ , кВт	$P_{н.мах}$ , кВт	$Kи$	$\cos \varphi$	$tg \varphi$
1	2	3	4	5	6	7	8	9
4	Ремонтно-механический цех	1200	Вентиляторы	100	100	0,8	0,8	0,75
			Окрасочное и сушильное оборудование	50		0,7	0,7	1,02
			Кран-балки	200		0,1	0,5	1,73
			Металлорежущие станки мелкосерийного производства с тяжелым режимом работы: штамповочные прессы револьверные, обдирочные, зубофрезерные станки	200		0,17	0,65	1,17
			Металлорежущие станки мелкосерийного производства: токарные, строгальные, фрезерные, сверлильные, точильные; ножницы листовые	150		0,14	0,5	1,73
			Сварочные трансформаторы для ручной дуговой сварки и резки металлов	200		0,3	0,5	1,73
			Печи сопротивления с периодической загрузкой	100		0,5	0,85	0,62
			Сварочные машины стыковые и точечные	200		0,35	0,6	1,33
5	Компрессорная	925	Компрессоры (АД 10кВ)	800	15	0,7	0,85	0,62
			Вентиляторы	50		0,8	0,8	0,75
			Осушители воздуха	75		0,7	0,85	0,62
6	Насосная	865	Вентиляторы	160	112,5	0,8	0,8	0,75
			Насосы	675		0,7	0,85	0,62
			Задвижки	30		0,05	0,6	1,33
7	Склад материалов	240	Монорельс с эл.талью	50	15	0,1	0,5	1,73
			Кран-балка (ПВ=25%)	50		0,05	0,5	1,73
			Вентиляторы	90		0,8	0,8	0,75
			Приводы открытия ворот	10		0,05	0,75	0,88
			Краны-штабелеры	10		0,1	0,5	1,73
			Конвейеры	30		0,4	0,75	0,88
8	Склад готовой продукции	235	Монорельс с эл.талью	70	15	0,1	0,5	1,73
			Кран-балка (ПВ=40%)	80		0,1	0,5	1,73
			Вентиляторы	75		0,8	0,8	0,75
			Приводы открытия ворот	10		0,05	0,75	0,88

Продолжение таблицы 3.1

Цех		$P_{уст}$ , кВт	Оборудование	$P$ , кВт	$P_{н.мах}$ , кВт	$K_{и}$	$\cos \varphi$	$tg \varphi$
1	2	3	4	5	6	7	8	9
9	АБК (5 этажа)	230	Вентиляторы	100	15	0,8	0,8	0,75
			Оргтехника	45		0,4	0,7	1,02
			Кондиционеры	25		0,7	0,8	0,75
			Холодильные установки	3		0,6	0,8	0,75
			Насосы	45		0,7	0,85	0,62
			Оборудование связи	12		0,3	0,8	0,75

Таблица 3.2 – Технические параметры АД 10кВ

Цех	$P_{уст}$ , кВт	Оборудование	$P_{н.мах}$ , кВт	$U$ , кВ	$n$ , об/мин	$\eta$ , %	$\cos \varphi$	$tg \varphi$
5	800	А4-400Х-4Д	400	10	1500	94,6	0,89	0,512

### 3.2 Определение расчетных электрических нагрузок по цехам

Порядок расчета электрических нагрузок рассмотрим на примере компрессорной (цех №5). По выражению (3.4) определяем значение группового коэффициента использования:

$$K_{и} = \frac{160 \cdot 0,8 + 675 \cdot 0,7 + 30 \cdot 0,05}{160 + 675 + 30} = \frac{602}{865} = 0,696$$

Согласно (3.3) эффективное число электроприемников

$$n_{э} = \frac{2 \cdot 865}{112,5} = 15,37$$

Определив значения  $K_{и}$  и  $n_{э}$ , по ([3], табл. П2.3) методом линейного интерполирования находим значение коэффициента расчетной нагрузки по формуле:

$$K_p = y_1 + \frac{x - x_1}{x_2 - x_1} \cdot (y_2 - y_1);$$

$$K_p = 0,9 + \frac{(0,9 - 0,9) \cdot (0,35 - 0,9)}{0,3 - 0,4} = 0,9;$$

$$K_p = 0,9.$$

По выражению (3.1) определяем расчетную активную силовую нагрузку

$$P_{рс} = 0,9 \cdot (160 \cdot 0,8 + 675 \cdot 0,7 + 30 \cdot 0,05) = 541,8 \text{ кВт.}$$

По выражению (3.5) определяем расчетную реактивную силовую нагрузку

$$Q_{pc} = 0,9 \cdot (160 \cdot 0,8 \cdot 0,75 + 675 \cdot 0,7 \cdot 0,62 + 30 \cdot 0,05 \cdot 1,33) = 351,74 \text{ квар.}$$

Для определения нагрузок освещения необходимы следующие данные:

- площадь цеха,  $F = 25 \cdot 50 = 1250 \text{ м}^2$ ;
- нормируемое значение освещенности цеха, принимаем  $E_n = 100 \text{ лк}$ ;
- коэффициент запаса,  $K_z = 1,4$ .

Принимаем для установки в цехе светильники типа РСП05-400 с ДПП-400, для которых по [4] тип кривой света Г-1, КПД 70%. При высоте подвеса 6 м и площади 1250 м<sup>2</sup> по [4] удельная мощность общего равномерного освещения  $p_{yT} = 3,4 \text{ Вт / м}^2$ . Заменяем дуговые источники света на светодиодные путем умножения удельной мощности установки на отношение средней световой отдачи ламп к средней световой отдаче принятого источника света. Удельная мощность ЛЛ составляет 80 Лм/Вт, ДПП 66Лм/Вт, в то время как удельная мощность СД достигает 120 Лм/Вт, сделаем пересчет:

По выражению (3.7) производим пересчет удельной мощности

$$p_y = \frac{3,4 \cdot 100 \cdot 1,4}{100 \cdot 1,5 \cdot 0,7} \cdot \frac{60}{120} = 2,267 \text{ Вт / м}^2.$$

Для производственных зданий, состоящих из отдельных крупных пролетов, по [4] коэффициент спроса  $K_c = 0,95$ .

По выражению (3.6) определяем активную нагрузку освещения

$$P_{po} = 0,95 \cdot 2,267 \cdot 1250 \cdot 10^{-3} = 2,69 \text{ кВт.}$$

Принимаем по [3]  $tg \varphi_o = 0,33$  ( $\cos \varphi_o = 0,95$ ). Тогда, согласно выражению (3.8), расчетная реактивная нагрузка освещения

$$Q_{po} = 2,69 \cdot 1,73 = 4,66 \text{ квар.}$$

По выражению (3.9) определяем расчетную активную нагрузку цеха

$$P_{pn} = 541,8 + 2,69 = 544,49 \text{ кВт.}$$

По выражению (3.10) определяем расчетную реактивную нагрузку цеха

$$Q_{pn} = 351,74 + 4,66 = 356,4 \text{ квар.}$$

Полная расчетная нагрузка цеха

$$S_{pn} = \sqrt{544,49^2 + 356,4^2} = 650,76 \text{ кВт}\cdot\text{А.}$$

Результаты расчета электрических нагрузок для остальных цехов сведены в таблицы 3.2, 3.3 и 3.4.

Таблица 3.3 – Результаты расчета силовых нагрузок

№ цеха	Название	$K_u$	$n_{\Sigma}$	$K_p$	$P_{pc}$ , кВт	$Q_{pc}$ , квар
1	Цех сборки трансформаторов	0,338	50	0,75	633,45	681,28
2	Сварочный цех	0,373	41,7	0,75	437,28	685,78
3	Сборочный цех	0,29	50,6	0,695	383,29	445,79
4	Ремонтно-механический цех	0,308	24	0,85	314,5	369,5
5	Компрессорная	0,74	16,6	0,9	83,25	56,28
6	Насосная	0,696	15,37	0,9	541,8	351,74

Продолжение таблицы 3.3

7	Склад материалов	0,388	32	0,75	69,75	59,81
8	Склад готовой продукции	0,321	31,3	0,75	56,62	53,56
9	Административно-бытовой корпус	0,663	30,6	0,85	129,54	97,8

Таблица 3.4 – Результаты расчета осветительных нагрузок

№ цеха	$E_n$ , лк	$K_z$	$K_c$	$F$ , м <sup>2</sup>	Тип светильников	Выс. подв., м	$\eta$ , %	$tg\varphi_0$	$P_{yT}$ , Вт/м <sup>2</sup>	$P_y$ , Вт/м <sup>2</sup>	$P_{po}$ , кВт	$Q_{po}$ , Квар
1	300	1,4	0,95	10080	ДПП 66-168-223	8	95	0,3	3,4	6,8	65,11	21,4
2	200	1,4	0,95	5400	ДПП 66-168-223	8	95	0,3	3,4	4,53	23,25	7,64
3	300	1,4	0,95	850	ДПП 66-168-223	8	95	0,3	3,4	6,8	54,91	18,04
4	300	1,4	0,95	4225	ДПП 66-168-223	8	95	0,3	3,4	6,8	27,29	8,97
5	100	1,4	0,95	1250	ДПП 66-168-223	6	95	0,3	3,4	2,26	2,69	0,88
6	100	1,4	0,95	1250	ДПП 66-168-223	6	95	0,3	3,4	2,26	2,69	0,88
7	75	1,4	0,95	1750	ДПП 66-168-223	6	95	0,3	3,4	1,7	2,82	0,92
8	75	1,4	0,95	2100	ДПП 66-168-223	6	95	0,3	3,4	1,7	3,39	1,11
9	400	1,4	0,95	4200	ДВО 12-40-113	3,6	95	0,3	2,3	8,17	32,62	10,72

Таблица 3.5 – Результаты расчета электрических нагрузок цехов

№ цеха	Название	$P_{pc}$ , кВт	$Q_{pc}$ , квар	$P_{po}$ , кВт	$Q_{po}$ , Квар	$P_{pn}$ , кВт	$Q_{pn}$ , квар	$S_{pn}$ , кВт·А
1	Цех сборки трансформаторов	633,45	681,28	65,11	21,4	698,56	702,69	990,84
2	Сварочный цех	437,28	485,78	23,25	7,64	460,54	493,42	674,96
3	Сборочный цех	383,29	445,79	54,91	18,04	438,2	463,83	638,09
4	Ремонтно-механический цех	314,5	369,5	27,29	8,97	341,79	378,47	509,97
5	Компрессорная	83,25	56,28	2,69	0,88	85,94	57,16	103,21
6	Насосная	541,8	351,74	2,69	0,88	544,49	352,63	648,7
7	Склад материалов	69,75	59,81	2,82	0,92	72,57	60,73	94,63
8	Склад готовой продукции	56,62	53,56	3,39	1,11	60,01	54,68	81,19
9	Административно-	129,54	97,8	32,62	10,72	162,16	108,52	195,13

	бытовой корпус								
--	----------------	--	--	--	--	--	--	--	--

Произведем анализ полученных результатов. Электрические нагрузки ремонтно-механического цеха, компрессорной, склада материалов, склада готовой продукции и АБК малы, что позволяет запитать их от трансформаторных подстанций (ТП) соседних цехов. Выполним пересчет нагрузок данных объектов с учетом того, что значения коэффициентов расчетных нагрузок в этом случае принимаются как для питающих сетей напряжением до 1 кВ.

Результаты пересчета нагрузок сводим в таблицу 3.5.

Таблица 3.6 – Результаты пересчета электрических нагрузок

№ цеха	Название	$K_p$	$P_{pc}$ , кВт	$Q_{pc}$ , квар	$P_{po}$ , кВт	$Q_{po}$ , Квар	$P_{pn}$ , кВт	$Q_{pn}$ , квар	$S_{pn}$ , кВт·А	$I_{pn}$ , А
4	Ремонтно-механический цех	1	370	434,71	27,29	8,97	397,29	443,68	595,5	859,5
5	Компрессорная	1	92,5	62,53	2,69	0,88	95,19	63,42	114,3	164,9
7	Склад материалов	1	93	79,74	2,82	0,92	95,82	80,67	125,2	180,7
8	Склад готовой продукции	1	75,5	71,42	3,39	1,11	78,89	72,53	107,1	154,5
9	АБК	1	152,4	115,06	32,62	10,7	185,02	125,7	223,7	322,8

Значения токов, полученных в результате пересчета нагрузок, показывают, что питание всех перечисленных цехов можно осуществить на напряжении 0,4 кВ с помощью кабелей. Запитаем ремонтно-механический цех и АБК от сварочного цеха, склад материалов от механического цеха, склад готовой продукции от сборочного цеха.

Рассчитаем нагрузку наружного освещения:

$$P_{pno} = p_{y.l} \cdot F \cdot 10^{-3}; \quad (3.12)$$

$$Q_{pno} = P_p \cdot \operatorname{tg} \varphi; \quad (3.13)$$

где  $p_{y.l}$  – удельная мощность осветительных установок в Вт/м<sup>2</sup>;

$F$  – суммарная длина линий наружного освещения, м<sup>2</sup>.

Для нормированного значения средней освещенности  $E = 4$  лк, ширины дорожного покрытия  $d = 11,25$  м, шага светильников  $h = 40$  м, мощности ламп типа ДРЛ  $P = 250$  Вт  $p_{y.l} = 0,6$  Вт/м<sup>2</sup> [4]:

$$P_{pno} = 0,6 \cdot 81240 \cdot 10^{-3} \cdot \frac{54}{120} = 21,93 \text{ кВт};$$

$$Q_{\text{рнo}} = 21,93 \cdot 0,33 = 7,23 \text{ квар.}$$

С учетом схемы расположения цехов целесообразно присоединить нагрузку наружного освещения к трансформаторной подстанции механического цеха (цех №1).

Таблица 3.7 – Итоговая таблица расчетных электрических нагрузок цехов

№ цеха	Название	$P_{\text{рн}}$ , кВт	$Q_{\text{рн}}$ , квар	$S_{\text{рн}}$ , кВ·А
1+7	Цех сборки трансформаторов + склад материалов	746,19	721,25	1038
5+6	Насосная + компрессорная	630,43	409,79	751,91
3+8	Сборочный цех + склад готовой продукции	495,32	516,01	715,27
2+4+9	Сварочный цех + ремонтно-механический цех + АБК	856,99	865,58	1218

Так же произведем расчет номинального тока АД 10кВ:

$$I_{\text{рн}} = \frac{P_{\text{н}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}} \cdot \cos \varphi \cdot \eta} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0,89 \cdot 0,946} = 27,43 \text{ А}$$

Определив электрические нагрузки цехов, можно перейти к выбору цеховых трансформаторов и расчету компенсации реактивной мощности.

## 4 ВЫБОР ЦЕХОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ И РАСЧЕТ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

При проектировании СЭС промышленных объектов выбор числа и мощности силовых трансформаторов, как правило, осуществляется в процессе расчета компенсации реактивной мощности.

### 4.1 Выбор цеховых трансформаторов

Выбор мощности трансформаторов осуществляется на основе технико-экономического расчетов, исходя из полной расчетной нагрузки объекта, удельной плотности нагрузки, затрат на питающую сеть до 1 кВ, стоимости потерь электроэнергии в трансформаторах и питающей сети до 1 кВ и других факторов [3]. При рассредоточенной нагрузке единичная мощность цехового трансформатора ориентировочно может быть принята по величине удельной плотности нагрузки

$$s_y = \frac{S_p}{F}, \quad (4.1)$$

где  $S_p$  – расчетная полная мощность нагрузки объекта, кВ·А;  
 $F$  – производственная площадь объекта, м<sup>2</sup>.

Минимальное число трансформаторов, необходимое для питания расчетной активной нагрузки,

$$N_{T\min} = \frac{P_{pH}}{\beta_T \cdot S_T}, \quad (4.2)$$

где  $S_T$  – номинальная мощность трансформаторов, кВ·А;  
 $\beta_T$  – коэффициент загрузки трансформаторов, принимаемый в зависимости от категории электроприемников по надежности электроснабжения.

Рассмотрим порядок расчета числа и мощности трансформаторов механического цеха блока основных цехов завода по производству станков.

$$s_y = \frac{746,19}{11830} = 0,06 \text{ кВ}\cdot\text{А} / \text{м}^2.$$

Для удельной плотности нагрузки  $s_y \geq 0,2 \text{ кВ}\cdot\text{А} / \text{м}^2$  при открытой установке КТП в цехе рекомендуется применять трансформаторы с единичной мощностью 630 кВ·А. Примем к установке в металлообрабатывающем цехе трансформаторы типа ТМГ33-630/10 номинальной мощностью 630 кВ·А.

При коэффициенте загрузки  $\beta_T = 0,9$ , в соответствии с (4.2), минимальное число трансформаторов, необходимое для питания расчетной активной нагрузки,

$$N_{T\min} = \frac{746,19}{0,9 \cdot 630} = 1,31.$$

Принимаем  $N_T = 2$ .

Результаты расчетов по остальным цехам сведены в таблицу 4.1.

Таблица 4.1 – Результаты выбора цеховых трансформаторов

№ группы	$P_{рн}$ , кВт	$Q_{рн}$ , квар	$S_{рн}$ , кВ·А	$\beta_T$	$S_T$ , кВ·А	$N_{T\min}$	$N_T$
1	746,19	721,25	1038	0,9	630	1,31	2
2	630,43	409,79	751,91	0,8	1000	0,78	1
3	495,32	516,01	715,27	0,9	630	0,87	1
4	856,99	865,58	1218	0,9	630	1,51	2

Технические характеристики выбранных трансформаторов приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Технические характеристики трансформаторов

Тип	Номинальная мощность, кВ·А	Потери, кВт		Напряжение короткого замыкания $U_K$ , %	Ток холостого хода $I_X$ , %
		холостого хода $\Delta P_X$	короткого замыкания $\Delta P_K$		
ТМГ33-630/10	630	0,68	6,135	5,5	0,126
ТМГ33-1000/10	1000	0,955	9,54	5,5	0,116

## 4.2 Расчет компенсации реактивной мощности

Реактивная мощность, которую можно передать через трансформатор из сети

$$Q_T = \sqrt{(1,1 \cdot N_T \cdot S_T \cdot \beta_T)^2 - P_{рн}^2}, \quad (4.3)$$

где 1,1 – коэффициент, учитывающий допустимую систематическую перегрузку трансформатора.

Суммарная мощность батарей низковольтных конденсаторов (БНК) для данной группы трансформаторов

$$Q_{\text{НК1}} = Q_{\text{РН}} - Q_{\text{T}}. \quad (4.4)$$

Если  $Q_{\text{НК1}} < 0$ , то следует принять  $Q_{\text{НК1}} = 0$  и БНК не устанавливать.

Величина  $Q_{\text{НК1}}$  распределяется между цеховыми трансформаторами прямо пропорционально их реактивным нагрузкам. Затем выбираются стандартные номинальные мощности БНК для каждого трансформатора.

Покажем на примере определение мощности БНК для сборочного цеха. Значение реактивной мощности, которое может быть передано через трансформатор в сеть до 1кВ по выражению (4.3)

$$Q_{\text{T}} = \sqrt{(1,1 \cdot 1 \cdot 630 \cdot 0,8)^2 - 495,32^2} = 379,02 \text{ квар.}$$

Суммарная мощность БНК по формуле (4.4)

$$Q_{\text{НК1}} = 516,01 - 379,02 = 136,99 \text{ квар.}$$

Мощность БНК, приходящаяся на один трансформатор:

$$Q'_{\text{НК1}} = \frac{Q_{\text{НК1}}}{N_{\text{T}}}; \quad (4.5)$$

$$Q'_{\text{НК1}} = \frac{136,99}{1} = 136,99 \text{ квар.}$$

По ([5], табл. 1.7) выбираем конденсаторные установки типа АКУ 0,4-150-10У3. Для остальных цехов выбор БНК аналогичен и сведен в таблицу 4.3.

Таблица 4.3 – Выбор БНК по критерию минимума числа трансформаторов

№ Группы	$P_{\text{РН}}$ , кВт	$Q_{\text{РН}}$ , квар	$S_{\text{T}}$ , кВ·А	$N_{\text{T}}$	$Q_{\text{T}}$ , квар	$Q_{\text{НК1}}$ , квар	$Q'_{\text{НК1}}$ , квар	Тип батарей на один трансформатор	Суммарная мощность БНК с учетом $N_{\text{T}}$ , квар
1	746,19	721,25	630	2	999,59	-278,3	-	-	-
2	630,43	409,79	1000	1	613,96	-204,1	-	-	-
3	495,32	516,01	630	1	379,02	136,9	136,9	АКУ 0,4-150-10У3	150
4	856,99	865,58	630	2	906,4	-40,82	-	-	-
									150

Для расчета экономического значения реактивной мощности, потребляемой предприятием из энергосистемы, необходимо определить потери мощности в трансформаторах и найти нагрузку на шинах РП.

### 4.3 Определение потерь мощности в трансформаторах

Коэффициент загрузки трансформатора с учетом компенсации реактивной мощности

$$\beta_T = \frac{S_{PH}}{N_T \cdot S_T}, \quad (4.6)$$

где  $S_{PH}$  – расчетная нагрузка цеха с учетом компенсации реактивной мощности.

$$S_{PH} = \sqrt{P_{PH}^2 + (Q_{PH} - Q_{HK1})^2}, \quad (4.7)$$

где  $Q_{HK1}$  – суммарная номинальная мощность конденсаторных установок с учетом числа трансформаторов, квар.

Потери активной мощности в трансформаторе

$$\Delta P_T = N_T \cdot \Delta P_X + \frac{\Delta P_K}{N_T} \cdot \frac{S_{PH}^2}{S_T^2} = N_T \cdot \Delta P_X + N_T \cdot \Delta P_K \cdot \beta_T^2. \quad (4.8)$$

Потери реактивной мощности в трансформаторе

$$\Delta Q_T = N_T \cdot \frac{I_X}{100} \cdot S_T + \frac{U_K}{100} \cdot \frac{S_{PH}^2}{N_T \cdot S_T} = \frac{N_T \cdot S_T}{100} \cdot (I_X + U_K \cdot \beta_T^2). \quad (4.9)$$

Согласно выражениям (4.6) и (4.7) для сборочного цеха блока основных цехов завода по производству станков получим:

$$S_{PH} = \sqrt{495,32^2 + (516,01 - 150)^2} = 615,88 \text{ кВ}\cdot\text{А};$$

$$\beta_T = \frac{615,88}{1 \cdot 630} = 0,97.$$

Тогда потери активной и реактивной мощности в трансформаторах цеха по формулам (4.8) и (4.9) будут следующими:

$$\Delta P_T = 0,8 + 6,75 \cdot 0,87^2 = 5,88 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_T = \frac{630}{100} \cdot (0,54 + 5,5 \cdot 0,87^2) = 29,47 \text{ квар}.$$

Аналогичным образом производим расчет потерь мощности в трансформаторах для остальных цехов блока основных цехов завода по производству станков. Полученные результаты сводим в таблицу 4.4.

Таблица 4.4 – Расчет потерь мощности в трансформаторах

№ группы	$P_{PH}$ , кВт	$Q_{PH}$ , квар	$Q_{HKI}$ , квар	$S_{PH}$ , кВт·А	$N_T$	$S_T$ , кВт·А	$\beta_T$	$\Delta P_T$ , кВт	$\Delta Q_T$ , квар
1	746,19	721,25	-	1038	2	630	0,82	9,61	48,18
2	630,43	409,79	-	751,9	1	1000	0,75	11,68	32,09
3	495,32	516,01	150	615,88	1	630	0,97	12,25	33,39
4	856,99	865,58	-	1218	2	630	0,82	9,61	48,18
Сумма								43,13	161,86

#### 4.4 Определение расчетных нагрузок РП

Расчетные активная и реактивная нагрузки на шинах РП с учетом потерь мощности в трансформаторах определяется по формулам:

$$P_p = K_o \cdot \sum_{i=1}^m K_{ni} \cdot P_{номi} + P_{ро\Sigma} + \Delta P_{T\Sigma} = K_o \cdot P_{см\Sigma} + P_{ро\Sigma} + \Delta P_{T\Sigma}; \quad (4.10)$$

$$Q_p = K_o \cdot \sum_{i=1}^m K_{ni} \cdot P_{номi} \cdot tg\varphi_i + Q_{ро\Sigma} + \Delta Q_{T\Sigma} = K_o \cdot Q_{см\Sigma} + Q_{ро\Sigma} + \Delta Q_{T\Sigma}, \quad (4.11)$$

где  $m$  – число присоединений на сборных шинах 10 кВ РП;

$K_{ni}$  – среднее значение коэффициента использования  $i$ -го присоединения;

$P_{номi}$  – суммарная номинальная мощность электроприемников  $i$ -го присоединения;

$P_{ро\Sigma}$  и  $Q_{ро\Sigma}$  – расчетные суммарные активная и реактивная нагрузки освещения;

$\Delta P_{T\Sigma}$  и  $\Delta Q_{T\Sigma}$  – суммарные потери активной и реактивной мощности в трансформаторах;

$P_{см\Sigma}$  и  $Q_{см\Sigma}$  – наибольшие средние значения активной и реактивной мощности силовых электроприемников за наиболее загруженную смену;

$tg\varphi_i$  – среднее значение коэффициента реактивной мощности  $i$ -го присоединения;

$K_o$  – коэффициент одновременности максимумов нагрузок, который определяется в зависимости от средневзвешенного коэффициента использования  $K_{и,ср}$  и числа присоединений на сборных шинах РП  $m$ .

Значение средневзвешенного коэффициента использования определяется по формуле:

$$K_{\text{и.ср}} = \frac{\sum_{i=1}^m K_{\text{и}i} \cdot P_{\text{ном}i}}{\sum_{i=1}^m P_{\text{ном}i}} = \frac{P_{\text{см}\Sigma}}{P_{\text{ном}\Sigma}}. \quad (4.12)$$

Для определения наибольших средних значений активной и реактивной мощности силовых электроприемников за наиболее загруженную смену составим таблицу 4.5.

Таблица 4.5 – Расчетная таблица  $P_{\text{см}}$  и  $Q_{\text{см}}$

№ группы	Название	$P_{\text{ном}}$ , кВт	$K_{\text{и}}$	$P_{\text{см}}$ , кВт	$Q_{\text{рс}}$ , квар	$K_{\text{р}}$	$Q_{\text{см}}$ , квар
1	Цех сборки трансформаторов	2740	0,342	937,6	691,69	0,7	988,12
2	Насосная	990	0,702	694,5	408,02	0,9	453,36
3	Сборочный цех	2135	0,294	627	496,85	0,697	712,84
4	Сварочный цех	2995	0,369	1105	838,24	0,7	1197
	АД 10 кВ	800	0,7	560	286,72	1	286,72

Используя результаты, полученные при предыдущих расчетах, сформируем таблицу 4.6.

Таблица 4.6 – Расчетная таблица нагрузок РП

№ группы	Название	$P_{\text{ном}}$ , кВт	$P_{\text{см}}$ , кВт	$Q_{\text{см}}$ , квар	$P_{\text{ро}}$ , кВт	$Q_{\text{ро}}$ , квар	$\Delta P_{\text{T}}$ , кВт	$\Delta Q_{\text{T}}$ , квар
1	Цех сборки трансформаторов	2740	937,6	988,12	67,94	22,32	9,61	48,18
2	Насосная	990	694,5	453,36	5,38	1,76	11,68	32,09
3	Сборочный цех	2135	627	712,84	58,3	19,16	12,25	33,39
4	Сварочный цех	2995	1105	1197	83,17	27,34	9,61	48,18
	АД 10 кВ	800	560	286,72	-	-	-	-
	Сумма	9660	3924,1	3638,04	214,79	70,58	43,15	161,84

По формуле (4.12) определяем средневзвешенный коэффициент использования:

$$K_{\text{и.ср}} = \frac{3924,1}{9660} = 0,4.$$

При  $K_{\text{и.ср}} = 0,4$  и числе присоединений от 5 до 8 на сборных шинах РП значение коэффициента одновременности  $K_{\text{o}} = 0,9$  ([3], табл. П2.4).

По формулам (4.10) и (4.11) находим расчетные нагрузки на шинах РП с учетом потерь мощности в трансформаторах:

$$P_p = 0,9 \cdot 3924,1 + 214,79 + 43,15 = 3790 \text{ кВт};$$

$$Q_p = 0,9 \cdot 3638,04 + 70,58 + 161,84 - 150 = 3357 \text{ квар.}$$

Получив значения расчетных нагрузок на шинах РП, можно перейти к определению экономического значения реактивной мощности, потребляемой предприятием из энергосистемы.

#### 4.5 Определение экономического значения реактивной мощности, потребляемой из энергосистемы

Расчет производится по математическим ожиданиям активной и реактивной нагрузок на границе балансового раздела электрических сетей предприятия и энергосистемы.

Математические ожидания расчетных нагрузок потребителя:

$$\bar{P}_p = k \cdot P_p; \quad (4.13)$$

$$\bar{Q}_p = k \cdot Q_p, \quad (4.14)$$

где  $k$  – коэффициент приведения расчетной нагрузки к математическому ожиданию,  $k = 0,9$ ,

$$\bar{P}_p = 0,9 \cdot 3790 = 3411 \text{ кВт};$$

$$\bar{Q}_p = 0,9 \cdot 3357 = 3021 \text{ квар.}$$

Экономическое значение реактивной мощности, потребляемой предприятием из энергосистемы в часы больших нагрузок,

$$Q_s = \bar{P}_p \cdot \text{tg} \varphi_s, \quad (4.15)$$

где  $\text{tg} \varphi_s$  – нормативное значение коэффициента реактивной мощности, которое определяется по выражению

$$\text{tg} \varphi_s = \frac{240 \cdot \text{tg} \varphi_B \cdot k_1}{d_{\max} \cdot a_\delta + 5000 \cdot b_\delta}, \quad (4.16)$$

где  $\text{tg} \varphi_B$  – базовый коэффициент реактивной мощности, принимаемый равным 0,25; 0,3 и 0,4 для сетей 6-20кВ, присоединенных к шинам подстанции с высшим напряжением соответственно 35, 110 и 220-330кВ. В нашем случае  $\text{tg} \varphi_B = 0,3$ ;

$d_{\max}$  – отношение потребления энергии в квартале максимума нагрузки энергосистемы к потреблению ее в квартале максимума нагрузки предприятия (при отсутствии необходимых данных принимают  $d_{\max}=1$ );

$a_0$  – действующая основная ставка тарифа на активную мощность,  $a_0=330,63588$ руб / (кВт·год);

$b_0$  – действующая дополнительная ставка тарифа на активную энергию,  $b_0=0,23301$  руб / кВт·ч;

$k_1$  – коэффициент изменения цен на конденсаторные установки, принимаемый равным увеличению ставки двухставочного тарифа на электроэнергию:

$$k_1 = k_w = \frac{a_0 + b_0 \cdot T_{\max}}{a + b \cdot 10^{-2} \cdot T_{\max}}, \quad (4.17)$$

где  $a$  – основная ставка тарифа на активную мощность на момент принятия методики,  $a = 60$  руб / (кВт·год);

$b$  – дополнительная ставка тарифа на активную энергию на момент принятия методики,  $b = 1,8$  коп / кВт·ч;

$T_{\max}$  – число часов использования максимальной нагрузки предприятия.

Для блока основных цехов завода по производству станков при двухсменном режиме работы можно принять  $T_{\max} = 4500$  часов в год [3]. Тогда значение коэффициента увеличения тарифа на электроэнергию по выражению (4.17)

$$k_w = k_1 = \frac{330,63588 + 0,23301 \cdot 4500}{60 + 1,8 \cdot 10^{-2} \cdot 4500} = 9,78.$$

Нормативное значение экономического коэффициента реактивной мощности согласно (4.16)

$$\text{tg} \varphi_3 = \frac{240 \cdot 0,3 \cdot 9,78}{1 \cdot 330,63588 + 5000 \cdot 0,23301} = 0,47.$$

Так как коэффициент реактивной мощности меньше 0,6, то принимаем его равным 0,6.

Экономически целесообразное значение реактивной мощности, потребляемой из энергосистемы, находим по выражению (4.15):

$$Q_3 = 3411 \cdot 0,47 = 1422 \text{ квар.}$$

Произведем анализ баланса реактивной мощности на границе раздела электрических сетей предприятия и энергосистемы:

$$\Delta Q' = \bar{Q}_p - Q_{\text{нк1}} - Q_3; \quad (4.18)$$

$$\Delta Q' = 3021 - 1422 - 150 = 1449 \text{ квар.}$$

Так как  $\Delta Q' > 0$ , надо искать пути получения недостающей реактивной мощности. Для одно-, двух- и трехсменных предприятий рассматривается установка дополнительных БНК.

#### 4.7 Определение целесообразности дополнительной установки БНК

Для определения целесообразности дополнительной установки БНК необходимо найти значение экономически целесообразной реактивной мощности  $Q_{мэ}$ , которая может быть передана через цеховые трансформаторы в сеть напряжением до 1 кВ.

При потреблении РМ из энергосистемы, превышающим экономическое значение:

$$Q_{мэ} = \frac{Z_{нк} - C_{QP}}{2 \cdot A}; \quad (4.19)$$

где  $Z_{нк}$  – удельные затраты на компенсацию РМ установками БНК, руб/квар;

$C_{QP}$  – удельная стоимость потребления РМ и энергии, превышающего экономическое значение, руб/квар·год;

$A$  – расчётная величина, характеризующая затраты на потери активной мощности при передаче РМ в сеть напряжением до 1 кВ.

$$Z_{нк} = 0,22 \cdot C_{нк} + Z_{рнк}, \quad (4.20)$$

где  $C_{нк}$  – удельная стоимость низковольтных конденсаторных батарей;

$Z_{рнк}$  – удельные затраты на потери мощности в установках БНК, руб/квар.

$$C_{нк} = k_1 \cdot C_{нк.баз}, \quad (4.21)$$

где  $C_{нк.баз}$  – базовая удельная стоимость БНК, принимается из диапазона 7,5 – 10,5 руб/квар, причем меньшие значения соответствуют большим мощностям конденсаторных установок. В нашем случае примем  $C_{нк.баз} = 9$  руб/квар.

Удельные затраты на потери мощности в БНК:

$$Z_{рнк} = C_{рз} \cdot \Delta P_{нк}, \quad (4.22)$$

где  $C_{рз}$  – удельная стоимость потерь активной мощности в компенсирующих установках, руб/кВт.

$\Delta P_{нк}$  – удельные потери активной мощности в БНК;  $\Delta P_{нк} = 0,004$  кВт/квар.

$$C_{рз} = a_0 + b_0 \cdot T_2, \quad (4.23)$$

где  $T_2$  – годовой фонд рабочего времени, принимается  $T_2=4000$  ч, [4].

Удельная стоимость потребления дополнительной РМ и энергии, превышающего экономическое значение, определяется по формуле:

- при наличии на предприятии приборов учета максимальной РМ

$$C_{QП} = (C_2 + d_2 \cdot T_{мQП} \cdot 10^{-2}) \cdot \frac{2 \cdot k_1 \cdot k_w}{1 + k_1}; \quad (4.24)$$

- при их отсутствии

$$C_{QП} = d_2 \cdot T_{мQП} \cdot 10^{-2} \cdot \frac{2 \cdot k_1 \cdot k_w}{1 + k_1}, \quad (4.25)$$

где  $C_2$  – плата за 1квар потребляемой РМ, превышающей экономическое значение, которую принимаем равной  $C_2 = 3,6$ руб/(квар·год);

$d_2$  – плата за 1квар·ч потребляемой реактивной энергии, которую принимаем равной

- при расчете по формуле (4.24)  $d_2 = 0,09$  коп/квар·ч;

- при расчете по формуле (4.25)  $d_2 = 0,2$  коп/квар·ч;

$T_{мQП}$  – годовое число часов использования максимальной РМ при потреблении, превышающем экономическое значение.

Величина  $T_{мQП}$  определяется в зависимости от соотношения степени компенсации  $\psi$  и отношения натуральной минимальной нагрузки к натуральной максимальной нагрузке  $K_m$  по следующим выражениям:

$$\text{при } \psi \leq K_m : T_{мQП} = \frac{T_z \cdot (K_m - 2 \cdot \psi + 1)}{(1 - \psi)}; \quad (4.26)$$

$$\text{при } \psi > K_m : T_{мQП} = \frac{T_z \cdot (1 - \psi)}{2 \cdot (1 - K_m)}. \quad (4.27)$$

Степень компенсации определяется по выражению:

$$\psi = 1 - \frac{Q_{нэ}}{Q_p} = 1 - \frac{\Delta Q'}{Q_p}, \quad (4.28)$$

где  $Q_{нэ}$  – величина потребляемой из энергосистемы РМ, превышающей экономическое значение,  $Q_{нэ} = \Delta Q'$ .

Значение  $K_m$  принимается для двухсменных предприятий равным  $K_m = 0,8$ .

По формуле (4.21)

$$C_{\text{нк}} = 9 \cdot 9,78 = 88,03 \text{ руб/квар.}$$

По формуле (4.23)

$$C_{\text{нк}} = 330,63588 + 0,23301 \cdot 4000 = 1263 \text{ руб/квар.}$$

Удельные затраты на потери мощности в БНК по выражению (4.22):

$$З_{\text{рнк}} = 1263 \cdot 0,004 = 5,051 \text{ руб/квар.}$$

Удельные затраты на компенсацию РМ установками БНК найдем по формуле (4.20)

$$З_{\text{нк}} = 0,22 \cdot 88,03 + 5,051 = 24,418 \text{ руб/квар.}$$

Степень компенсации определяется по выражению (4.28):

$$\Psi = 1 - \frac{1449}{3021} = 0,521;$$

Так как  $\psi \leq K_m$  ( $0,521 < 0,8$ ), то годовое число часов использования максимальной РМ при потреблении, превышающем экономическое значение определяется по формуле (4.26):

$$T_{\text{МОП}} = \frac{4000 \cdot (0,8 - 2 \cdot 0,521 + 1)}{2 \cdot (1 - 0,521)} = 3166 \text{ ч.};$$

Удельная стоимость потребления дополнительной РМ и энергии, превышающего экономическое значение, определяется по формуле (4.25), так как на предприятии не имеется приборов учета максимальной РМ.

$$C_{\text{ОП}} = 0,2 \cdot 3166 \cdot 10^{-2} \cdot \frac{2 \cdot 9,78 \cdot 9,78}{1 + 9,78} = 112,37 \text{ руб/квар.}$$

По формуле (4.19):

$$Q_{\text{мэ}} = \frac{24,41 - 112,37}{2 \cdot A} = -\frac{87,96}{2 \cdot A}, \text{ то есть } Q_{\text{мэ}} < 0,$$

тогда принимается  $Q_{\text{нк2}} = Q_m$ , но не более  $\Delta Q'$ . Таким образом:

$$Q_{\text{нк2}} = 1449 \text{ квар.}$$

Находим общую расчётную мощность БНК предприятия:

$$Q_{\text{нк}} = Q_{\text{нк1}} + Q_{\text{нк2}}; \quad (4.29)$$

$$Q_{\text{нк}} = 1449 + 150 = 1599 \text{ квар.};$$

Распределяем  $Q_{\text{нк2}}$  прямо пропорционально реактивным нагрузкам цехов:

$$Q_{\text{нк}2} = \Delta Q' \cdot \frac{Q_p - Q_{\text{нк}1}}{\sum (Q_p - Q_{\text{нк}1})} . \quad (4.30)$$

Расчетная мощность БНК на один трансформатор равна:

$$Q'_{\text{нк}2} = \frac{Q_{\text{нк}1} + Q_{\text{нк}2}}{N_T} . \quad (4.31)$$

Исходя из этой величины выбираем БНК с ближайшей стандартной мощностью.

Покажем на примере группы 1:

$$Q_{\text{нк}2} = 1499 \cdot \frac{721,25}{721,25 + 409,49 + 516,01 + 865,58} = 415,8 \text{ квар.}$$

Суммарная мощность БНК:

$$Q_{\text{нк}1} + Q_{\text{нк}2} = 0 + 415,8 = 415,8 \text{ квар;}$$

$$Q'_{\text{нк}2} = \frac{415,8}{2} = 207,9 \text{ квар.}$$

Устанавливаем батарею типа АКУ-0,4-220-20УЗ.

Таблица 4.7 – Распределение мощности БНК между цеховыми ТП

№ группы	$N_T$	$Q_p$ , квар	$Q_{\text{нк}1}$ , квар	$Q_{\text{нк}2}$ , квар	$Q_{\text{нк}1} + Q_{\text{нк}2}$ , квар	$Q'_{\text{нк}2}$ , квар	Тип батарей на один транс- форматор	Суммарная мощность БНК с учетом $N_T$ , квар
1	2	721,25	0	415,8	415,8	207,9	АКУ-0,4-220- 20УЗ	440
2	1	409,79	0	236,2	236,2	236,2	АКУ-0,4-240- 20УЗ	240
3	1	516,01	150	297,4	447,4	447,4	АКУ-0,4-450- 25УЗ	450
4	2	865,58	0	499	499	249,5	АКУ-0,4-250- 25УЗ	500
$Q_{\text{нк}2\Sigma}$								1630

Согласно таблице 4.7 фактическая общая мощность комплектных БНК предприятия:

$$Q_{\text{нк}} = 1630 \text{ квар.}$$

Произведём расчет баланса РМ на границе с энергосистемой:

$$\Delta Q'' = \bar{Q}_p - Q_{нк} - Q_3; \quad (4.32)$$

$$\Delta Q'' = 3021 - 1630 - 1422 = -31 \text{ квар.}$$

Т.к.  $\Delta Q'' \leq 0$ , то выбор средств компенсации реактивной мощности следует считать законченным, а  $Q_3$  необходимо уменьшить до обеспечения условия  $\Delta Q'' = 0$  квар. Для этого руководство предприятия посылает в энергоснабжающую организацию письмо с просьбой уменьшить подачу РМ на предприятие на -31 квар.

После этого определим расчетные нагрузки с учетом конденсаторных батарей, определяем действительные коэффициенты загрузки трансформаторов, пересчет потерь мощности в трансформаторах с учетом действительных коэффициентов загрузки. Полученные данные сведем в таблицы 4.8 - 4.9.

Таблица 4.8 – Расчетные нагрузки с учетом компенсации реактивной мощности

№ группы	$P_{рн}$ , кВт	$Q_{рн}$ , квар	$Q_{нк}$ , квар	$S_{рн}$ , кВ·А	$N_T$	$S_T$ , кВ·А	$\beta_m$
1	746,19	721,25	440	797,44	2	630	0,55
2	630,43	409,79	240	652,9	1	1000	0,6
3	495,32	516,01	450	499,7	1	630	0,78
4	856,99	865,58	500	931,7	2	630	0,61

Таблица 4.9 – Потери мощности в трансформаторах с учетом компенсации

№ группы	$N_T$	$S_T$ , кВ·А	$\beta_m$	$\Delta P_T$ , кВт	$\Delta Q_T$ , квар
1	2	630	0,55	5,07	22,55
2	1	1000	0,6	7,82	20,96
3	1	630	0,78	8,14	21,87
4	2	630	0,61	5,92	27,37
ИТОГО				26,95	92,75

## 5 ПОСТРОЕНИЕ КАРТОГРАММЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЕ УСЛОВНОГО ЦЕНТРА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

При определении мест установки ТП, РП и компенсирующих устройств реактивной мощности необходимо иметь информацию о распределении электрических нагрузок по территории промышленного объекта. С этой целью строят картограмму электрических нагрузок. Картограмма нагрузок размещается на плане предприятия в виде окружностей, площади которых в определенном масштабе отображают величины электрических нагрузок. При этом центры окружностей совпадают с условными центрами электрических нагрузок соответствующих цехов.

Как правило, строится картограмма активных нагрузок. При этом для каждого  $i$ -го цеха расчетная активная нагрузка

$$P_{pi} = P_{pci} + P_{poi}, \quad (5.1)$$

где  $P_{pci}, P_{poi}$  – расчетные активные силовая и осветительная нагрузки  $i$ -го цеха.

Для каждого цеха радиус круга находится из условия равенства активной мощности нагрузки площади круга:

$$P_{pi} = \pi \cdot m \cdot r_i^2, \quad (5.2)$$

где  $m$  – принятый масштаб картограммы, кВт/мм<sup>2</sup>.

Из выражения (5.2) радиус круга

$$r_i = \sqrt{\frac{P_{pi}}{\pi \cdot m}}. \quad (5.3)$$

Каждый круг разделяется на секторы, соответствующие осветительной и силовой нагрузкам. Угол сектора осветительной нагрузки в градусах вычисляется по формуле

$$\alpha_{oi} = \frac{P_{poi}}{P_{pi}} \cdot 360^\circ. \quad (5.4)$$

Угол сектора силовой нагрузки в градусах

$$\alpha_{ci} = 360^\circ - \alpha_{oi}. \quad (5.5)$$

Величины осветительной и силовой нагрузок указываются на картограмме.

Условный центр электрических нагрузок (ЦЭН) находят для определения места размещения РП. Для этого предварительно на план предприятия, состоящего из  $n$  цехов, наносится декартова система координат и определя-

ются координаты  $X$  и  $Y$  каждой нагрузки  $P_{pi}$ . После этого искомые координаты условного ЦЭН предприятия определяют по следующим формулам:

$$X_{\text{ЦЭН}} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{pi} \cdot X_i}{\sum_{i=1}^n P_{pi}} ; \quad (5.6)$$

$$Y_{\text{ЦЭН}} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{pi} \cdot Y_i}{\sum_{i=1}^n P_{pi}} . \quad (5.7)$$

Расположение заводского РП выбирается на генплане предприятия по возможности смещенным от ЦЭН в сторону ИП так, чтобы не было обратных потоков мощности по линиям 10 кВ.

Принимаем минимальный визуально различимый радиус окружности  $r_{\min} = 10$  мм. Данному радиусу, согласно таблице 3.4, соответствует минимальная расчетная нагрузка  $P_{p\min} = 60,01$  кВт (склад готовой продукции).

Пользуясь формулой (5.2), вычисляем масштаб картограммы

$$m = \frac{P_{p\min}}{\pi \cdot r_{\min}^2} = \frac{60,01}{3,14 \cdot 6,0^2} = 0,5 \text{ кВт} / \text{мм}^2.$$

Полученный масштаб равен :  $m = 0,5$  кВт / мм<sup>2</sup>.

Расчетная активная нагрузка механического цеха в соответствии с (5.1)

$$P_{p1} = 633,45 + 65,11 = 698,56 \text{ кВт}.$$

Радиус круга, соответствующего данной нагрузке, по (5.3)

$$r_i = \sqrt{\frac{698,56}{3,14 \cdot 0,5}} = 21,08 \text{ мм}.$$

По формулам (5.4) и (5.5) определяем углы секторов осветительной и силовой нагрузок литейного цеха:

$$\alpha_{o1} = \frac{65,11}{698,56} \cdot 360^\circ = 33,5^\circ;$$

$$\alpha_{c1} = 360^\circ - 33,55^\circ = 326,45^\circ.$$

Производим аналогичные расчеты для остальных цехов. Результаты сводим в таблицу 5.1. В таблице 5.2 приведены координаты центров электрических нагрузок цехов, определенные по генплану блока основных цехов завода по производству станков:

Таблица 5.1 – Углы секторов осветительных и силовых нагрузок

№ цеха	Название	$P_{рс}$ , кВт	$P_{ро}$ , кВт	$P_p$ , кВт	$r$ , мм	$\alpha_o$ , град	$\alpha_c$ , град
1	Цех сборки трансформаторов	633,45	65,11	698,56	21,08	33,55	326,4
2	Сварочный цех	437,28	23,25	460,54	17,12	18,17	341,8
3	Сборочный цех	383,29	54,91	438,2	16,7	45,11	314,8
4	Ремонтно-механический цех	314,5	27,29	341,79	14,7	28,74	331,25
5	Компрессорная	83,25	2,69	85,94	7,4	11,27	348,72
6	Насосная	541,8	2,69	544,49	18,6	1,78	358,22
7	Склад материалов	69,75	2,82	72,57	6,8	14,01	345,98
8	Склад готовой продукции	56,62	3,39	60,01	6,1	20,34	339,65
9	Административно-бытовой корпус	129,54	32,62	162,16	10,1	72,43	287,56

Таблица 5.2 – Координаты центров электрических нагрузок цехов предприятия

№ цеха	Название	$P_p$ , кВт	X, м	Y, м	$X \cdot P_p$ , кВт·м	$Y \cdot P_p$ , кВт·м
1	Цех сборки трансформаторов	698,56	86	245	60080	171100
2	Сварочный цех	460,54	196	43	90270	19800
3	Сборочный цех	438,2	275	249	120500	109100
4	Ремонтно-механический цех	341,79	71	46	24270	15720
5	Компрессорная	85,94	190	145	16330	12460
6	Насосная	544,49	250	145	136100	78950
7	Склад материалов	72,57	101	144	7330	10450
8	Склад готовой продукции	60,01	340	148	20410	8882
9	Административно-бытовой корпус	162,16	346	29	56110	4703
Сумма		2864	-	-	531400	431165

Координаты ЦЭН предприятия по формулам (5.6) и (5.7):

$$X_{\text{ЦЭН}} = \frac{531400}{2864} = 185,53 \text{ м};$$

$$Y_{\text{ЦЭН}} = \frac{431165}{2864} = 150,55 \text{ м}.$$

Картограмма электрических нагрузок представлена на генплане предприятия (покажем на рисунке 5.1). Там же изображен ЦЭН с соответствующими координатами указан на генплане предприятия. РП смещаем от цена электрических нагрузок в сторону источника питания и разместим в механическом цехе (цех №1).

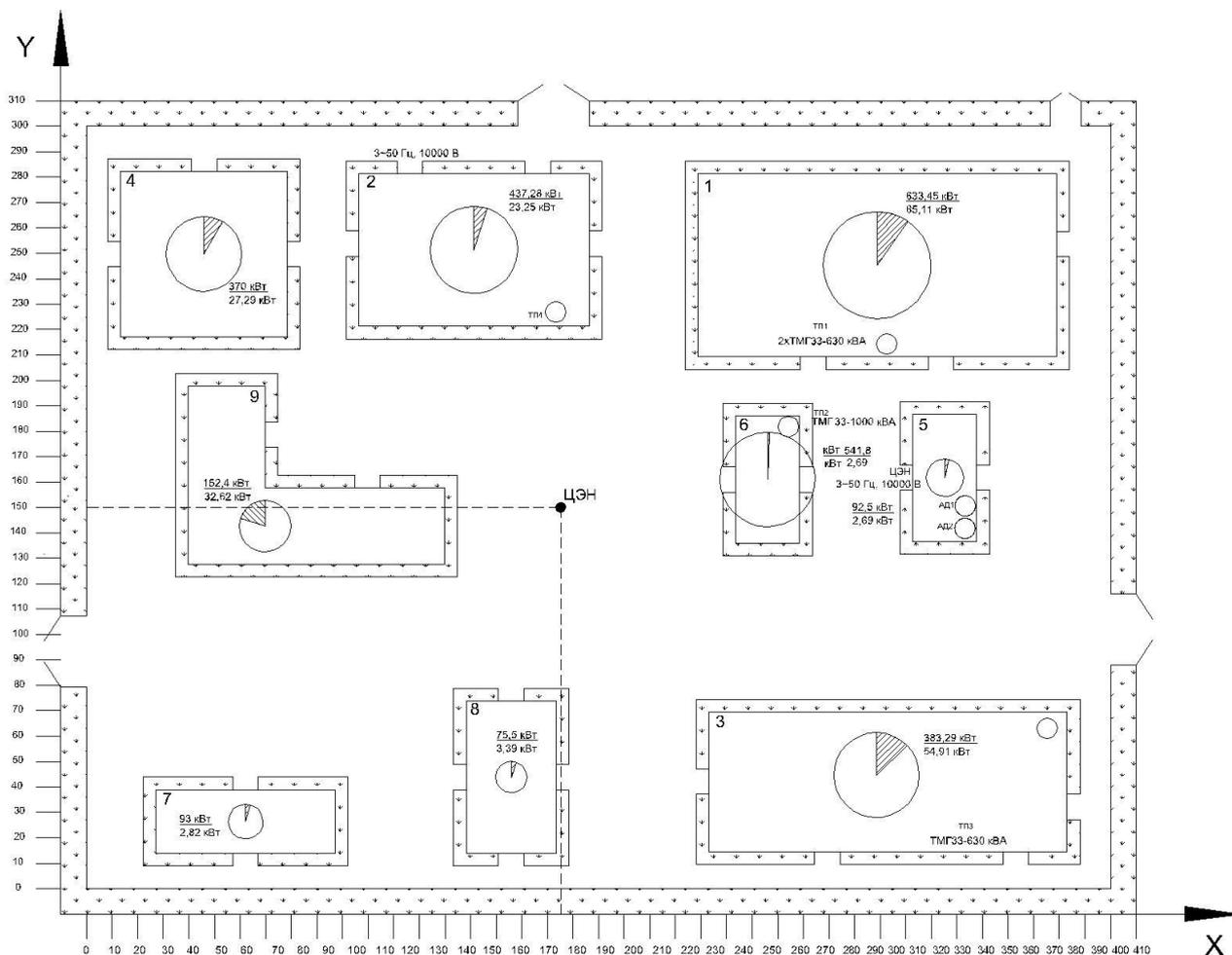


Рисунок 5.1 –Картограммой нагрузок

## **6 РАЗРАБОТКА СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ И РАСЧЕТ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ НАПРЯЖЕНИЕМ ВЫШЕ 1 кВ**

В соответствии с заданием на проектирование блока основных цехов завода по производству станков осуществляется от подстанции 110/10 кВ энергосистемы, находящейся за территорией предприятия. На подстанции установлены два трансформатора типа ТРДН с единичной номинальной мощностью 40 МВ·А.

Для приема и распределения электроэнергии на напряжении 10 кВ по блоку основных цехов завода по производству станков предусмотрен РП, который комплектуется камерами типа КСО. РП запитывается от подстанции 110/10 кВ трехжильными кабелями марки АПвБП (с алюминиевой жилой в изоляции из сшитого полиэтилена с броней из стальных лент). Длина питающей линии составляет 0,73 км.

В СЭС предусмотрена отдельная работа линий и трансформаторов, что позволяет снизить значения токов короткого замыкания, упростить схемы коммутации и релейной защиты.

Распределительная сеть напряжением 10 кВ выполняется кабелями марки АПвП (с алюминиевой жилой в алюминиевой оболочке с изоляцией из сшитого полиэтилена), проложенными открыто в воздухе и в кабельных сооружениях. Кабели прокладываются вдоль зданий и проездов с учетом наименьшего их расхода.

Распределение электрической энергии на напряжении 10 кВ может осуществляться по радиальным, магистральным и смешанным схемам в зависимости от расположения потребителей, их мощности и требуемой степени бесперебойности питания. Наибольшее распространение на практике получили смешанные схемы электроснабжения, при которых питание крупных и ответственных приемников осуществляется по радиальной схеме, а средних и мелких, при упорядоченном расположении ТП, – по магистральным линиям. Такие схемы внутреннего электроснабжения, как правило, имеют лучшие технико-экономические показатели.

Магистральные схемы обычно строятся с использованием одиночных, питающих однострансформаторные ТП, и двойных сквозных магистралей, питающих двухтрансформаторные ТП. В нормальном режиме трансформаторы двухтрансформаторных ТП работают отдельно, а при повреждении одной из магистралей питание автоматически переводится на оставшуюся в работе магистральную линию с помощью устройства АВР. Взаимное резервирование однострансформаторных подстанций осуществляется при помощи кабельных

или шинных перемычек на вторичном напряжении. Пропускная способность перемычек составлять 20...30% номинальной мощности трансформатора.

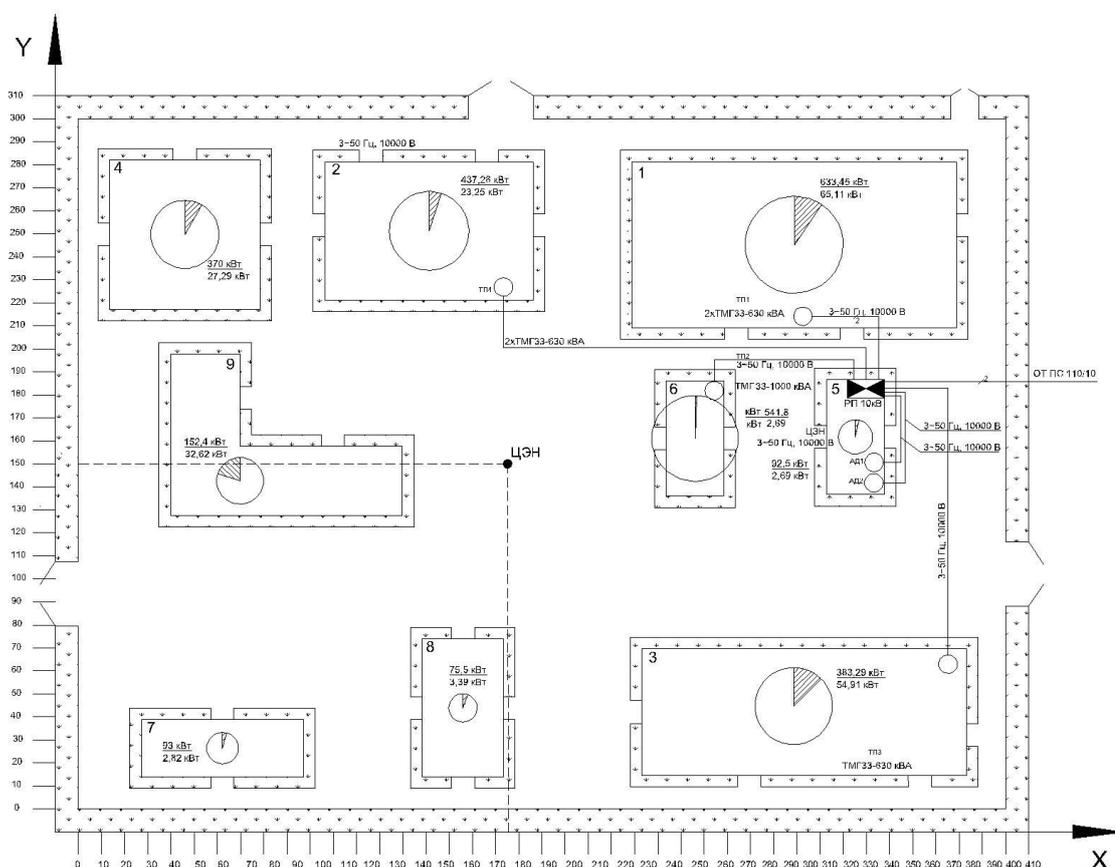
При применении магистральных схем электроснабжения силовые трансформаторы присоединяются к линиям 10 кВ через выключатели нагрузки. При радиальных схемах питания допускается глухое присоединение трансформаторов к линиям 10 кВ.

Задача разработки схемы электроснабжения и конфигурации распределительной сети многокритериальная. Схема электроснабжения должна с наименьшими затратами обеспечить необходимую надежность электроснабжения, требуемое качество электроэнергии у приемников, удобство и безопасность эксплуатации, возможность дальнейшего развития.

В проектной практике для разработки рациональной конфигурации схемы электроснабжения применяют повариантный метод, согласно которому намечается несколько вариантов и из них на основе технико-экономического сравнения выбирается лучший. Важнейшими условиями при проведении технико-экономических расчетов является обеспечение экономической и энергетической сопоставимости рассматриваемых вариантов.

Варианты распределительных сетей и схем электроснабжения на напряжение выше 1 кВ приведены на рисунках 6.1 - 6.4.

## Вариант 1





## вариант 2

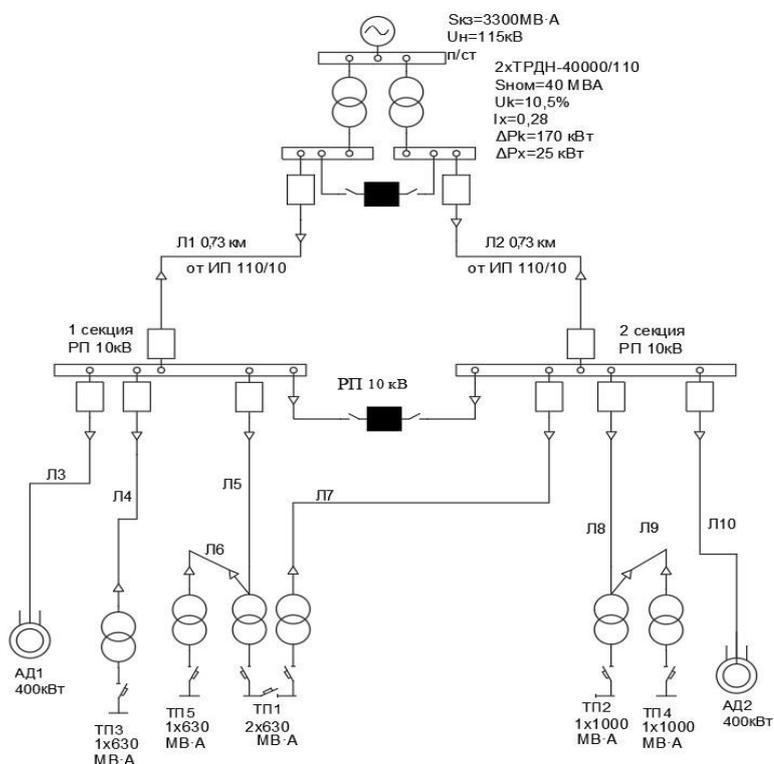


Рисунок 6.4- Упрощенная схема электроснабжения блока цехов №2

Данные по компоновке схем электроснабжения для рассматриваемых вариантов приведены в таблице 6.1

Таблица 6.1 – Данные по компоновке схем электроснабжения

№ цеха	Название	$N_T$	$S_T, \text{кВ}\cdot\text{А}$	№ТП
Вариант 1				
1	Цех сборки трансформаторов	2	630	ТП1
6	Насосная	1	1000	ТП2
3	Сборочный цех	1	630	ТП3
2	Сварочный цех	2	630	ТП4
Вариант 2				
1	Цех сборки трансформаторов	2	630	ТП1
6	Насосная	1	1000	ТП2
3	Сборочный цех	1	630	ТП3
2	Сварочный цех	1	1000	ТП4
4	Ремонтно-механический цех	1	630	ТП5

При технико-экономическом сравнении выбор целесообразного варианта производить по условию минимума дисконтированных затрат, которые в общем виде определяются по выражению

$$Z_i = E_H \cdot K_i + I_i \rightarrow \min, \quad (6.1)$$

где  $I_i$  – эксплуатационные расходы (издержки), млн. руб/год;

$E_H$  – нормативный коэффициент сравнительной экономической эффективности,  $E_H = 0,10$ ;

$K_i$  – капиталовложения в рассматриваемом варианте в год  $i$ , руб.

Капиталовложения в объект проектирования рассчитываются по формуле

$$K = K_{об} + K_{пр} + K_{смп} + K_{пнр}, \quad (6.2)$$

где  $K_{об}$ ,  $K_{пр}$ ,  $K_{смп}$ ,  $K_{пнр}$  – соответственно стоимости оборудования, проектных, строительного-монтажных и пусконаладочных работ, руб.

Стоимость оборудования определяется согласно договорным ценам (на основании тендера). Если такая информация отсутствует, то ориентиром цен служит недавний опыт по исполнению аналогичных проектов в данной стране. Допускается использование оптовых цен из старых прейскурантов электротехнических изделий с учетом поправочных коэффициентов или же укрупненных показателей стоимости элементов электроснабжения, которые кроме затрат на оборудование, уже включают в себя затраты на строительные и монтажные работы. В последнем случае существует риск получить результаты, значительно отличающиеся от действительных. Величины  $K_{пр}$ ,  $K_{смп}$  и  $K_{пнр}$  можно определить, используя сборники ресурсно-сметных норм проектно-изыскательских, строительного-монтажных и пусконаладочных работ соответственно, с учетом поправочных коэффициентов по каждому виду работ. Для облегчения технико-экономических расчетов приближенно можно принять: стоимость проектных работ – до 10% от стоимости строительного-монтажных работ; стоимость строительного-монтажных работ – 25-30% от стоимости оборудования; стоимость пуско-наладочных работ – 3-5% от стоимости оборудования.

Следовательно, капиталовложения в проектируемый объект в упрощенном виде

$$K = K_{об} + 1,1 \cdot (0,25 \div 0,3) \cdot K_{об} + (0,03 \div 0,05) \cdot K_{об}; \quad (6.3)$$

$$K = (1,305 \div 1,38) \cdot K_{об}.$$

Капитальные вложения в электрооборудование СЭС предприятия

$$K_{об} = K_{ТП} + K_{КУ} + K_{РП} + K_{Л}, \quad (6.4)$$

где  $K_{\text{ТП}}$  – капитальные вложения в трансформаторные подстанции, руб.;

$K_{\text{КУ}}$  – капитальные вложения в конденсаторные установки, руб.;

$K_{\text{РП}}$  – капитальные вложения в ячейки РП, руб.;

$K_{\text{Л}}$  – капитальные вложения в кабельные линии, руб.

Капитальные вложения в трансформаторные подстанции

$$K_{\text{ТП}} = \sum_{i=1}^n K_{\text{ТП}i}, \quad (6.5)$$

где  $K_{\text{ТП}i}$  – капитальные вложения в  $i$ -ую ТП, руб.;

$n$  – количество ТП.

Капитальные вложения в конденсаторные установки

$$K_{\text{КУ}} = \sum_{i=1}^n K_{\text{КУ}i}, \quad (6.6)$$

где  $K_{\text{КУ}i}$  – капитальные вложения в  $i$ -ую КУ, руб.;

$n$  – количество установок.

Капитальные вложения в ячейки РП

$$K_{\text{РП}} = \sum_{i=1}^n K_{\text{Я}i}, \quad (6.7)$$

где  $K_{\text{Я}i}$  – капитальные вложения в  $i$ -ую ячейку РП, руб.;

$n$  – количество ячеек.

Капитальные вложения в кабельные линии

$$K_{\text{Л}} = \sum_{i=1}^n K_{0i} \cdot l_i, \quad (6.8)$$

где  $K_{0i}$  – удельная стоимость 1 км  $i$ -ой кабельной линии, руб / км;

$l_i$  – протяженность  $i$ -ой кабельной линии, км;

$n$  – количество кабельных линий.

Годовые эксплуатационные расходы

Ежегодные издержки, связанные с эксплуатацией электрооборудования и сетей, определяем как:

$$И = И_{\text{ам}} + И_{\text{экс}} + И_{\text{пот}}, \quad (6.9)$$

где  $И_{\text{ам}}$  – амортизационные отчисления, тыс. руб.;

$И_{\text{экс}}$  – эксплуатационные расходы, тыс. руб.;

$И_{\text{пот}}$  – стоимость потерь электроэнергии, тыс. руб.

Амортизационные отчисления:

$$И_{\text{ам}} = \sum_{i=1}^n \frac{\alpha_{\text{ам}i}}{100} \cdot K_i. \quad (6.10)$$

где  $\alpha_{ami}$  – норма амортизационных отчислений для  $i$ -го оборудования, %.

Годовые расходы на текущие ремонты и обслуживание электрооборудования:

$$I_{\text{экс}} = \sum_{i=1}^n \frac{\alpha_{экси}}{100} \cdot K_i, \quad (6.11)$$

где  $a_{экси}$  – норма эксплуатационных расходов для  $i$ -го оборудования, %.

Согласно ([8], стр. 38, табл. П.1) для силового электрооборудования и распределительных устройств напряжением до 150 кВ  $a_{\text{ам}} = 4,4\%$  и  $a_{\text{экс}} = 3,0\%$ ; для кабельных линий напряжением до 10 кВ с пластмассовой оболочкой  $a_{\text{ам}} = 5,0\%$  и  $a_{\text{экс}} = 2,0\%$ .

Стоимость потерь электроэнергии

$$I_{\text{пот}} = \Delta W_{\text{год}} \cdot \beta_{\text{ср}}, \quad (6.12)$$

где  $\beta$  – стоимость 1 кВт·ч потерь электроэнергии;

$\Delta W$  – суммарные потери электроэнергии для рассматриваемого варианта схемы электроснабжения, кВт·ч.

Стоимость 1 кВт·ч потерь электроэнергии оценивается по среднему тарифу на электроэнергию:

$$\beta_{\text{ср}} = \frac{a}{T_{\text{max}}} + b, \quad (6.13)$$

где  $T_{\text{max}}$  – годовое время использования максимума нагрузки потребителя, ч.

Суммарные потери электроэнергии

$$\Delta W = \sum_{i=1}^n \Delta W_{Ti} + \sum_{j=1}^m \Delta W_{Lj} + \Delta W_{\text{КУ}}, \quad (6.14)$$

где  $\Delta W_{Ti}$  – годовые потери электроэнергии в  $i$ -ом трансформаторе, кВт·ч;

$\Delta W_{Lj}$  – годовые потери электроэнергии в  $j$ -ой кабельной линии, кВт·ч;

$\Delta W_{\text{КУ}}$  – годовые потери электроэнергии в БНК предприятия, кВт·ч;

$n, m$  – соответственно количество трансформаторов и кабельных линий.

Величину суммарных годовых потерь активной электроэнергии в ТП с числом трансформаторов  $N_T$  в общем случае можно определить по выражению:

$$\Delta W_T = \Delta P_{\text{ХХ}} \cdot T_B + \Delta P_K \cdot \beta_T^2 \cdot \tau, \quad (6.15)$$

где  $\tau$  – время максимальных потерь;

$T_B$  – число часов работы трансформаторов в году,  $T_B = 8760$  ч.

Время максимальных потерь можно определить по эмпирической формуле В. В. Кезевича:

$$\tau = \left( 0,124 + \frac{T_{\max}}{10000} \right)^2 \cdot 8760. \quad (6.16)$$

При  $T_{\max} = 4000$  ч/год время максимальных потерь

$$\tau = \left( 0,124 + \frac{4000}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 2786,5 \text{ ч.}$$

Годовые потери активной электроэнергии в линии электропередачи

$$\Delta W_{\text{Л}} = 3I_{\text{P}}^2 \cdot r_0 \cdot l \cdot 10^{-3} \cdot \tau, \quad (6.17)$$

где  $r_0$  – удельное активное сопротивление линии, Ом / км;

$l$  – длина линии, км.

Годовые потери электроэнергии в установках БНК

$$\Delta W_{\text{КУ}} = p_{\text{V}} \cdot Q_{\text{БНК}} \cdot T_{\text{P.К}}, \quad (6.18)$$

где  $p_{\text{V}}$  – удельные потери активной мощности в БНК,  $p_{\text{V}} = 0,004$  кВт / квар;

$T_{\text{P.К}}$  – число часов работы КУ в год,  $T_{\text{P.К}} = 4500$  ч ([9], стр. 53, табл. 3.3).

Воспользовавшись укрупненными показателями стоимости элементов систем электроснабжения, приведенными в [10], находим капитальные вложения в оборудование КТП предприятия для обоих вариантов схем электроснабжения. Результаты сводим в таблицу 6.2.

Таблица 6.2 – Капитальные вложения в оборудование КТП предприятия

№ цеха	Название	Марка установленных трансформаторов	Кол-во тр-ров	$K_{\text{ТП}}$ , тыс.руб.
Вариант 1				
1	Цех сборки трансформаторов	ТМГ33-630/10	2	31,78
6	Насосная	ТМГ33-1000/10	1	20,66
3	Сборочный цех	ТМГ33-630/10	1	15,89
2	Сварочный цех	ТМГ33-630/10	2	31,78
Суммарное значение			6	100,11
Вариант 2				
1	Цех сборки трансформаторов	ТМГ33-630/10	2	31,78
6	Насосная	ТМГ33-1000/10	1	20,66
3	Сборочный цех	ТМГ33-630/10	1	15,89
2	Сварочный цех	ТМГ33-1000/10	1	20,66
4	Ремонтно-механический цех	ТМГ33-630/10	1	15,89
Суммарное значение			6	104,88

Расчет капитальных вложений в конденсаторные установки для рассматриваемых вариантов схем электроснабжения сводим в таблицу 6.3.

Таблица 6.3 – Капитальные вложения в конденсаторные установки

№ цеха	Название	Тип батарей	Кол-во	$K_{кУ}$ , тыс.руб.
Вариант 1				
1	Цех сборки трансформаторов	АКУ-0,4-220-20УЗ	2	9,240
6	Насосная	АКУ-0,4-240-20УЗ	1	5,040
3	Сборочный цех	АКУ-0,4-450-25УЗ	1	9,450
2	Сварочный цех	АКУ-0,4-250-25УЗ	2	10,500
Суммарное значение			6	34,23
Вариант 2				
1	Цех сборки трансформаторов	АКУ-0,4-220-20УЗ	2	9,240
6	Насосная	АКУ-0,4-240-20УЗ	1	5,040
3	Сборочный цех	АКУ-0,4-450-25УЗ	1	9,450
2	Сварочный цех	АКУ-0,4-325-25УЗ	1	6,825
4	Ремонтно-механический цех	АКУ-0,4-220-20УЗ	1	4,620
Суммарное значение			6	35,175

Капитальные вложения в кабельные линии зависят от величин их расчетных нагрузок. Для кабелей 10 кВ, питающих цеховые ТП, значение постоянной времени нагрева  $T_0$  принимается равным 30 мин. При этом коэффициент расчетной нагрузки  $K_p = 1$ . Тогда расчетные активные и реактивные нагрузки кабельных линий будут определяться следующими выражениями:

$$P_{рл} = \sum_{i=1}^N K_{иi} \cdot P_{номи} + P_{ро} + \Delta P_T = P_{см} + P_{ро} + \Delta P_T; \quad (6.19)$$

$$Q_{рл} = \sum_{i=1}^N K_{иi} \cdot P_{номи} \cdot \operatorname{tg} \varphi_i + Q_{ро} + \Delta Q_T - Q_{нк} = Q_{см} + Q_{ро} + \Delta Q_{Т\Gamma} - Q_{нк}, \quad (6.20)$$

где  $N$  – количество однородных групп электроприемников, запитанных через цеховую ТП от рассматриваемой кабельной линии.

Взяв значения  $P_{см}$ ,  $Q_{см}$ ,  $P_{ро}$ ,  $Q_{ро}$ ,  $\Delta P_T$  и  $\Delta Q_T$  из таблицы №4.6, а значения  $Q_{нк}$  из таблицы №4.9, составляем расчетную таблицу нагрузок цехов предприятия для рассматриваемых вариантов схем электроснабжения. Полученные результаты сводим в таблицу 6.4.

Таблица 6.4 – Расчётная таблица нагрузок цехов предприятия

№ цеха	$P_{см}, \text{кВт}$	$Q_{см}, \text{квар}$	$P_{ро}, \text{кВт}$	$Q_{ро}, \text{квар}$	$Q_{нк}, \text{квар}$	$\Delta P_{т}, \text{кВт}$	$\Delta Q_{т}, \text{квар}$
Вариант 1							
1	937,6	988,12	89,87	29,57	440	5,07	22,55
6	694,5	453,36	5,38	1,76	240	7,82	20,96
3	627	712,84	58,3	19,16	450	8,14	21,87
2	1105	1197	83,17	27,34	500	5,92	27,37
АД	400	204,92	-	-	-	-	-
Сумма	3764,1	3556,24	236,72	77,83	1630	26,95	92,75
Вариант 2							
1	937,6	988,12	89,87	29,57	440	5,07	22,55
6	694,5	453,36	5,38	1,76	240	7,82	20,96
3	627	712,84	58,3	19,16	450	8,14	21,87
2	735,45	762,77	55,88	18,36	325	3,56	16,23
4	370	434,7	27,29	8,97	220	2,122	8,93
АД	400	204,92	-	-	-	-	-
Сумма	3764,55	3556,71	236,72	77,82	1675	26,712	90,54

На основании данных, для двух вариантов схем электроснабжения, представленных на рисунках 6.1 – 6.4, определяем согласно (6.19) и (6.20) значения расчетных нагрузок кабельных линий, питающих цеховые ТП. Результаты расчетов сводим в таблицу 6.5.

Таблица 6.5 – Расчетные нагрузки кабельных линий в нормальном режиме

Линия	Начало линии	Конец линии	Длина, км	$P_{рл}, \text{кВт}$	$Q_{рл}, \text{квар}$	$S_{рл}, \text{кВ}\cdot\text{А}$
Вариант 1						
Л1	ПС	РП 1с	4	4027,77	2096,82	4540,87
Л2	ПС	РП 2с	4	4027,77	2096,82	4540,87
Л3	РП 1с	АД1	0,072	400	204,92	449,435
Л4	РП 1с	ТП3	0,15	693,44	303,87	757,097
Л5	РП 1с	ТП1(Т1)	0,045	1032,54	600,24	1194,33
Л6	РП 2с	ТП1(Т2)	0,045	1032,54	600,24	1194,33
Л7	РП 1с	ТП4(Т1)	0,189	1194,09	751,71	1410,99
Л8	РП 2с	ТП4(Т2)	0,189	1194,09	751,71	1410,99
Л9	РП 2с	ТП2	0,127	707,7	236,08	746,038
Л10	РП 2с	АД2	0,083	400	204,92	449,435

Продолжение таблицы 6.5

Вариант 2						
Л1	ПС	РП 1с	4	4027,982	2050,07	4519,67
Л2	ПС	РП 2с	4	4027,982	2050,07	4519,67
Л3	РП 1с	АД1	0,072	400	204,92	449,435
Л4	РП 1с	ТП3	0,15	693,44	303,87	757,097
Л5	РП 1с	ТП1(Т1)	0,045	1431,952	832,84	1656,53
Л6	ТП1(Т1)	ТП5	0,153	399,412	232,6	462,204
Л7	РП 2с	ТП1(Т2)	0,045	1032,54	600,24	1194,33
Л8	РП 2с	ТП2	0,127	1502,59	708,44	1670,68
Л9	ТП2	ТП4	0,092	794,89	472,36	924,648
Л10	РП 2с	АД2	0,083	400	204,92	449,435

Определив значения расчетных нагрузок кабельных линий в нормальном режиме работы, выбираем по экономической плотности тока и термической стойкости сечения кабелей и находим капиталовложения в линии в соответствии с выражением (6.9).

Расчётный ток кабеля, А:

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}, \quad (6.21)$$

Сечения жил кабелей, которые в послеаварийных или ремонтных режимах могут работать с перегрузкой (например, кабели, питающие РП и двухтрансформаторные подстанции), выбираются по условию:

$$I_{\text{доп}} = \frac{I_p}{K_{\text{П}} \cdot K_{\text{пер}}}, \quad (6.22)$$

где  $K_{\text{пер}}$  - кратность перегрузки, для кабелей 10 кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена принимается равной  $K_{\text{пер}}=1,20$  – для кабелей проложенных в воздухе;  $K_{\text{пер}}=1,17$  – для кабелей проложенных в земле;

Сечения жил кабеля по экономической плотности тока определяются по выражению:

$$F_{\text{рл}} = \frac{I_p}{j_э}, \quad (6.23)$$

где  $I_p$  – расчётный ток кабеля в нормальном режиме работы, А,  
 $j_э$  – экономическая плотность тока (А/мм<sup>2</sup>).

Согласно ([5], табл. 5.1) при числе часов использования максимума нагрузки в год  $T_{\text{max}} = 4000$  ч для кабелей с изоляцией из СПЭ экономическая плотность тока  $j_э = 1,7$  А / мм<sup>2</sup>.

Пример выбора кабельной линии, питающей одну секцию РП для варианта 1.

По (6.21), (6.22), (6.23):

$$I_{\text{ном}} = \frac{0,6 \cdot 4540,87}{\sqrt{3} \cdot 10} = 157,3 \text{ А},$$

$$I_{\text{ра}} = \frac{4540,87}{\sqrt{3} \cdot 10} = 262,16 \text{ А},$$

$$I_{\text{доп}} = \frac{262,16}{1,17 \cdot 1} = 224,06 \text{ А},$$

$$F_{\text{рл}} = \frac{224,06}{1,7} = 131,8 \text{ мм}^2.$$

Выбираем трехжильный кабель марки АПВБП 3×150 с допустимым током при прокладке в земле  $I_{\text{доп}} = 300 \text{ А}$ . Так как  $224,06 < 300 \text{ А}$ , то по условию нагрева принятый кабель проходит. Принимаем окончательно трёхжильный кабель на напряжение 10 кВ марки АПВБП с сечением жил 150 мм<sup>2</sup>.

Пример выбора кабеля, линия Л3 (РП 1с – АД1):

$$I_{\text{ном}} = \frac{449,435}{\sqrt{3} \cdot 10} = 25,94 \text{ А},$$

$$F_{\text{рл}} = \frac{25,94}{1,7} = 15,26 \text{ мм}^2.$$

Окончательно принимаем для данного участка трехжильный кабель марки АПВП 3×35 с допустимым током при прокладке в воздухе  $I_{\text{доп}} = 138 \text{ А}$ .

Результаты определения капиталовложений в кабельные линии сводим в таблицу 6.6.

Таблица 6.6 – Капитальные вложения в кабельные линии

Линия	$S_{\text{рл}}$ , кВ·А	$I_{\text{рл}}$ , А	$F_{\text{рл}}$ , мм <sup>2</sup>	Длина, км	Марка и сечение кабеля	$K_{0i}$ , тыс.руб. / км	$K_{\text{л}}$ , тыс. руб.
1	2	3	4	5	6	7	8
Вариант 1							
Л1	4540,87	157,3	131,8	4	АПВБП-3х150-10	72,15	281,39
Л2	4540,87	157,3	131,8	4	АПВБП-3х150-10	72,15	281,39
Л3	449,435	25,94	15,26	0,072	АПВП-3х35-10	17,50	1,26
Л4	757,097	43,71	25,71	0,15	АПВП-3х35-10	17,50	2,63
Л5	1194,33	68,95	40,56	0,045	АПВП-3х50-10	24,50	1,10

Продолжение таблицы 6.6

Л6	1194,33	68,95	40,56	0,045	АПВП-3х50-10	24,50	1,10
Л7	1410,99	81,46	47,91	0,189	АПВП-3х50-10	24,50	4,63
Л8	1410,99	81,46	47,91	0,189	АПВП-3х50-10	24,50	4,63
Л9	746,038	43,07	25,33	0,127	АПВП-3х35-10	17,50	2,22
Л10	449,435	25,94	15,26	0,083	АПВП-3х35-10	17,50	1,45
Суммарное значение							581,80
Вариант 2							
Л1	4519,67	156,56	131,19	4	АПВБП-3х150-10	72,15	281,39
Л2	4519,67	156,56	131,19	4	АПВБП-3х150-10	72,15	281,39
Л3	449,435	25,948	15,26	0,072	АПВП-3х35-10	17,50	1,26
Л4	757,097	43,71	25,71	0,15	АПВП-3х35-10	17,50	2,63
Л5	1656,53	95,63	56,25	0,045	АПВП-3х70-10	34,30	1,54
Л6	462,204	26,68	15,69	0,153	АПВП-3х35-10	17,50	2,68
Л7	1194,33	68,95	40,56	0,045	АПВП-3х50-10	24,50	1,10
Л8	1670,68	96,45	56,73	0,127	АПВП-3х70-10	34,30	4,36
Л9	924,648	53,38	31,40	0,092	АПВП-3х35-10	17,50	1,61
Л10	449,435	25,94	15,26	0,083	АПВП-3х35-10	17,50	1,45
Суммарное значение							579,40

Ориентировочная стоимость вводных и линейных камер типа КСО-МЭТЗ-210 составляет соответственно 18,5 тыс. руб. Капитальные вложения в ячейки РП для обоих вариантов по формуле (6.7): (Без учета секционных камер, т.к. их кол-во одинаково в обоих вариантах схемы и, следовательно, ими можно пренебречь):

$$K_{\text{РП1}} = 10 \cdot 18500 = 185 \text{ тыс. руб.}$$

$$K_{\text{РП2}} = 8 \cdot 18500 = 148 \text{ тыс. руб.}$$

Капитальные вложения в электрооборудование СЭС предприятия в соответствии с формулой 6.4 для двух вариантов схем электроснабжения будут следующими:

$$K_{\text{об1}} = 100,11 + 34,23 + 185 + 581,8 = 901,14 \text{ тыс. руб.};$$

$$K_{\text{об2}} = 104,88 + 35,175 + 145 + 579,40 = 867,45 \text{ тыс. руб.}$$

Следовательно, капиталовложения в проектируемый объект согласно (6.3) для рассматриваемых вариантов схем составят:

$$K_1 = 1,35 \cdot (100,11 + 34,23 + 185 + 581,8) = 1216,54 \text{ тыс. руб.};$$

$$K_2 = 1,35 \cdot (104,88 + 35,175 + 145 + 579,40) = 1171,05 \text{ тыс. руб.}$$

Далее определим составляющие годовых эксплуатационных расходов. Амортизационные отчисления по (6.10):

$$I_{ам1} = \frac{5,0}{100} \cdot 581,8 + \frac{4,4}{100} \cdot (100,11 + 34,23 + 185) = 43,141 \text{ тыс. руб.}$$

$$I_{ам2} = \frac{5,0}{100} \cdot 579,4 + \frac{4,4}{100} \cdot (83,37 + 35,175 + 148) = 41,64 \text{ тыс. руб.}$$

Годовые расходы на текущие ремонты и обслуживание электрооборудования находим по выражению (6.11):

$$I_{экс1} = \frac{2,0}{100} \cdot 581,8 + \frac{3,0}{100} \cdot (100,11 + 34,23 + 185) = 21,21 \text{ тыс. руб.}$$

$$I_{экс2} = \frac{2,0}{100} \cdot 579,4 + \frac{3,0}{100} \cdot (83,37 + 35,175 + 148) = 20,23 \text{ тыс. руб.}$$

Для определения стоимости потерь электроэнергии необходимо найти годовые потери активной энергии в трансформаторах, кабельных линиях и конденсаторных установках предприятия. Расчет потерь энергии в цеховых трансформаторах и кабельных линиях осуществляем по формулам (6.15) и (6.17) соответственно.

Результаты расчетов сводим в таблицы 6.7 и 6.8.

Таблица 6.7 – Потери электроэнергии в цеховых трансформаторах

№ цеха	Название	Марка установленных трансформаторов	$N_T$	$\beta_T$	Потери, кВт		$\Delta W_T$ , кВт·ч
					$\Delta P_x$	$\Delta P_k$	
1	2	3	4	5	6	7	8
Вариант 1							
1	Цех сборки трансформаторов	ТМГ33-630/10	2	0,67	0,68	6,13	27070
6	Насосная	ТМГ33-1000/10	1	0,61	0,95	9,54	18210
3	Сборочный цех	ТМГ33-630/10	1	0,78	0,68	6,13	16260
2	Сварочный цех	ТМГ33-630/10	2	0,61	0,68	6,13	24450
Суммарные потери активной электроэнергии в трансформаторах							85990
Вариант 2							
1	Цех сборки трансформаторов	ТМГ33-630/10	2	0,54	0,68	6,13	21700
6	Насосная	ТМГ33-1000/10	1	0,61	0,95	9,54	18210
3	Сборочный цех	ТМГ33-630/10	1	0,78	0,68	6,13	16260
2	Сварочный цех	ТМГ33-1000/10	1	0,52	0,95	9,54	15510
4	Ремонтно-механический цех	ТМГ33-630/10	1	0,48	0,68	6,13	9805
Суммарные потери активной электроэнергии в трансформаторах							81485

Таблица 6.8 – Потери электроэнергии в кабельных линиях

Линия	$I_{рл},$ А	Длина, м	Марка и сечение ка- беля	$r_0,$ Ом / км	$\Delta W_{л},$ кВт·ч
Вариант 1					
Л1	157,3	4000	АПВБП-3х150-10	0,164	367469,77
Л2	157,3	4000	АПВБП-3х150-10	0,164	367469,77
Л3	25,94	72	АПВП-3х35-10	0,868	351,53815
Л4	43,71	150	АПВП-3х35-10	0,868	2079,4711
Л5	68,95	45	АПВП-3х50-10	0,641	1146,3557
Л6	68,95	45	АПВП-3х50-10	0,641	1146,3557
Л7	81,46	189	АПВП-3х50-10	0,641	6720,3044
Л8	81,46	189	АПВП-3х50-10	0,641	6720,3044
Л9	43,07	127	АПВП-3х35-10	0,868	1709,4385
Л10	25,94	83	АПВП-3х35-10	0,868	405,24537
Суммарные потери электроэнергии в кабельных линиях					755218,55
Вариант 2					
Л1	156,56	4000	АПВБП-3х150-10	0,164	364057,58
Л2	156,56	4000	АПВБП-3х150-10	0,164	364057,58
Л3	25,94	72	АПВП-3х35-10	0,868	351,75502
Л4	43,71	150	АПВП-3х35-10	0,868	2079,4711
Л5	95,63	45	АПВП-3х70-10	0,443	1523,9996
Л6	26,68	153	АПВП-3х35-10	0,868	790,24746
Л7	68,95	45	АПВП-3х50-10	0,641	1146,3557
Л8	96,45	127	АПВП-3х70-10	0,443	4375,1426
Л9	53,38	92	АПВП-3х35-10	0,868	1902,151
Л10	25,94	83	АПВП-3х35-10	0,868	405,24537
Суммарные потери электроэнергии в кабельных линиях					740689,52

Потери активной электроэнергии в конденсаторных установках находим по выражению (6.17):

$$\Delta W_{кв1} = 0,004 \cdot 1630 \cdot 8760 = 57115 \text{ кВт}\cdot\text{ч};$$

$$\Delta W_{кв2} = 0,004 \cdot 1675 \cdot 8760 = 58692 \text{ кВт}\cdot\text{ч}.$$

Суммарные потери активной электроэнергии согласно (6.14) для сравниваемых вариантов схем электроснабжения будут следующими:

$$\Delta W_1 = 85990 + 755218,55 + 57115 = 898323,55 \text{ кВт}\cdot\text{ч};$$

$$\Delta W_2 = 81485 + 740689,52 + 58692 = 880866,52 \text{ кВт}\cdot\text{ч}.$$

Средний тариф на электроэнергию в соответствии с (6.13):

Согласно по [3],  $a$  – стоимость 1 кВт заявленной мощности,  $a=30,082$  руб./кВт;  $b$  – стоимость 1 кВт·ч используемой электроэнергии,  $b=0,254$  руб./кВт·ч;  $T_{max}$  – годовое число часов (использования) максимума нагрузки, для 2-сменной работы предприятия принимаем  $T_{max}= 4000$  ч.

$$\beta_{cp} = \frac{30,082 \cdot 12}{4000} + 0,254 = 0,344 \text{ руб. / кВт·ч.}$$

Тогда стоимость годовых потерь электроэнергии по (6.12)

$$I_{пот1} = 898323,55 \cdot 0,344 = 309,238 \text{ тыс. руб.};$$

$$I_{пот2} = 880866,52 \cdot 0,344 = 303,229 \text{ тыс. руб.}$$

Таким образом, годовые эксплуатационные расходы рассматриваемых вариантов схем электроснабжения в соответствии с (6.9) составят:

$$I_1 = 43,141 + 21,21 + 309,238 = 373,589 \text{ тыс. руб.};$$

$$I_2 = 41,64 + 20,23 + 303,229 = 365,099 \text{ тыс. руб.}$$

Определим значения приведенных затрат для каждого из вариантов по формуле (6.1):

$$Z_1 = 0,1 \cdot 1216,54 + 373,589 = 495,243 \text{ тыс. руб.};$$

$$Z_2 = 0,1 \cdot 1171,05 + 365,099 = 482,204 \text{ тыс. руб.}$$

Найдем разницу между приведенными затратами двух вариантов по формуле:

$$\Delta Z = \frac{|Z_1 - Z_2|}{Z_2} \cdot 100\% = \frac{|495,243 - 482,204|}{482,204} \cdot 100\% = 2,7\%$$

Так как приведенные затраты для каждого из вариантов отличаются между собой только на 2,7%, то для дальнейших расчетов принимаем 1 вариант, из-за технологического удобства схемы электроснабжения, представленный на листе 1 графической части дипломного проекта.

## 7 ВЫБОР СХЕМЫ СЕТЕЙ ДО 1 кВ, СВЯЗУЮЩИХ ТП

Распределительная сеть напряжением 0,4 кВ осуществляется пяти-жильными кабелями марки АВВГ (кабель с алюминиевыми жилами и с изоляцией из ПВХ пластиката). По территории блока основных цехов завода по производству станков прокладка осуществляется на эстакадах по наружным стенам зданий, внутри зданий – прокладка по стенам и строительным элементам на лотках. В качестве аппаратов защиты применяются автоматические выключатели. Покажем на плане (рисунок 7.1) схему сетей до 1 кВ.

Схема сетей до 1 кВ, связующих ТП представлена на листе 4 графической части дипломного проекта.

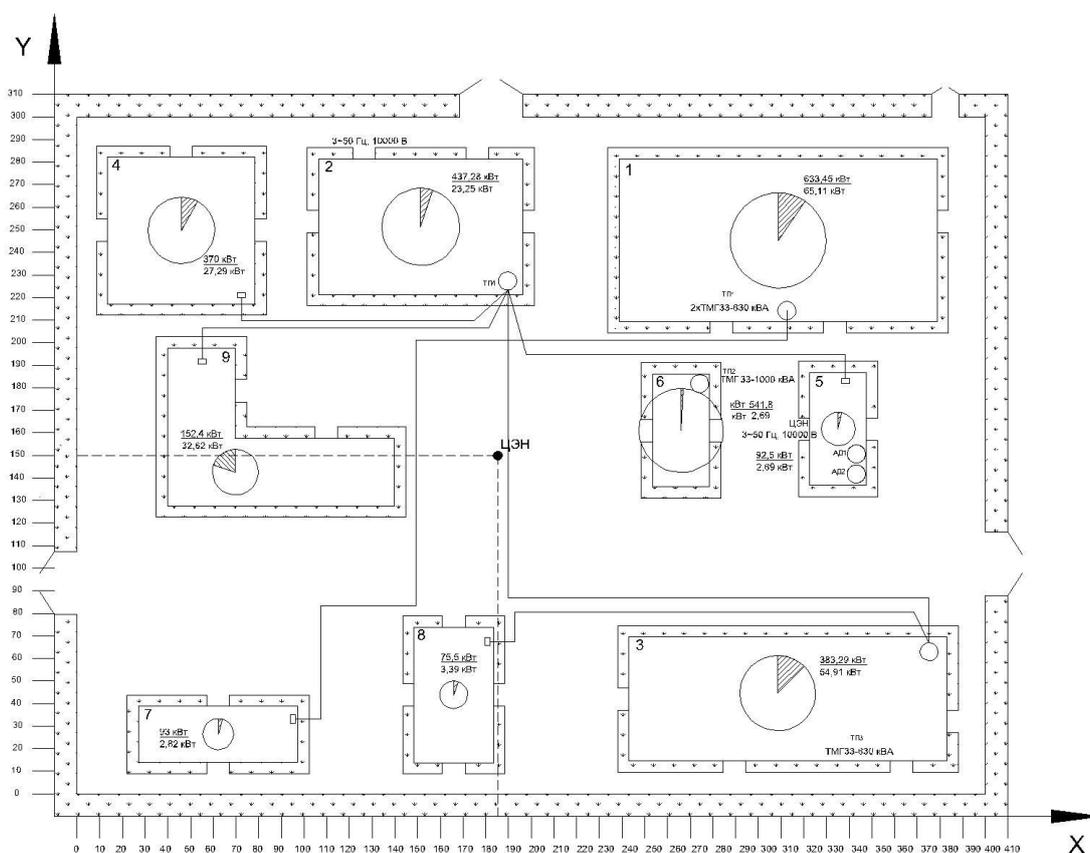


Рисунок 7.1 – Схема сетей до 1 кВ

Выбор шинопроводов осуществляется по расчетному току:

$$I_{\text{ном.ш}} \geq I_p \quad (7.1)$$

При этом для одного шинопровода величина  $I_p$  определяется по номинальной мощности трансформатора, питающего этот шинопровод:

$$I_p = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}} \quad (7.2)$$

Выбор сечений кабельных линий до 1 кВ, связующих ТП, осуществляется по допустимому нагреву длительным расчетным током:

$$I_{\text{доп}} \geq I_p / K_n, \quad (7.3)$$

где  $K_n$  – поправочный коэффициент на фактические условия прокладки; согласно [5] принимаем  $K_n = 1$ .

Проверка сечений жил кабеля по термической стойкости на токи КЗ будет осуществлена после расчета токов КЗ в восьмом пункте дипломного проекта.

Рассмотрим выбор сечения резервной линии РЛ1. Расчетную нагрузку линии принимаем равной 20% от номинальной мощности трансформатора (ТП1). Тогда расчетный ток линии по (7.2)

$$I_{\text{рл}} = \frac{0,2 \cdot 630}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 181,9 \text{ А.}$$

Выбираем по [5] 2 кабеля с алюминиевыми жилами площадью сечения 120 мм<sup>2</sup> марки АВВГ 5×120-1 с допустимым длительным током  $I_{\text{доп}} = 212 \text{ А}$ .

Выбор сечений остальных кабельных линий выполняется аналогичным образом. Результаты выбора сведены в таблицу 7.1.

Таблица 7.1 – Результаты выбора кабельных линий, связующих ТП

Начало линии	Конец линии	$I_{\text{рл}}$ , А	Марка и сечение кабеля	$I_{\text{доп}}$ , А	$l$ , км
ТП4 (Т2)	ТП2	181,9	АВВГ 5×120-1	212	0,126
ТП3	ТП2	181,9	АВВГ 5×120-1	212	0,094
ТП1 (Т1)	Цех №7	180,7	АВВГ 5×120-1	212	0,054
ТП2	Цех №5	164,9	АВВГ 5×120-1	212	0,035
ТП3	Цех №8	154,5	АВВГ 5×120-1	212	0,094
ТП4 (Т1)	Цех №4	859,5	3×АВВГ 5×240-1	333	0,090
ТП4 (Т2)	Цех №9	322,8	АВВГ 5×240-1	333	0,148

Подключение резервных линий к РУ ТП осуществляется через автоматические выключатели серии ВА 55-41. Выбор автоматических выключателей производится по следующим условиям:

$$I_{\text{ном.а}} \geq I_p; \quad (7.5)$$

$$I_{\text{ном.р}} \geq I_p, \quad (7.6)$$

где  $I_{\text{ном.а}}$  – номинальный ток выключателя; для ВА 55-41  $I_{\text{ном.а}} = 250 \text{ А}$ ;

$I_{\text{ном.р}}$  – номинальный ток расцепителя, А;

Далее выбранные выключатели проверяются на возможность отключения тока КЗ:

$$I_{пр.а} \geq I_{к}, \quad (7.7)$$

где  $I_{пр.а}$  – предельная коммутационная способность; предельный ток, который может отключить выключатель, кА;

$I_{к}$  – величина тока КЗ в начале защищаемой линии, кА; расчет токов КЗ подробно изложен в пункте 8 пояснительной записки.

Произведем выбор автоматических выключателей для линии РЛ1. В соответствии с условием (7.6)  $I_{ном.р} \geq 181,9$  А. Выберем номинальный ток автоматического выключателя и расцепителя  $I_{ном.ав} \geq 181,9$ .

Выключатели допускают регулировку номинального тока уставки максимального расцепителя ( $I_{нр}$ ) тремя ступенями в пределах от номинального тока выключателя  $I_{ном}$  до  $0,8 \cdot I_{ном}$  или до  $0,63 \cdot I_{ном}$ .

Выбираем автоматический выключатель ВА55-41 с  $I_{ном} = 250$  А,  $I_{нр} = 200$  А.

Проверка предельной коммутационной способности автомата осуществляется в девятом пункте по условию (7.7) после расчета токов КЗ в восьмом пункте дипломного проекта.

Выбор выключателей остальных линий аналогичен. Результаты выбора сведены в таблицу 7.2.

Таблица 7.2 – Результаты выбора автоматических выключателей РЛ

Линия	$I_{рл},$ А	Марка и сечение кабеля	Тип выключателя	$I_{ном.а},$ А	$I_{ном.р},$ А	$I_{пр.ав},$ А
РЛ1	181,9	АВВГ 5×120-1	ВА 55-41	250	200	55
РЛ2	181,9	АВВГ 5×120-1	ВА 55-41	250	200	55
РЛ3	180,7	АВВГ 5×120-1	ВА 55-41	250	200	55
РЛ4	164,9	АВВГ 5×120-1	ВА 55-41	250	200	55
РЛ5	154,5	АВВГ 5×120-1	ВА 55-41	250	200	55
РЛ6	859,5	3×АВВГ 5×240-1	ВА 55-41	1000	1000	55
РЛ7	322,8	АВВГ 5×240-1	ВА 55-41	400	400	55

## 8. РАСЧЁТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

### 8.1 Расчёт токов КЗ в сетях напряжением выше 1 кВ

#### 8.1.1 Расчёт токов КЗ на шинах понижающей подстанции и шинах РП

Расчетным видом КЗ является трехфазное, т. к. это наиболее тяжелый вид КЗ, при котором имеют место большие значения сверхпереходного и ударного токов, чем при двухфазном и однофазном.

Для вычисления токов КЗ составляется расчетная схема, включающая все элементы, по которым протекают токи к выбранным расчетным точкам (сборные шины подстанции системы, шины РП, шины ТП). На схеме приводятся основные параметры оборудования, которые потребуются для дальнейшего расчета. Расчетная схема и основные параметры оборудования показаны на рисунке 8.1.

Блок цехов получает питание от электростанций, представленных: ТЭС-800 на напряжении 100 кВ, расположенной на расстоянии 65 км, на которой установлены 8 генераторов по 100 МВт и 8 трансформаторов по 125 МВ·А, а также ТЭС-500 с расположенной на расстоянии 150 км, на которой установлены 5 генераторов по 125 МВт и 5 трансформаторов по 100 МВ·А. Питание блок цехов получает от ПС 110/10, расположенной на расстоянии 0,73 км от распределительного пункта (РП) блока цехов. На основании приведенных данных производим расчет токов короткого замыкания в двух точках на сборных шинах подстанции (точка К1), и заводского РП (точка К2).

На подстанции установлены два трансформатора мощностью по 25 МВ·А каждый со следующими параметрами: ТРДН 25000/110,  $S_{\text{НОМ.Т}} = 25 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ ,  $U_{\text{ВН}} = 115 \text{ кВ}$ ,  $U_{\text{НН}} = 11 \text{ кВ}$ ,  $\Delta P_{\text{КЗ}} = 120 \text{ кВт}$ ,  $\Delta P_{\text{ХХ}} = 22 \text{ кВт}$ ,  $U_{\text{К}} = 10,5 \%$ ,  $I_{\text{Х}} = 0,5\%$  [10].

Принимаем, что ТЭС выполнена по блочному принципу с генераторами ТЗФП(Ф)-110-2УЗ,  $P_{\text{НОМ}} = 100 \text{ МВт}$ ,  $S_{\text{НОМ}} = 134,5 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ ,  $X_{\text{д}}'' = 0,19$  [11] и повышающими трансформаторами ТДЦ-125000/110,  $S_{\text{НОМ.Т}} = 125 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ ,  $U_{\text{ВН}} = 115 \text{ кВ}$ ,  $U_{\text{НН}} = 10,5 \text{ кВ}$ ,  $\Delta P_{\text{КЗ}} = 420 \text{ кВт}$ ,  $\Delta P_{\text{ХХ}} = 85 \text{ кВт}$ ,  $U_{\text{К}} = 11 \%$ ,  $I_{\text{Х}} = 0,35\%$ . [10].

По расчетной схеме составляем схему замещения, представленную на рисунке 8.2, в которой каждый элемент заменяем своим сопротивлением. Генераторы, трансформаторы, высоковольтные линии и короткие участки распределительных сетей представляем индуктивными сопротивлениями, линию, питающую РП и расположенные на территории блока цехов, заменяем полными сопротивлениями.

Расчет токов КЗ выполняем в относительных единицах, при котором все расчетные данные приводим к базисным напряжению и мощности.

Принимаем базисные величины  $S_{\text{б}} = 1000 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ ,  $U_{\text{б}} = 10,5 \text{ кВ}$ , тогда ток, кА:

$$I_{\sigma} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma}}; \quad (8.1)$$

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

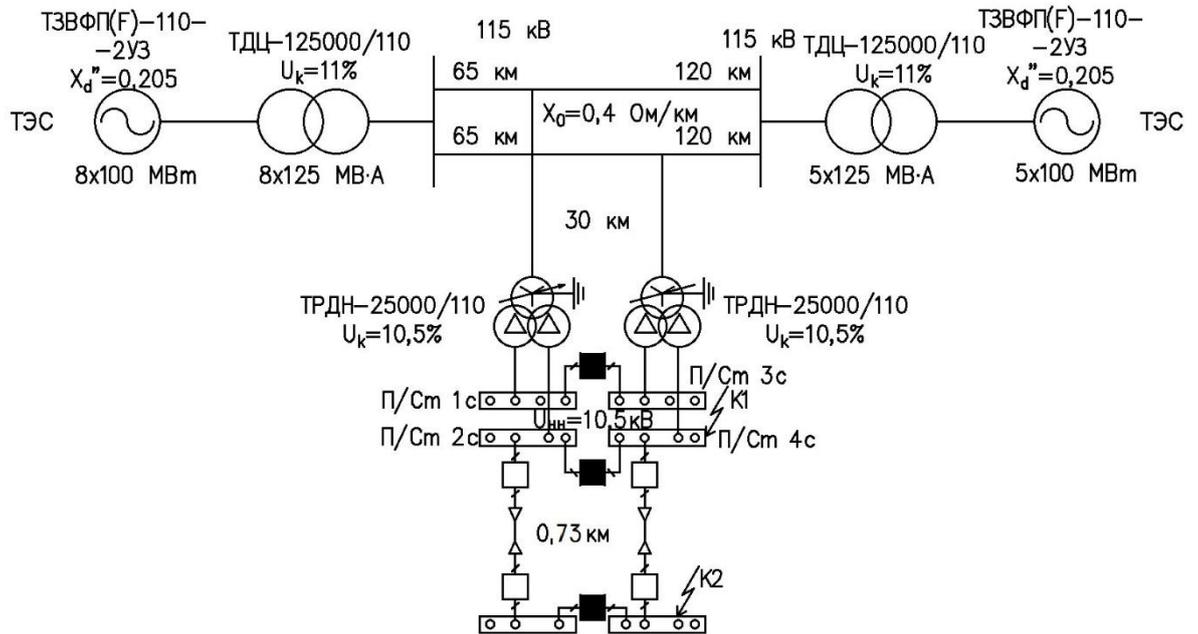


Рисунок 8.1 – Расчетная схема

Для турбогенераторов мощностью от 100 МВт до 1000 МВт принимаем по [12, стр.80]  $E_* = 1,13$ .

$$X_{1-13} = 0,19 \cdot \frac{1000}{137,5} = 1,38$$

Рассчитаем сопротивления всех элементов в относительных единицах.

Сопротивления генераторов находится как:

$$X_{\Gamma} = X_d'' \cdot \frac{S_{\sigma}}{P_{\text{ном}}} \cdot \cos \varphi, \quad (8.2)$$

где  $X_d''$  – сверхпереходное сопротивление генератора, о.е;

$P_{\text{ном}}$  – номинальная активная мощность генератора, МВт;

$\cos \varphi$  – коэффициент мощности генератора.

Сопротивление двухобмоточного трансформатора (для трансформатора с расщепленной обмоткой с коэффициентом 1,875):

$$X_{\Gamma} = \frac{U_{\text{к}}}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{\text{ном.Т}}}; \quad (8.3)$$

Сопротивления воздушных и кабельных линий:

$$X_{Л} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{\text{ср.ном}}^2}; \quad (8.4)$$

$$R_{Л} = r_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{\text{ср.ном}}^2}; \quad (8.5)$$

$$Z_{Л} = \sqrt{R_{Л}^2 + X_{Л}^2}, \quad (8.6)$$

где  $x_0, r_0$  – удельное реактивное и активное удельные сопротивления линий соответственно, Ом/км;

$l$  – длина линии, км;

$U_{\text{ср.ном}}$  – среднее номинальное напряжение сети, кВ.

Схема замещения с сопротивлениями всех элементов представлена на рисунке 8.2.

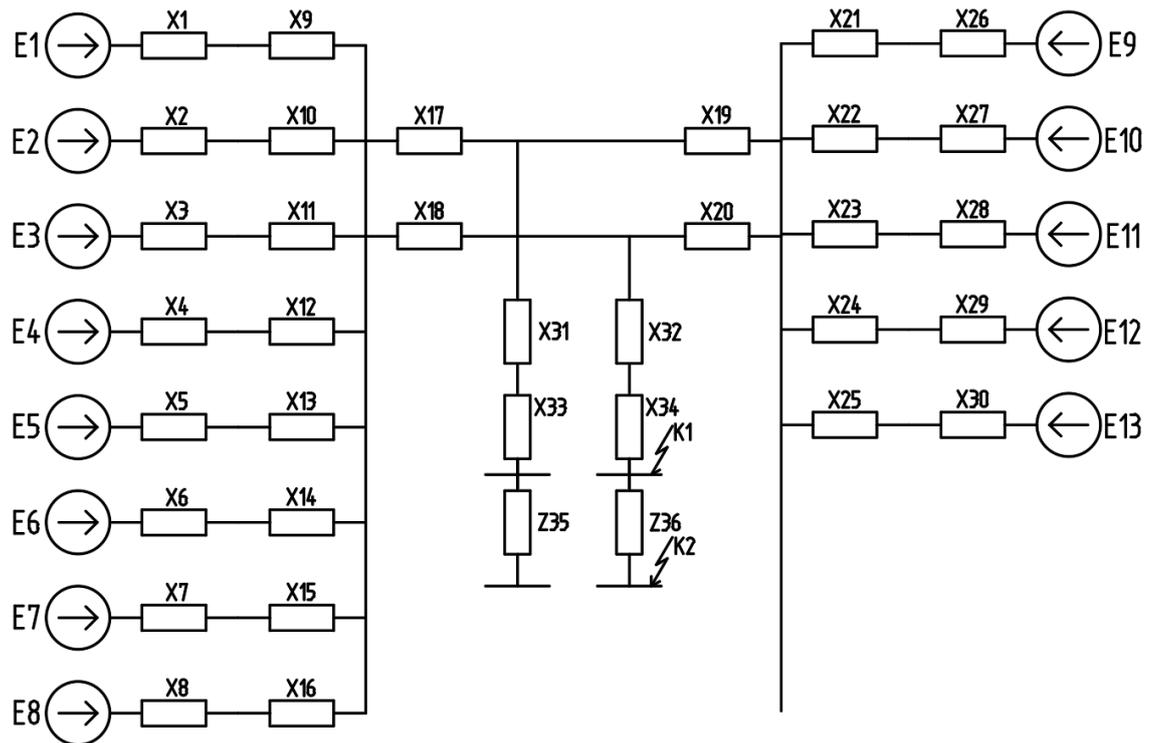


Рисунок 8.2 – Схема замещения

Выполним расчет для точки К1. По формуле (8.3) сопротивления генераторов ТЭС – 800 ТЭС – 500:

$$X_{1-13} = 0,19 \cdot \frac{1000}{137,5} = 1,38.$$

По формуле (8.4) сопротивления блочных трансформаторов ТДЦ-125000/110:

$$X_{9-16,21-25} = \frac{11}{100} \cdot \frac{1000}{125} = 0,88.$$

Согласно [12] удельное реактивное сопротивление линий напряжением выше 35 кВ можно принять  $x_0 = 0,4$  Ом/км. По формуле (8.4) сопротивление воздушных линий:

$$X_{17,18} = 0,73 \cdot 65 \cdot \frac{1000}{115^2} = 3,58;$$

$$X_{19,22} = 0,73 \cdot 120 \cdot \frac{1000}{115^2} = 6,62 ;$$

$$X_{31,32} = 0,73 \cdot 30 \cdot \frac{1000}{115^2} = 1,65.$$

Сопротивление трансформатора ПС 110/10 ТРДН-25000/110 по формуле (8.4):

$$X_{34,35} = 1,875 \cdot \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{25} = 7,88.$$

Все сопротивления наносим на схему замещения, представленную на рисунке 8.3.

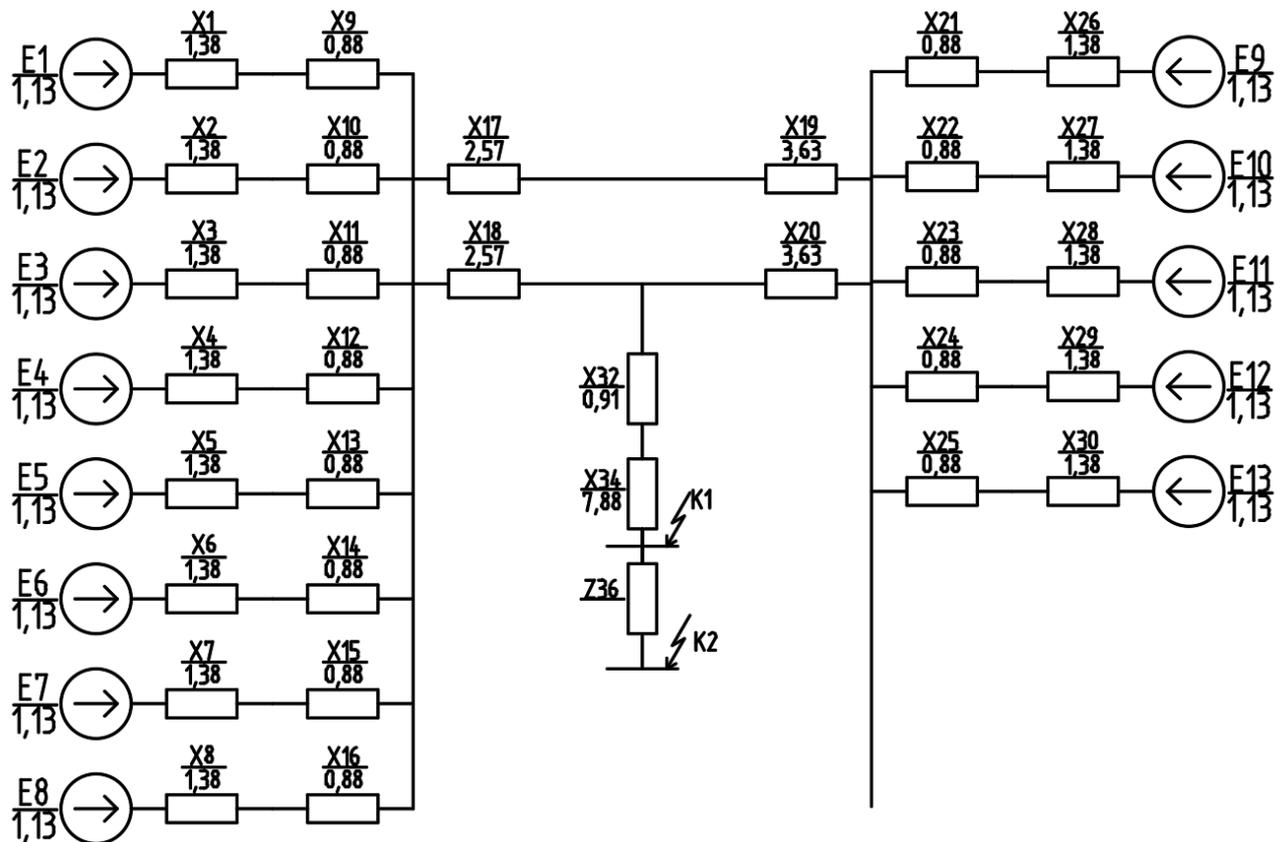


Рисунок 8.3 – Схема замещения

Преобразуем схему замещения. Последовательно складываем сопротивления генератора и трансформатора, получаем:

$$X_{37-49} = 1,38 + 0,88 = 2,26.$$

Преобразуем схему замещения к виду, изображенном на рисунке 8.4.

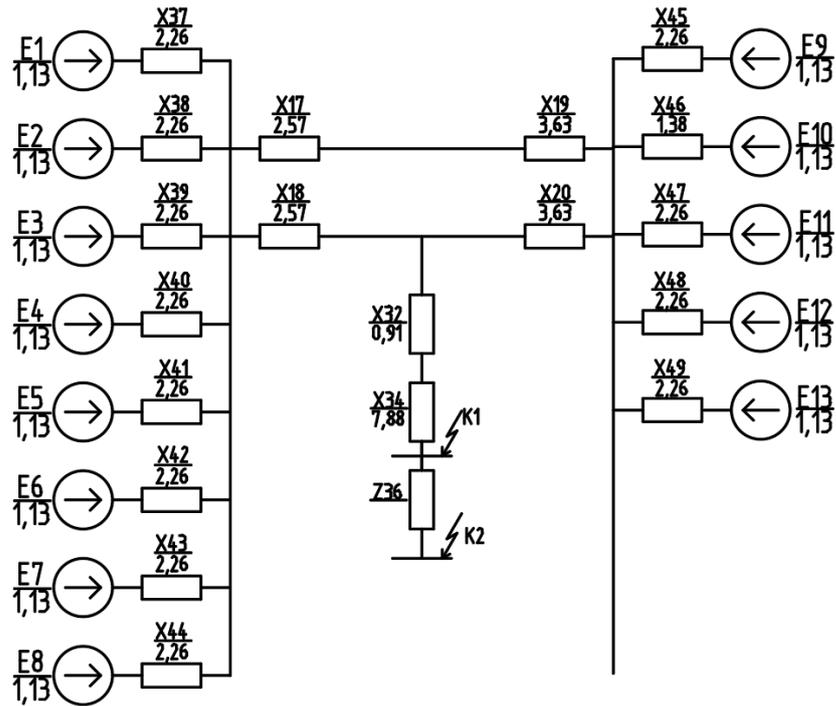


Рисунок 8.4 – Преобразование схемы замещения

Параллельно складываем сопротивления  $X_{37} - X_{44}$ ,  $X_{45} - X_{49}$ :

$$X_{50} = \frac{2,26}{8} = 0,283;$$

$$X_{51} = \frac{2,26}{5} = 0,452.$$

Отмечу, что при эквивалентировании сверхпереходных ЭДС они останутся прежними  $E_{14} = E_{15} = 1,13$ .

Преобразуем схему замещения к виду, изображенном на рисунке 8.5.

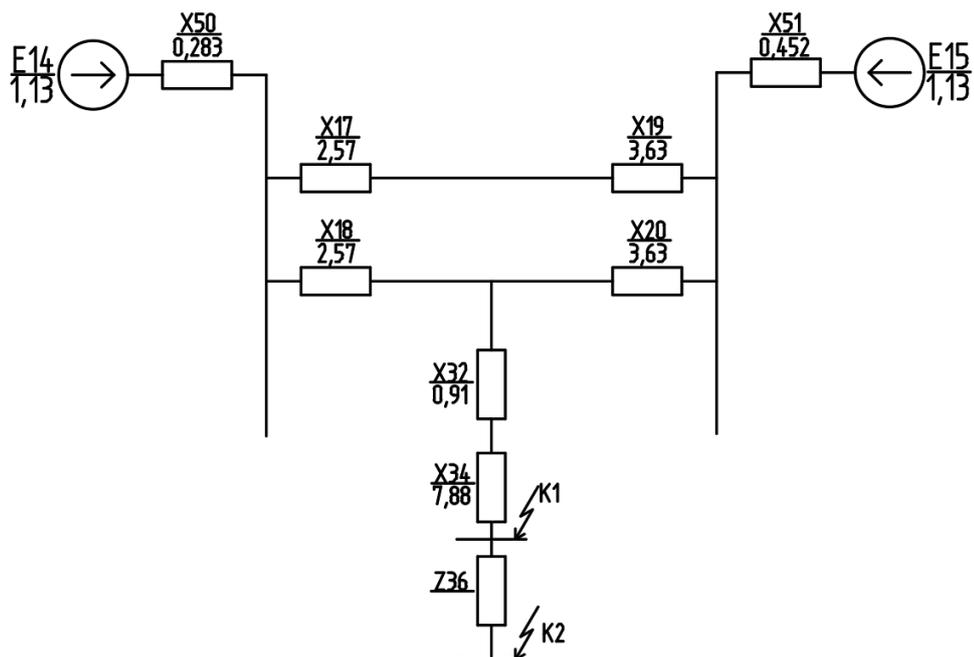


Рисунок 8.5 – Преобразование схемы замещения

Последовательно складываем сопротивления  $X_{17}$  и  $X_{19}$ , преобразование показано на рисунке 8.6:

$$X_{52} = 2,57 + 3,63 = 6,2.$$

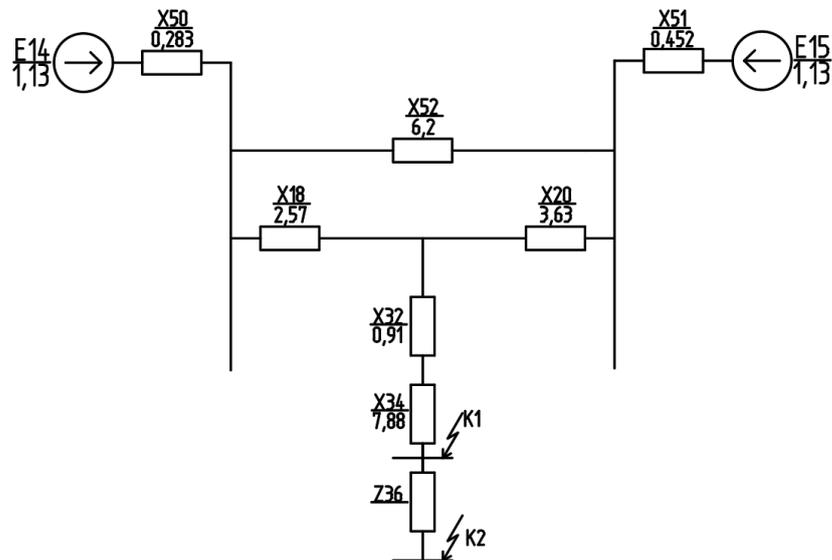


Рисунок 8.6 – Преобразование схемы замещения

Преобразуем треугольник, образованный  $X_{52}$ ,  $X_{18}$  и  $X_{20}$  в звезду с сопротивлениями:

$$X_{53} = \frac{X_{18} \cdot X_{20}}{X_{18} + X_{20} + X_{52}} = \frac{2,57 \cdot 3,63}{2,57 + 3,63 + 6,2} = 0,752;$$

$$X_{54} = \frac{X_{18} \cdot X_{52}}{X_{18} + X_{20} + X_{52}} = \frac{2,57 \cdot 6,2}{2,57 + 3,63 + 6,2} = 1,815;$$

$$X_{55} = \frac{X_{20} \cdot X_{52}}{X_{18} + X_{20} + X_{52}} = \frac{3,63 \cdot 6,2}{2,57 + 3,63 + 6,2} = 1,285.$$

Результат покажем на рисунке 8.7.

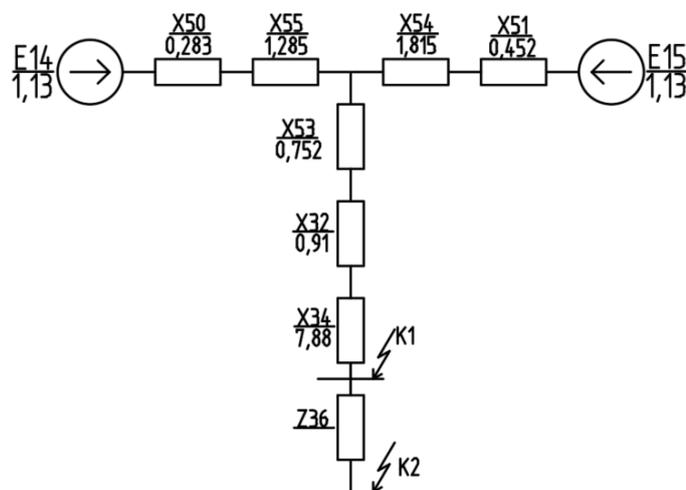


Рисунок 8.7 – Преобразование схемы замещения

Последовательно складываем сопротивления  $X_{34}$ ,  $X_{32}$  и  $X_{53}$ ,  $X_{50}$  и  $X_{55}$ ,  $X_{54}$  и  $X_{51}$  :

$$X_{56} = 7,88 + 0,91 + 0,752 = 9,53;$$

$$X_{57} = 0,283 + 1,285 = 1,57;$$

$$X_{58} = 0,452 + 1,815 = 2,27;$$

Преобразование показано на рисунке 8.8:

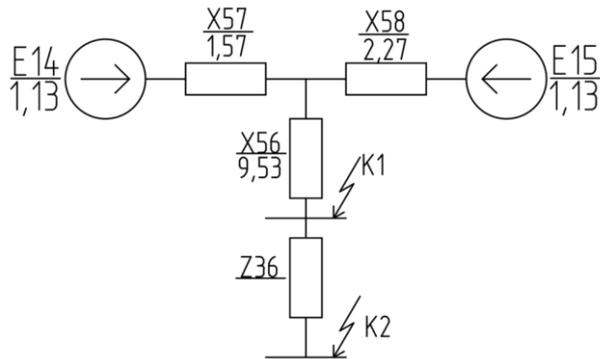


Рисунок 8.7 – Преобразование схемы замещения

Далее преобразуем схему, используя способ токораспределения:

$$X_{\text{ЭКВ}} = \frac{X_{57} \cdot X_{58}}{X_{57} + X_{58}} = \frac{1,56 \cdot 2,26}{1,56 + 2,26} = 0,927;$$

$$X_{\text{PEЗ}} = X_{\text{ЭКВ}} + X_{56} = 0,927 + 9,53 = 10,462;$$

$$C_{*1} = \frac{X_{\text{ЭКВ}}}{X_{57}} = \frac{0,927}{1,57} = 0,591;$$

$$C_{*2} = \frac{X_{\text{ЭКВ}}}{X_{38}} = \frac{0,927}{2,27} = 0,409;$$

$$X_{59} = \frac{X_{\text{PEЗ}}}{C_{*1}} = \frac{10,462}{0,591} = 17,698;$$

$$X_{60} = \frac{X_{\text{PEЗ}}}{C_{*2}} = \frac{10,462}{0,409} = 23,586.$$

Преобразуем схему замещения к виду, изображенном на рисунке 8.7:

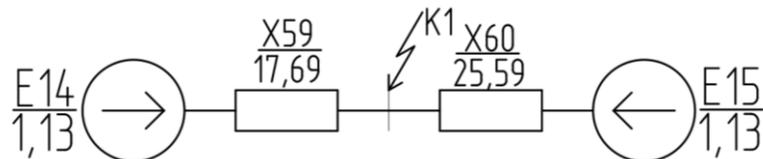


Рисунок 8.8 – Преобразование схемы замещения

Периодическая составляющая тока трехфазного короткого замыкания:

$$I_{\text{п}} = \frac{E''}{x_{\Sigma}} \cdot I_{\text{б}}. \quad (8.7)$$

Ударный ток КЗ определяется по формуле:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{\text{п}}, \quad (8.8)$$

где  $k_y$  – ударный коэффициент (По [1] для шин ПС  $k_y = 1,82$ , для шин РП завода  $k_y = 1,369$ ).

Определяем действующее значение периодической составляющей тока КЗ в точке К1, на шинах 10 кВ:

$$I_{K1} = \frac{E_{14}}{X_{59}} \cdot I_{\sigma} = \frac{1,13}{17,69} \cdot 55 = 3,512 \text{ кА};$$

$$I_{K2} = \frac{E_{15}}{X_{60}} \cdot I_{\sigma} = \frac{1,13}{25,59} \cdot 55 = 2,43 \text{ кА}.$$

Складываем полученные токи линий и получаем окончательное значение периодической составляющей тока КЗ в точке К1, на шинах 10 кВ.

$$I_{K\Sigma} = 3,512 + 2,43 = 5,94 \text{ кА}.$$

Ударный ток на шинах 10 кВ:

$$i_{y\Sigma} = \sqrt{2} \cdot 1,82 \cdot 5,94 = 15,287 \text{ кА}.$$

Далее произведем расчет токов короткого замыкания для точки К2 Расчетная схема представлена на рисунке 8.9.

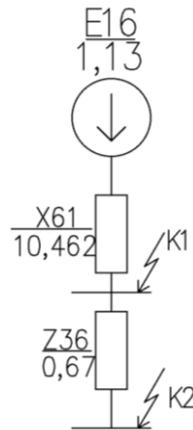


Рисунок 8.9 – Расчетная схема

Отмечу, что при эквивалентировании сверхпереходных ЭДС они останутся прежними  $E_{16} = 1,13$ .

$$X_{61} = \frac{X_{59} \cdot X_{60}}{X_{59} + X_{60}} = \frac{17,69 \cdot 25,59}{17,69 + 25,59} = 10,462.$$

Сопровитления кабельных линий, питающих РП найдем по формуле (8.4-8.6). Кабельная линия от ПС до РП по предварительным расчетам выполнена кабелем марки АПВБП-3х185-10 [6]. По справочным данным для данной марки для каждого кабеля  $r_0 = 0,164$  Ом/км,  $x_0 = 0,082$  Ом/км:

$$S_k = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 5,76 = 104,75 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$X_{36} = 0,082 \cdot 0,4 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 0,298 \text{ Ом};$$

$$R_{36} = 0,13 \cdot 0,4 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 0,595 \text{ Ом};$$

$$Z_{37} = \sqrt{X_{62}^2 + r_{36}^2} = \sqrt{10,759^2 + 0,595^2} = 10,776.$$

Преобразуем схему для точки К2:

$$X_{62} = X_{61} + X_{36} = 10,462 + 0,298 = 10,759;$$

$$Z_{37} = \sqrt{X_{62}^2 + r_{36}^2} = \sqrt{10,759^2 + 0,595^2} = 10,776.$$

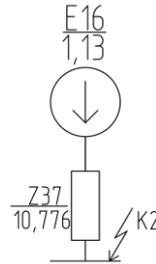


Рисунок 8.10 - Схема замещения для точки К2

Ток установившегося КЗ в точке К2 на шинах РП завода:

$$I_{K2} = \frac{E''}{z_{37}} \cdot I_{\sigma} = \frac{1,13}{10,776} \cdot 55 = 5,76 \text{ кА};$$

Ударный ток на шинах РП завода:

$$i_{y2} = \sqrt{2} \cdot 1,369 \cdot 5,76 = 11,163 \text{ кА};$$

Мощность короткого замыкания на шинах РП завода:

$$S_k = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 5,76 = 104,75 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

### 8.1.2 Расчёт токов КЗ во внутризаводской сети

Расчёт токов КЗ во внутризаводской сети имеет важное значение. Если решающим условием проверки кабелей, питающих РП, является перегрузочная способность кабелей, то для кабелей внутризаводской сети решающим условием проверки является термическая стойкость кабелей. Это условие в определённых случаях приводит к тому, что сечение некоторых кабелей увеличивается в 1,5 и более раз, так как кабели меньших сечений не проходят по термической стойкости.

Расчёт токов КЗ аналогичен выше представленной методике. Суммарное сопротивление относительно точки КЗ определяется как сумма сопротивлений последовательно соединённых элементов, по которым протекают токи КЗ.

Расчётная схема внутризаводской сети блока цехов тракторного завода представлена на рисунке 8.11.

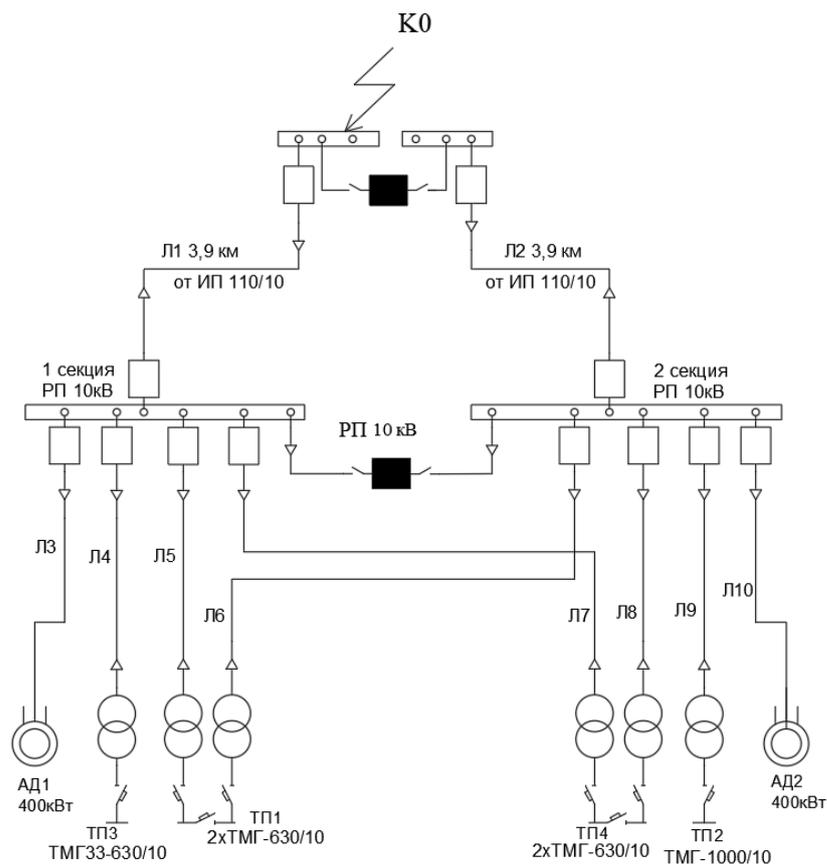


Рисунок 8.11 – расчётная схема внутрив заводской сети блока цехов

В таблице 8.1 представлены данные по сопротивлениям кабельных линий внутрив заводской сети блока цехов моторного завода. Все сопротивления пересчитаны в о.е. по формулам 8.4-8.6.

Таблица 8.1 – Данные по сопротивлениям кабельных линий

Номер линии	Марка кабеля	$r_0$ , Ом/км	$x_0$ , Ом/км	$l$ , км	$X$ , о.е	$R$ , о.е	$Z_{л}$ , о.е.
1	2	3	4	5	6	7	8
Л3	АПВП-3x95-10	0,411	0,092	0,052	0,043	0,194	0,199
Л4	АПВП-3x50-10	0,411	0,092	0,091	0,086	0,687	0,121
Л5	АПВП-3x35-10	1,113	0,133	0,084	0,083	0,848	0,852
Л6	АПВП-3x95-10	1,113	0,133	0,084	0,083	0,848	0,852
Л7	АПВП-3x95-10	0,325	0,089	0,184	0,154	0,686	0,703
Л8	АПВП-3x50-10	0,822	0,104	0,082	0,077	0,611	0,616

Расчетная схема для расчета представлена на рисунке 8.12.

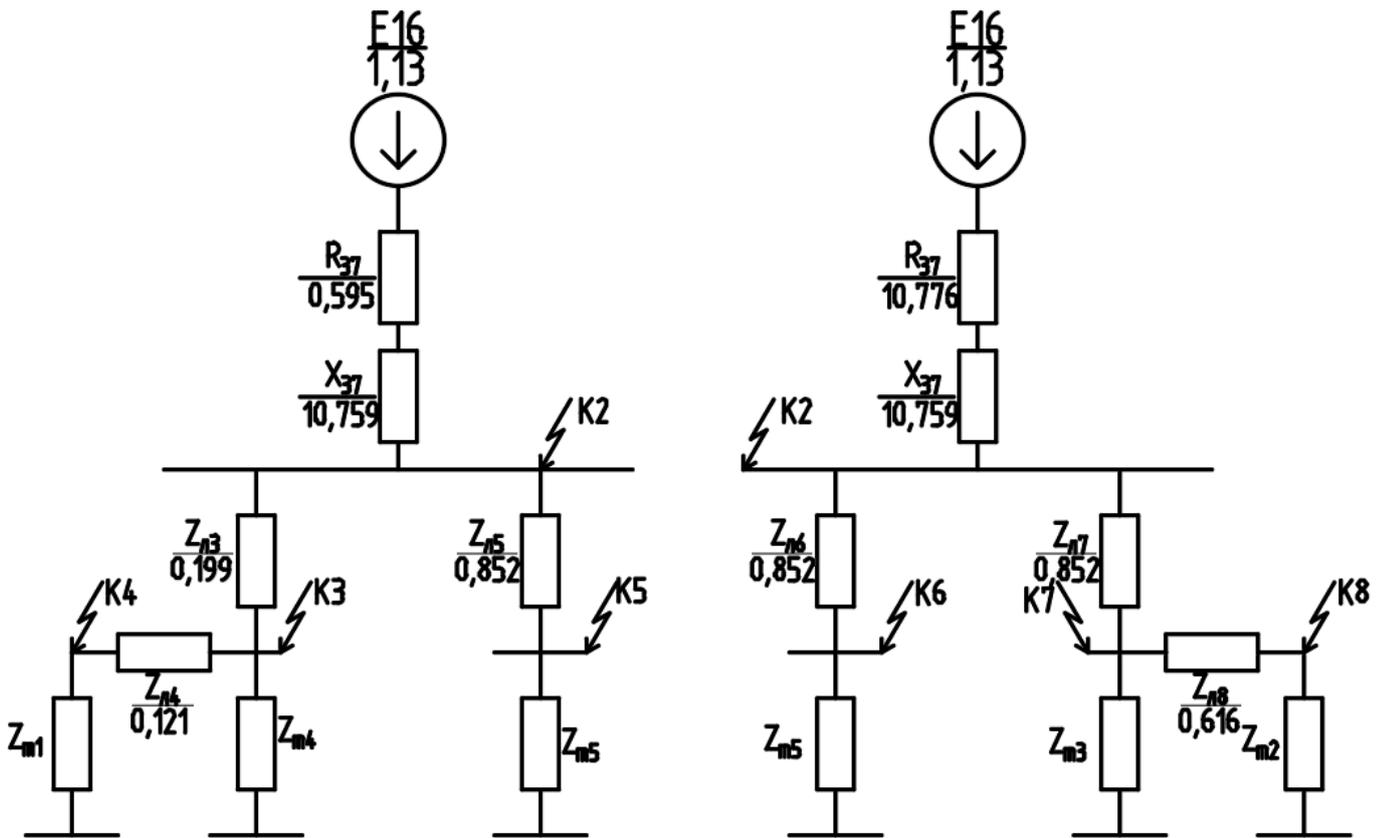


Рисунок 8.12 – Расчетная схема

В качестве примера произведём расчёт тока КЗ в точке К4.

Схема замещения представлена на рисунке 8.13.

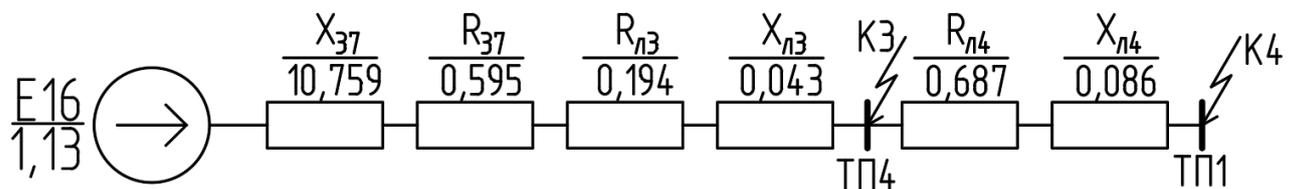


Рисунок 8.13 – схема замещения расчётной схемы для точки К3

Эквивалентрируем схему:

$$X_{\Sigma} = X_{37} + X_{Л3} + X_{Л4} = 10,759 + 0,043 + 0,086 = 10,889 ;$$

$$R_{\Sigma} = R_{37} + R_{Л3} + R_{Л4} = 0,595 + 0,94 + 0,086 = 1,467 ;$$

$$Z_{\Sigma} = \sqrt{R_{\Sigma}^2 + X_{\Sigma}^2} = \sqrt{10,889^2 + 1,467^2} = 10,987.$$

Окончательная схема замещения представлена на рисунке 8.14.

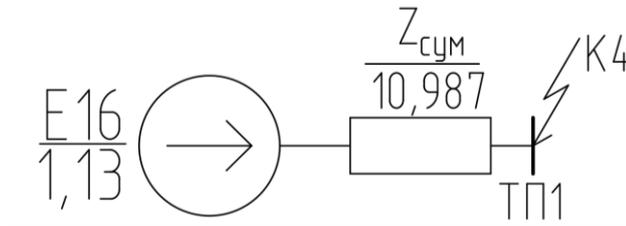


Рисунок 8.14 – окончательная схема замещения

По формуле (8.7) периодическая составляющая тока трёхфазного КЗ в точке К4 на шинах высокого напряжения ТП1:

$$I_{К4} = \frac{1,13}{10,987} \cdot 55 = 5,655 \text{ кА}$$

По формуле (8.8) ударный ток КЗ в точке К3:

$$i_{y4} = \sqrt{2} \cdot 1,369 \cdot 5,655 = 10,948 \text{ кА.}$$

Расчёт токов КЗ для остальных точек КЗ во внутривозводской сети аналогичен и представлен в таблице 8.2.

Таблица 8.2 – Расчёт токов КЗ в сетях напряжением выше 1 кВ

Точка КЗ	Место КЗ	$I_{б}$ , кА	$Z_{\Sigma}$ , о.е.	$I_{п}$ , кА	$k_y$	$i_y$ , кА
К1	Шины П/Ст 10,5 кВ	55	10,462	5,94	1,82	15,287
К2	Шины РП 10 кВ	55	10,776	5,767	1,369	11,163
К3	Шины ТП4	55	10,831	5,736	1,369	11,106
К4	Шины ТП1	55	10,987	5,655	1,369	10,948
К5	Шины ТП5	55	10,937	5,681	1,369	10,997
К6	Шины ТП5	55	10,937	5,681	1,369	10,997
К7	Шины ТП3	55	10,988	5,655	1,369	10,948
К8	Шины ТП2	55	11,152	5,571	1,369	10,787

## 8.2 Расчёт токов КЗ в сетях напряжением до 1 кВ

При расчете токов КЗ в сети до 1 кВ, на шинах НН трансформаторных подстанций, необходимо знать начальное значение периодической составляющей тока КЗ на выводах высшего напряжения трансформатора. Точки КЗ на выводах высшего и низшего напряжения трансформатора показаны на рис. 8.8.

Определим токи трехфазного и однофазного КЗ в точках К7-К17- аналогично определению тока короткого замыкания в точке К7.

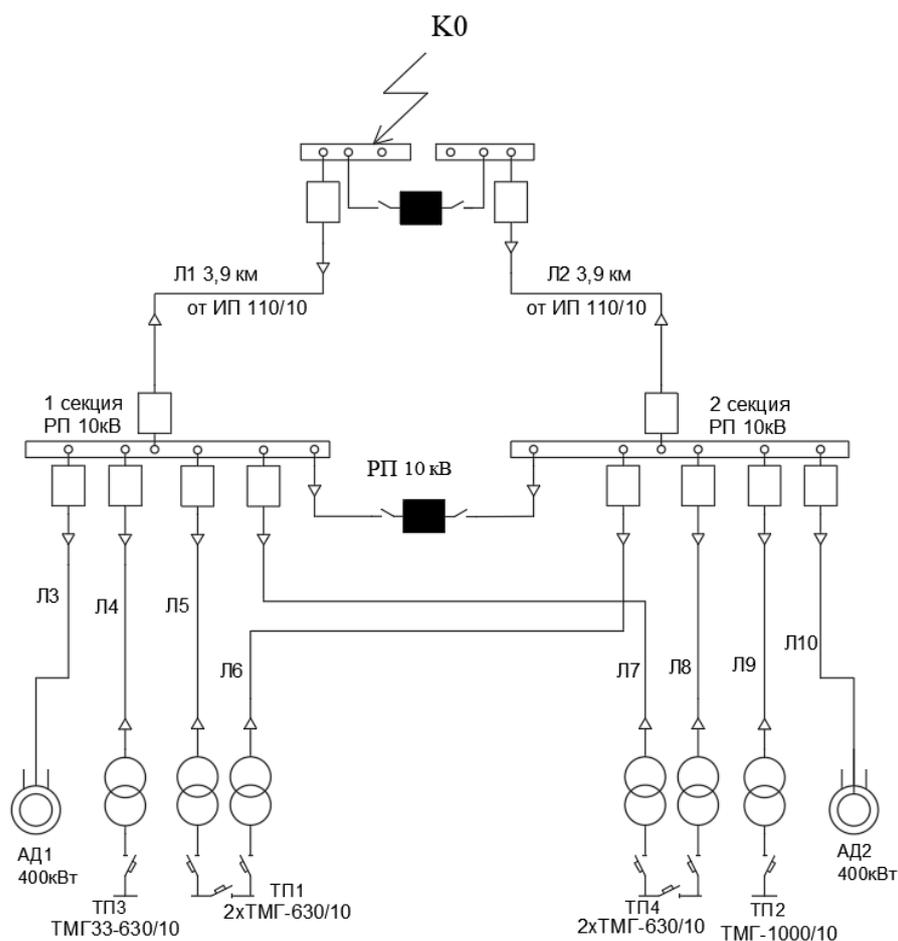


Рисунок 8.15 – расчетная схема для расчета токов КЗ

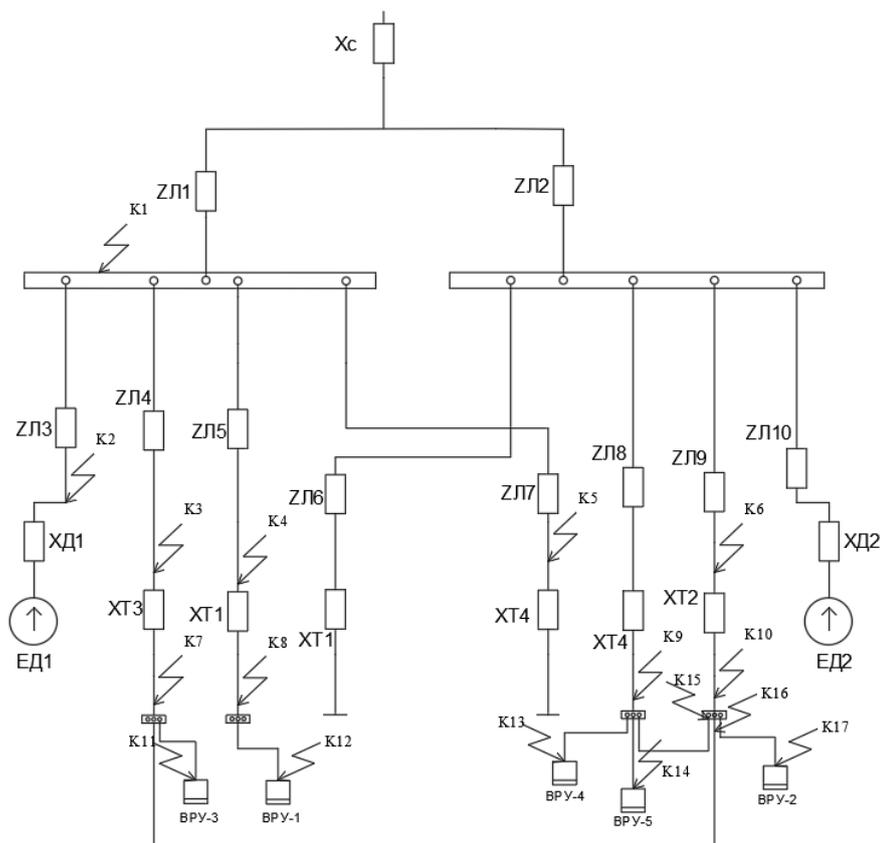


Рисунок 8.16. – схема расположения точек КЗ на выводах высшего и низшего напряжения трансформаторов блока основных цехов завода по производству станков

Используя полученные значения тока установившегося короткого замыкания на выводах 10 кВ трансформаторных подстанций (таблица 8.2), определим токи короткого замыкания на стороне 0,4 кВ трансформаторных подстанций. Расчет покажем на примере ТП3 (точка К7). Схема замещения показана на рисунке 8.9.

Составим схему замещения (рисунок 8.9) для участка от ТП-3 до РП 0,4кВ цеха №8, включающую в себя все элементы электрической сети, обладающие активным и индуктивным сопротивлением.

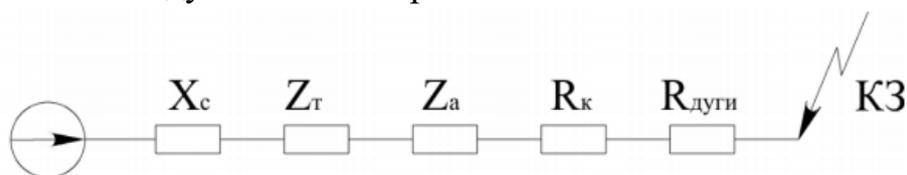


Рисунок 8.17 – Схема замещения для определения трехфазного тока КЗ в точке К7

Сопротивление системы, приведенное к низшей стороне, находится по выражению:

$$x_c = \frac{U_{\text{ср.ном.НН}}^2 \cdot 10^3}{I_{\text{кз}}^{(3)} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ср.ном.ВН}}}, \quad (8.17)$$

где  $U_{\text{ср.н}}$  – среднее номинальное напряжение на стороне НН трансформатора, принимаем  $U_{\text{ср.н}} = 0,42$  кВ;

$U_{\text{ср.в}}$  – среднее номинальное напряжение на стороне ВН трансформатора, принимаем  $U_{\text{ср.в}} = 10,5$  кВ;

$I_{\text{к}}^{(3)}$  – ток трехфазного КЗ на выводах ВН трансформатора, кА.

$$x_c = \frac{0,42^2 \cdot 10^3}{4,901 \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5} = 1,979 \text{ мОм.}$$

Сопротивление трансформатора тока не учитываем, т.к. его номинальный ток больше 500А. Активные и реактивные сопротивления катушки максимального тока автоматического выключателя равны соответственно 0,12 мОм и 0,05 мОм [16]. Сопротивление шин низковольтного щита длиной до 10 м не учитываем. Сопротивления контактных соединений и дуги 15 мОм и 7 мОм соответственно, согласно [16].

Активное сопротивление трансформатора в мОм находим по выражению

$$r_T = \frac{\Delta P_{\text{к}} \cdot U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{ном}}^2} \cdot 10^6, \quad (8.18)$$

где  $\Delta P_{\text{к}}$  – потери КЗ в трансформаторе, кВт;

$S_{\text{н}}$  – номинальная мощность трансформатора, кВ·А;

$U_{\text{н}}$  – номинальное напряжение вторичной обмотки трансформатора, кВ.

$$r_T = \frac{6,135 \cdot 0,4^2}{630^2} \cdot 10^6 = 2,473 \text{ мОм.}$$

Индуктивное сопротивление

$$x_T = \left( \sqrt{\left( \frac{U_{\text{к}}}{100} \right)^2 - \left( \frac{\Delta P_{\text{к}}}{S_{\text{н}}} \right)^2} \right) \cdot \frac{U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{ном}}} \cdot 10^6. \quad (8.19)$$

$$x_T = \left( \sqrt{\left( \frac{5,5}{100} \right)^2 - \left( \frac{6,135}{630} \right)^2} \right) \cdot \frac{0,4^2}{630} \cdot 10^6 = 15,036 \text{ мОм.}$$

Ток трехфазного КЗ в кА на стороне 0,4 кВ трансформатора цеховой ТПЗ находим по выражению:

$$I_{\text{к}}^{(3)} = \frac{U_{\text{срн}}}{\sqrt{3} \sqrt{r_{\Sigma}^2 + x_{\Sigma}^2}} \quad (8.20)$$

Ударны ток КЗ определяется по формуле:

$$i_{\text{у}} = k_{\text{у}} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\text{к}}^{(3)}, \quad (8.21)$$

где  $k_{\text{у}}$  – ударный коэффициент.

При расчете тока КЗ на шинах напряжением до 1 кВ ТП можно принимать значение  $k_{\text{у}}=1,3$ . Для других точек при расчете тока КЗ с учетом сопротивлений переходных контактов значение  $k_{\text{у}}=1$ .

Начальное действующее значение периодической составляющей тока однофазного КЗ в (кА) определяется по формуле:

$$I_{\text{к}}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{\text{снорм}}}{\sqrt{(2R_1 + R_0)^2 + (2X_1 + X_0)^2}}, \quad (8.12)$$

где  $R_1, X_1$  – соответственно суммарный активное и реактивное сопротивление прямой последовательности цепи КЗ (одной фазы), мОм;  $R_0, X_0$  – соответственно суммарный активное и реактивное сопротивление нулевой последовательности цепи КЗ, мОм.

Активное и реактивное сопротивления проводников вычисляются по формулам:

$$R_{\text{л}} = r_0 \cdot l; \quad (8.22)$$

$$X_{\text{л}} = x_0 \cdot l; \quad (8.23)$$

где  $r_0, x_0$  – удельное активное и реактивное сопротивления проводников соответственно, мОм/м;

$l$  – длина проводника, м.

По своей предельной отключающей способности автоматический выключатель должен соответствовать току КЗ в начале защищаемого участка линии:

$$I_{\text{пра}} \geq I_{\text{к(н)}}, \quad (8.24)$$

где  $I_{\text{пра}}$  – предельно отключаемый ток, принимаем по [3] таблица П1.9, кА;  $I_{\text{к(н)}}$  – ток КЗ в начале защищаемого участка линии, кА.

Проверку надежности отключения автоматом аварийного участка сети при однофазном КЗ в любой зоне производится по условию для автоматов с номинальным током более 100А:

$$I_{\text{к(к)}} \geq 1,25 \cdot I_{\text{ср.р}}, \quad (8.25)$$

для невзрывоопасных зон:

$$I_{\text{к(к)}} \geq 3 \cdot I_{\text{ном.р}}, \quad (8.26)$$

где  $I_{\text{к(к)}}$  – ток КЗ в конце защищаемого участка линии, кА.,  $I_{\text{ср.р}}$  – ток срабатывания расцепителя автомата, кА.

$$r_{\Sigma} = r_T + r_K + r_{ав} = 2,473 + 15 + 0,12 = 17,593 \text{ мОм},$$

$$x_{\Sigma} = x_T + x_K + x_{ав} = 15,036 + 1,979 + 0,05 = 17,065 \text{ м5Ом},$$

$$I_{к12}^{(3)} = \frac{420}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{17,593^2 + 17,065^2}} = 9,893 \text{ кА}.$$

Ударный ток КЗ определяем по соотношению (8.16), приняв  $k_y=1,3$ :

$$i_y^{к6} = 1,3 \cdot \sqrt{2} \cdot 10,13 = 18,62 \text{ кА}.$$

Суммарные активное  $R_0$  и реактивное  $X_0$  сопротивления нулевой последовательности цепи до точки К7:

$$r_{0\Sigma} = r_T + r_K + r_{ав} = 2,473 + 15 + 0,12 = 17,593 \text{ мОм},$$

$$x_{0\Sigma} = x_T + r_{ав} = 15,036 + 0,05 = 15,086 \text{ мОм}.$$

где  $R_{0т}$ ,  $X_{0т}$  – соответственно активное и индуктивное сопротивления нулевой последовательности понижающего трансформатора, мОм.

У трансформаторов со схемой соединения обмоток  $\Delta/Y_0$  активные и индуктивные сопротивления нулевой последовательности равны соответствующим сопротивлениям прямой последовательности. Сопротивления нулевой последовательности однофазных электрических аппаратов принимаем равными их сопротивления прямой последовательности.

Ток однофазного КЗ в точке К7 определяем по формуле (8.17):

$$I_{к12}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 0,42 \cdot 10^3}{\sqrt{(2 \cdot 17,593 + 17,593)^2 + (2 \cdot 17,065 + 15,086)^2}} = 10,08 \text{ кА}.$$

Аналогично происходит расчет токов КЗ для других участков.

Результаты расчетов сведём в таблицу 8.3.

Проверка кабелей на термическую стойкость к токам КЗ будет выполнена в пункте 9 дипломного проекта.

Таблица 8.3 – Результаты расчета токов КЗ в сети 0,4 кВ

Точка КЗ	Место КЗ	$I_K^{(3)}$ , кА	$I_K^{(1)}$ , кА	$i_{уд.мак}$ , кА
К7	РУ – 0,4 кВ ТП3	9,893	10,08	18,533
К8	РУ – 0,4 кВ ТП1	9,926	10,103	18,573
К9	РУ – 0,4 кВ ТП4	9,904	10,087	18,545
К10	РУ – 0,4 кВ ТП2	11,991	12,21	22,447
К11	ВРУ-3	4,569	2,919	8,4
К12	ВРУ-1	5,732	4,078	10,539
К13	ВРУ-4	7,469	6,328	13,371

Продолжение таблицы 8.3

K14	ВРУ-5	5,932	4,097	10,906
K15	ТП2 (от ТП4)	5,277	3,381	9,703
K16	ТП2 (от ТП3)	4,569	2,919	8,4
K17	ВРУ2	7,146	5,403	13,138

Ток срабатывания расцепителя автоматического выключателя ВА55-41 определяем по формуле:

$$I_{\text{ср.р}} = K_{\text{т.о}} \cdot I_{\text{н.р}} = 2 \cdot 0,2 = 0,4 \text{ кА.}$$

где  $K_{\text{т.о}}$  – кратность токовой отсечки.

Произведем проверку автоматического выключателя ВА55-41 защищающего линию на ТП3-ВРУ-3 на предельно отключаемый ток по условию (8.24) и чувствительность срабатывания к току однофазного КЗ из условия (8.25) и (8.26):

$$55 \text{ кА} \geq 10,08 \text{ кА};$$

$$2,919 \text{ кА} \geq 1,25 \cdot 0,4 = 0,5 \text{ кА.}$$

$$2,919 \text{ кА} \geq 3 \cdot 0,4 = 1,2 \text{ кА}$$

Следовательно выключатель ВА55-41 успешно отключит ток однофазного и трехфазного КЗ.

Результаты проверки сведем в таблицу 8.4.

Таблица 8.4 – Результаты проверки выключателей

Защищаемый участок	Тип выключателя	$i_y$ , кА	$I_{\text{к(к)}}^{(1)}$ , кА	$K_{\text{отс}}$	$I_{\text{ном.р}}$ , А	$I_{\text{ср.р}}$ , А	$1,25 \cdot I_{\text{ср.р}}$	$I_{\text{откл}}$ , кА
ТП1-ВРУ1	ВА 55-41	18,573	4,078	2	200	400	500	55
ТП2-ВРУ2	ВА 55-41	22,447	5,403	2	200	400	500	55
ТП3-ВРУ3	ВА 55-41	18,533	2,919	2	200	400	500	55
ТП4-ВРУ4	ВА 55-41	18,545	6,328	2	1000	2000	2500	55
ТП4-ВРУ5	ВА 55-41	18,545	4,097	2	400	800	1000	55
РЛ ТП4-ТП2	ВА 55-41	18,545	3,381	2	200	400	500	55
РЛ ТП3-ТП2	ВА 55-41	18,533	2,919	2	200	400	500	55

## 9 ВЫБОР СЕЧЕНИЙ ТОКОВЕДУЩИХ ЭЛЕМЕНТОВ И ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ РП И ТП

### 9.1 Проверка выбранных кабелей токами КЗ

Кабели из СПЭ проверяются на термическую стойкость по допустимому односекундному току КЗ  $I_{1с}$ , значение которого для разных сечений токопроводящих жил задаются заводами-изготовителями и приводятся в технической документации на кабельную продукцию [3].

$$I_{1с} \geq \sqrt{t_{отк}} \cdot I_{к}^{(3)}, \quad (9.1)$$

где  $I_{1с}$  – односекундный ток короткого замыкания;  $t_{отк}$  - время отключения тока КЗ, принимается по [5];  $I_{п,о}$ - действующее значение периодической составляющей тока КЗ.

Значение  $t_{отк}$  примем следующими:

- Для участка РУ 0,4 кВ – потребитель  $t_{отк}=0,02$  с;
- Для участка РП - ТП  $t_{отк}=0,4$  с;
- Для секционного выключателя  $t_{отк}=0,7$  с;
- Для вводного выключателя  $t_{отк}=1$  с;
- Для участка ПС - РП  $t_{отк}=1,3$  с;

Для кабелей с изоляцией из СПЭ необходимо рассчитать сечение экрана по формуле:

$$F_{эк} \geq \frac{I_{к}^{(2)}}{0,203 \cdot k}, \quad (9.2)$$

где  $I_{к}^{(2)}$  – действующее значение периодической составляющей тока двухфазного КЗ, который можно найти по выражению

$$I_{к}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{к}^{(3)}. \quad (9.3)$$

$k$  – поправочный коэффициент на допустимый ток, учитывающий фактическую продолжительность тока КЗ, определяемый по формуле

$$k = \frac{1}{\sqrt{t_{отк}}}. \quad (9.4)$$

Приведем пример выбора кабеля, питающего РП (Л1, Л2):

Для кабеля АПВБП-3х150-10 согласно табл.11.7[3]  $t_{отк}=1,3$ с.,  $I_{1с}=14,2$  кА [3].

$$14,2 \geq \sqrt{1,3} \cdot 9,59,$$

$$14,2 \geq 10,93.$$

Условие (9.1) выполняется.

Для кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена необходимо рассчитать сечение экрана по формуле (9.2):

$$k = \frac{1}{\sqrt{1,3}} = 0,877;$$

$$I_{\text{П},0}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 9,59 = 8,305 \text{ кА}.$$

$$F_{\text{эк}} \geq \frac{8,305}{0,203 \cdot 0,877} = 46,647 \text{ мм}^2.$$

По условию (9.2) принимаем ближайшее большее стандартное сечение экрана. Численно стандартные сечения экранов имеют такие же значения, как и токопроводящие жилы.

Принимаем сечение экрана  $F_{\text{эк}}=50 \text{ мм}^2$ . Окончательно принимаем кабель АПВБП-3х150/50-10. Результаты расчета представим в табл.9.1.

Таблица 9.1. –Проверки и выбора кабельных линий и медных экранов по односекундному току КЗ

Обозначение линии	$I_{\text{к}}^{(3)}$ , кА	Расчётные параметры для проверки			Принятое сечение кабеля	Выбор сечения экрана			Принятое сечение экрана
		$t_{\text{отк}}$ , с	$\sqrt{t_{\text{отк}}} \cdot I_{\text{к}}^{(3)}$	$I_{1с}$ , кА		$F_{\text{эк.р}}$ , мм <sup>2</sup>	$\frac{I_{\text{к}}^{(2)}}{k}$	$I_{1сэ}$ , кА	
Л1, Л2	9,59	13	11,347	14,2	150	46,64	9,46	9,6	50
Л3	5,45	0,4	3,44	4,7	50	14,7	2,98	3,1	16
Л4	5,45	0,4	3,44	4,7	50	14,7	2,98	3,1	16
Л5	5,45	0,4	3,44	4,7	50	14,7	2,98	3,1	16
Л6	5,45	0,4	3,44	4,7	50	14,7	2,98	3,1	16
Л7	5,45	0,4	3,44	4,7	50	14,7	2,98	3,1	16
Л8	5,45	0,4	3,44	4,7	50	14,7	2,98	3,1	16
Л9	5,45	0,4	3,44	4,7	50	14,7	2,98	3,1	16
Л10	5,45	0,4	3,44	4,7	50	14,7	2,98	3,1	16

Произведем проверку кабеля напряжением до 1 кВ по термической стойкости (9.1–9.4) на примере кабеля, соединяющего ТП1 и ВРУ-1 (АВВГ-5х120).

Для одножильного кабеля АВВГ-5х120-1 согласно табл.11.7[3]  $t_{отк}=0,02$ ,  $I_{1с}=8,66$  кА [3].

$$8,66 \geq \sqrt{0,02} \cdot 9,926,$$

$$8,66 \geq 1,404.$$

Результаты расчета представим в таблице 9.2.

Таблица 9.2 – Проверка на термическую стойкость кабельных линий 0,4 кВ

Обозначение линии	$I_{\kappa}^{(3)}$ , кА	Расчетные параметры для проверки		
		$t_{отк}$ , с	$\sqrt{t_{отк}} \cdot I_{\kappa}^{(3)}$	$I_{1с}$ , кА
РЛ1	9,904	0,02	1,401	8,66
РЛ2	9,893	0,02	1,399	8,66
РЛ3	9,926	0,02	1,404	8,66
РЛ4	11,991	0,02	1,696	8,66
РЛ5	9,893	0,02	1,399	8,66
РЛ6	7,469	0,02	1,056	17,54
РЛ7	9,904	0,02	1,401	17,54

Таблица 9.3 – принятые марки кабельных линий

Обозначение линии	Принятая марка кабельной линии
Л1, Л2	АПвБП-(3х150)/50-15
Л3	АПвП-(3х50)/16-15
Л4	АПвП-(3х50)/16-15
Л5	АПвП-(3х50)/16-15
Л6	АПвП-(3х50)/16-15
Л7	АПвП-(3х50)/16-15
Л8	АПвП-(3х50)/16-15
Л9	АПвП-(3х50)/16-15
Л10	АПвП-(3х50)/16-15
РЛ1	АВВГ-5х120-1
РЛ2	АВВГ-5х120-1
РЛ3	АВВГ-5х120-1
РЛ4	АВВГ-5х120-1
РЛ5	АВВГ-5х120-1
РЛ6	3хАВВГ-5х240-1
РЛ7	АВВГ-5х240-1

Автоматические выключатели, выбранные в пункте 7 дипломного проекта успешно прошли проверку токами кз в пункте 8 дипломного проекта.

## 9.2 Выбор сечения сборных шин

Выбор сечения шин на заводском РП 10 кВ производится по нагреву (по допустимому току) и проверяются на электродинамическую и термическую стойкость.

При выборе шин по нагреву учитываются наиболее тяжёлые послеаварийные и ремонтные режимы. Допустимый ток шины  $I_{\text{доп}}$  должен быть не менее  $I_p$ :

$$I_{\text{доп}} \geq I_p. \quad (9.5)$$

При расположении шин прямоугольного сечения плашмя токи, приведенные в [5], должны быть уменьшены на 5% для шин с шириной полос до 60 мм и на 8% для шин с шириной полос более 60 мм.

Проверка на электродинамическую стойкость выполняется сравнением механического напряжения в материале шины  $\sigma_p$  с допустимыми значениями напряжения  $\sigma_{\text{доп}}$ :

$$\sigma_{\text{доп}} \geq \sigma_p. \quad (9.6)$$

Механические напряжения в материале шины, возникающие под действием изгибающего момента, определяются по выражению

$$\sigma_p = \sqrt{3} \cdot 10^{-3} \frac{i_y^2 \cdot l^2}{a \cdot W}, \quad (9.7)$$

где  $i_y$  – ударный ток КЗ, определяем по таблице 10.1, кА;  $l$  – расстояние между опорными изоляторами, принимаем  $l=1$  м;  $a$  – расстояние между осями шин смежных фаз, принимаем  $a=0,25$  м;  $W$  – момент сопротивления шины относительно оси, перпендикулярной действию усилия, см<sup>3</sup>.

Момент сопротивления шины  $W$  при расположении шин плашмя определяется по выражению:

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6}, \quad (9.8)$$

где  $b$  и  $h$  – соответственно меньший и больший размеры сторон поперечного сечения шины, см.

Проверка шин на термическую стойкость производится путём определения минимального допустимого сечения:

$$F_{min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C}, \quad (9.9)$$

где  $C$  – расчётный коэффициент, для алюминиевых шин  $C=91 \text{ А}\cdot\text{с}^{0,5}/\text{мм}^2$  [1].

Произведём выбор сечения шин РП 10 кВ завода и проверим их на электродинамическую и термическую стойкость.

Согласно расчетам в пункте 6  $I_{p,a} = 262,16 \text{ А}$ .

По условию (9.5) выберем шины из алюминия марки АД0 сечением  $50 \times 6 \text{ мм}$  с  $I_{доп}=740 \text{ А}$ :

$$0,95 \cdot 740 = 703 \text{ А} \geq 262,16 \text{ А}.$$

По (9.8) определяем момент сопротивления шины  $W$  :

$$W = \frac{0,6 \cdot 5^2}{6} = 2,5 \text{ см}^3.$$

По (9.7) определяем механическое напряжение в материале шины, возникающие под действием изгибающего момента при ударном токе КЗ:

$$\sigma_p = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \frac{8561^2 \cdot 1^2}{2,5 \cdot 0,25} = 2,031 \text{ МПа}.$$

По таблице П7.7. [5] допустимое значение механического напряжения для шин из алюминия марки АД0 с поперечным сечением  $300 \text{ мм}^2$   $\sigma_{доп}=42,0 \text{ МПа}$ . Условие (9.6) выполняется ( $42,0 \text{ МПа} \geq 2,01 \text{ МПа}$ ), значит, шины устойчивы к электродинамическим воздействиям.

Определяем тепловой импульс:

$$B_k = I_{п}^2 \cdot (t_{отк} + T_a), \quad (9.10)$$

где  $T_a$  - постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ;  $t_{отк}$  - время отключения тока КЗ; По [1] принимаем  $T_a = 0,01 \text{ с}$ ,  $t_{отк} = 1 \text{ с}$ .

$$B_k = 5,45^2 \cdot (1 + 0,01) = 30 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

По (9.9) определим минимальное сечение шин по условию термической стойкости:

$$F_{min} = \frac{\sqrt{32,97 \cdot 10^6}}{91} = 60,18 \text{ мм}^2.$$

Так как сечение выбранной шины составляет  $300 \text{ мм}^2$ , делаем вывод, что выбранные шины РП 10 кВ блока основных цехов завода по производству станков являются термически устойчивыми.

Для заземления шин используются заземляющие ножи ЗР-10-УЗ.

### 9.3 Выбор электрических аппаратов

Выбор панелей КСО на РП 10 кВ.

Выбор электрических аппаратов основывается на условиях:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{р}}; \quad (9.11)$$

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{р}}; \quad (9.12)$$

$$S_{\text{отк}} \geq S_{\text{к}}; \quad (9.13)$$

$$I_{\text{отк}} \geq I_{\text{к}}; \quad (9.14)$$

$$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{у}}; \quad (9.15)$$

$$B_{\text{т}} \geq B_{\text{к}}, \quad (9.16)$$

где  $U_{\text{ном}}$ ,  $I_{\text{ном}}$  – номинальные напряжение и ток аппарата;

$U_{\text{р}}$ ,  $I_{\text{р}}$  – напряжение и ток сети, в которой установлен аппарат;

$i_{\text{дин}}$  – ток электродинамической стойкости аппарата;

$i_{\text{у}}$  – ударный ток короткого замыкания;

$B_{\text{т}} = I_{\text{т}}^2 \cdot t$  – тепловой импульс аппарата, нормированный заводом-изготовителем,  $\text{А}^2 \cdot \text{с}$ ;

$B_{\text{к}} = I_{\text{к}}^2 \cdot t_{\text{к}}$  – тепловой импульс расчётный,  $\text{А}^2 \cdot \text{с}$ ;  $I_{\text{к}}$  – расчётный ток КЗ, А;

$I_{\text{отк}}$  – номинальный отключающий ток выключателя, А;

$S_{\text{к}}$  – мощность КЗ,  $\text{кВ} \cdot \text{А}$ ;  $S_{\text{отк}}$  – номинальная мощность отключения,  $\text{кВ} \cdot \text{А}$ .

Мощность КЗ  $S_{\text{к}}$  определяется по выражению

$$S_{\text{к}} = \sqrt{3} \cdot I_{\text{к}} \cdot U_{\text{сн}}. \quad (9.17)$$

Номинальная мощность отключения выключателя  $S_{\text{отк}}$  определяется по выражению:

$$S_{\text{отк}} = \sqrt{3} \cdot I_{\text{отк}} \cdot U_{\text{ном}}. \quad (9.18)$$

Выбираем панели типа КСО-210. Вводную панель выбираем по расчетному току линии Л1, линейную – по наибольшему току присоединения к шинам РП. Как указывалось ранее расчетный максимальный ток  $I_{\text{ра}}=262,16$  А (из расчета выбора кабеля ПС – РП). Проверку на термическую, электродинамическую стойкости, а также мощность отключения производим по току КЗ на шинах РП с  $I_{\text{к}} = 5,45$  кА,  $i_{\text{уд}} = 8,561$  кА. Результаты выбора ячеек сводим в таблицы 9.4, 9.5 и 9.6.

Таблица 9.4. - Выбор вводных панелей КСО-210

Условие выбора	Расчетные величины	Каталожные данные	
		Выключатель ВВ/TEL-10-20/630	Разъединители РВЗ-10/630
$U_{\text{ном}} \geq U_p$	$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} \geq I_p$	$I_p = 262,16 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$
$i_{\text{дин}} \geq i_y$	$i_y = 24,4 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 32 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 52 \text{ кА}$
$I_{\text{отк}} \geq I_k$	$I_k = 9,59 \text{ кА}$	$I_{\text{отк}} = 20 \text{ кА}$	$I_{\text{тер}} = 20 \text{ кА}$
$B_T \geq B_k$	$B_k = 9,59^2 \cdot (1 + 0,01) =$ $= 92,88 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_T = 20^2 \cdot 1 =$ $= 400 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_T = 20^2 \cdot 4 =$ $= 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$S_{\text{отк}} \geq S_k$	$S_k = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 9,59 =$ $= 174,4 \text{ МВ} \cdot \text{А}$	$S_k = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 20 =$ $= 363,75 \text{ МВ} \cdot \text{А}$	-

Таблица 9.5. - Выбор линейных панелей КСО-210

Условие выбора	Расчетные величины	Каталожные данные	
		Выключатель ВВ/TEL-10-20/630	Разъединители РВЗ-10/630
$U_{\text{ном}} \geq U_p$	$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} \geq I_p$	$I_p = 81,46 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$
$i_{\text{дин}} \geq i_y$	$i_y = 8,561 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 32 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 52 \text{ кА}$
$I_{\text{отк}} \geq I_k$	$I_k = 5,45 \text{ кА}$	$I_{\text{отк}} = 20 \text{ кА}$	$I_{\text{тер}} = 20 \text{ кА}$
$B_T \geq B_k$	$B_k = 5,45^2 \cdot (0,4 + 0,01) =$ $= 12,17 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_T = 20^2 \cdot 1 =$ $= 400 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_T = 20^2 \cdot 4 =$ $= 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$S_{\text{отк}} \geq S_k$	$S_k = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 5,45 =$ $= 99,11 \text{ МВ} \cdot \text{А}$	$S_k = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 20 =$ $= 363,75 \text{ МВ} \cdot \text{А}$	-

Таблица 9.6. - Выбор секционной панели КСО-210

Условие выбора	Расчетные величины	Каталожные данные	
		Выключатель ВВ/TEL-10-20/630	Разъединители РВЗ-10/630
$U_{\text{ном}} \geq U_p$	$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} \geq I_p$	$I_p = 157,3 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$
$i_{\text{дин}} \geq i_y$	$i_y = 8,561 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 32 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 52 \text{ кА}$

Продолжение таблицы 9.6

$I_{отк} \geq I_k$	$I_k = 5,45 \text{ кА}$	$I_{отк} = 20 \text{ кА}$	$I_{тер} = 20 \text{ кА}$
$B_T \geq B_k$	$B_k = 5,45^2 \cdot (0,7 + 0,01) =$ $= 21,08 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_T = 20^2 \cdot 1 =$ $= 400 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_T = 20^2 \cdot 4 =$ $= 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$S_{отк} \geq S_k$	$S_k = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 5,45 =$ $= 99,11 \text{ МВ} \cdot \text{А}$	$S_k = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 20 =$ $= 363,75 \text{ МВ} \cdot \text{А}$	-

В камерах КСО-210 устанавливаются вакуумные выключатели типа ВВ/TEL, разъединители типа РВЗ, трансформаторы напряжения типа ЗНОЛ с литой изоляцией, трансформаторы тока типа ТОЛ, ограничители перенапряжения ОПН-10. Для заземления шин и выключателей используются заземляющие ножи ЗР-10-УЗ.

Перед каждым высоковольтным двигателем установим высоковольтный шкаф типа ШВВ-1, который комплектуется выключателем нагрузки ВНА-10/400. За исключением параметра  $I_{отк}$ , их выбор идентичен. Результаты выбора сведем в таблицу 9.7.

Таблица 9.7 – Выбор выключателей нагрузки

Условие выбора	Расчетные величины	Каталожные данные
		Выключатель нагрузки ВНА -10/400
$U_{ном} \geq U_p$	$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{ном} \geq I_p$	$I_p = 81,46 \text{ А}$	$I_{ном} = 400 \text{ А}$
$i_{дин} \geq i_y$	$i_y = 13,051 \text{ кА}$	$i_{дин} = 20 \text{ кА}$
$B_T \geq B_k$	$B_k = 5,105^2 \cdot (0,4 + 0,01) =$ $= 10,68 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_T = 20^2 \cdot 1 =$ $= 400 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

#### 9.4 Выбор трансформаторов тока

Выбор трансформаторов тока производится:

1. По номинальному напряжению:

$$U_{ном1Т} \geq U_{номс}, \quad (9.19)$$

где  $U_{ном1Т}$  – номинальное напряжение первичной обмотки трансформатора тока;  $U_{номс}$  – номинальное напряжение силовой сети.

2. По току нормального режима:

$$I_{\text{ном1}} \geq I_{\text{р}}, \quad (9.20)$$

где  $I_{\text{ном1}}$  – номинальный ток первичной обмотки трансформатора тока.

3. По току послеаварийного режима:

$$I_{\text{ном1}} \geq I_{\text{ра}} \quad \text{или} \quad (9.21)$$

4. По мощности нагрузки трансформатора:

$$S_{\text{ном2}} \geq S_{\text{р}}, \quad (9.22)$$

где  $S_{\text{ном2}}$  – номинальная нагрузка вторичной обмотки трансформатора тока;

$S_{\text{р}}$  – расчетная нагрузка вторичной обмотки трансформатора тока в нормальном режиме.

Номинальная нагрузка вторичной обмотки трансформатора тока находится по формуле:

$$S_{\text{ном2}} = I_{\text{ном2}}^2 \cdot z_{\text{T}}, \quad (9.23)$$

где  $z_{\text{T}}$  – полное допустимое сопротивление внешней цепи, подключаемой ко вторичной обмотке трансформатора тока (сумма сопротивлений последовательно включенных обмоток приборов, реле, проводов, контактов), Ом;

$I_{\text{ном2}} = 5$  – номинальный ток вторичной обмотки трансформатора тока, А.

Расчетная нагрузка вторичной обмотки трансформатора тока в нормальном режиме находится как:

$$S_{\text{р}} = S_{\text{приб}} + I_{\text{ном2}}^2 \cdot (r_{\text{пр}} + r_{\text{к}}), \quad (9.24)$$

где  $S_{\text{приб}}$  – полная мощность потребляемая приборами, ВА.

Принимаем, что счетчик трехфазный типа Гран-Электро СС-301 имеет потребляемую мощность каждой цепью тока не более 0,5 В·А; амперметр типа Э-377 – не более 0,1 В·А;

$r_{\text{к}}$  – сопротивление контактов; принимаем 0,1 Ом;

$r_{\text{пр}}$  – сопротивление проводников цепи измерения.

Зная  $S_{\text{приб}}$ ,  $I_{\text{ном2}}$ ,  $r_{\text{к}}$  и  $S_{\text{ном2}}$  можно рассчитать сопротивление проводников между трансформаторами тока и приборами:

$$r_{\text{пр}} = \frac{S_{\text{ном2}} - S_{\text{приб}} - I_{\text{ном2}}^2 \cdot r_{\text{к}}}{I_{\text{ном2}}^2}. \quad (9.25)$$

При использовании трех трансформаторов тока они соединяются по схеме полной звезды. Сечение жил соединительных проводников при схеме неполной звезды:

$$F \geq \frac{l}{\gamma \cdot r_{\text{пр}}}, \quad (9.26)$$

где  $l$  – длина проводника. Принимаем  $l = 7$  м;

$\gamma$  – удельная проводимость материала соединительных проводников.

Для меди  $\gamma = 53$  м/Ом·мм<sup>2</sup>. Минимальное сечение соединительных проводников 2,5 мм<sup>2</sup>.

Принимается ближайшее большее стандартное сечение, выбирается контрольный кабель.

5. По термической стойкости:

$$(k_T \cdot I_{\text{ном1}})^2 \cdot t_T \geq B_K, \quad (9.27)$$

где  $k_T$  – кратность тока термической стойкости;  $t_{\text{кз}}$  – длительность протекания тока КЗ.

6. По электродинамической стойкости:

$$k_d \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\text{ном1}} \geq i_y \text{ или } i_{\text{дин}} \geq i_y, \quad (9.28)$$

где  $k_d$  – кратность тока динамической стойкости;  $i_y$  – ударный ток КЗ

Класс точности трансформаторов тока, установленных на вводах в РП, принимаем 0,5S, остальных – 0,5.

Нагрузку трансформаторов тока сведем в таблицы 9.8 – 9.11

Таблица 9.8 – Вторичная нагрузка трансформатора тока для обмотки 0,5S на вводе РП

Прибор	Тип прибора	Нагрузка фаз, В·А		
		А	В	С
Счётчик активной и реактивной энергии	СС-301	0,5	0,5	0,5
Итого:		0,5	0,5	0,5

Таблица 9.9 – Нагрузка трансформатора тока для обмотки 0,5 на вводе РП, секционного выключателя и отходящих (радиальных) линий

Прибор	Тип прибора	Нагрузка фаз, В·А		
		А	В	С
Амперметр	Э-377	-	0,1	-
Итого:			0,1	-

Таблица 9.10 – Вторичная нагрузка трансформатора тока на ТП-0,4 кВ

Прибор	Тип прибора	Нагрузка фаз, В·А		
		А	В	С
Амперметр	Э-377	1,5	1,5	1,5
Счётчик активной и реактивной энергии	СС-301	0,5	0,5	0,5
Итого:		2	2	2

Таблица 9.11 – Нагрузка трансформатора тока для обмоток 10Р всех ячеек РП

Прибор	Тип прибора	Нагрузка фаз, В·А		
		А	В	С
Терминал РЗА	MP301	0,5	0,5	0,5
Итого:		0,5	0,5	0,5

Для всех ячеек для обмотки 0,5S принята мощность 5 В·А, для обмотки 0,5 – 5 В·А, для обмотки 10Р – 10 В·А.

Произведем выбор трансформаторов тока и выбор контрольных кабелей для РП, результаты сведем в таблицы 9.12 и 9.13.

В каждой фазе устанавливаются трансформаторы тока с тремя вторичными обмотками с классом точности 0,5S/0,5/10Р.

В расчете принимаем, что к измерительным трансформаторам подключаются токовые цепи трехфазного счетчика активной и реактивной энергии типа Гран-Электро СС-301, который имеет потребляемую мощность 0,5 В·А. В одной из этих фаз (например L1) к ТТ также присоединяется амперметр типа Э-377, потребляющий не более 0,1 В·А. Таким образом, нагрузка наиболее загруженного ТТ составляет 2,0 В·А.

Производим выбор ТТ:

$$U_{\text{ном1}} \geq 10 \text{ кВ}; I_{\text{ном1}} \geq 157,3 \text{ А}; I_{\text{ном1}} \geq 262,16 \text{ А}.$$

По расчетным данным выбираем проходной трансформатор тока типа ТОЛ-300/5 с изоляцией из литой синтетической смолы.

Выбранный трансформатор тока имеет следующие технические характеристики:  $U_{\text{ном1}} = 10$  кВ,  $I_{\text{ном1}} = 300$  А, номинальный вторичный ток  $I_{\text{ном2}} \geq 5$  А, номинальная мощность вторичной обмотки 10 В·А, номинальная нагрузка в классе точности 0,5  $z_T = 0,4$  Ом, кратность тока динамической стойкости  $k_d = 81$ , кратность тока термической стойкости  $k_T = 35$ , допустимое время действия тока КЗ  $t_T = 3$  с.

Определим тепловой импульс от тока КЗ:

$$B_k = 9,59 \cdot (1 + 0,01) = 9,68 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Проверку трансформатора тока на термическую стойкость производим по выражению (9.28):

$$(35 \cdot 300 \cdot 10^{-3})^2 \cdot 3 \geq 9,68 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$330,75 \geq 9,68 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Следовательно, выбранные трансформаторы тока термически устойчивы.

По условию (9.29) выполним проверку ТТ на электродинамическую стойкость:

$$81 \cdot \sqrt{2} \cdot 300 \geq 24,4 \text{ кА},$$

$$34,36 \geq 24,4 \text{ кА}.$$

Условие электродинамической стойкости трансформатора тока выполняется.

Выбираем сечение жил контрольного кабеля при соединении трансформаторов тока по схеме звезды. Для этого предварительно рассчитывается сопротивление проводников между трансформаторами тока и приборами по формуле (9.26):

$$r_{\text{пр}} = \frac{10 - 2 - 5^2 \cdot 0,1}{5^2} = 0,22 \text{ Ом}.$$

Приняв длину проводника  $l=7$  м, рассчитаем по формуле (9.26) требуемое сечение жил контрольного кабеля:

$$F \geq \frac{7}{53 \cdot 0,22} = 0,6 \text{ мм}^2.$$

Так как минимальное сечение жил медных проводников должно быть не менее  $2,5 \text{ мм}^2$ , то принимаем четырехжильный контрольный кабель марки КВВГ 4x2,5-0,66.

Расчетная нагрузка вторичной обмотки трансформатора тока в нормальном режиме находится по формуле (9.25):

$$S_p = 2 + 5^2 \cdot (0,22 + 0,1) = 5,8.$$

Произведем расчеты по выбору трансформаторов тока в РП и контрольных кабелей и результаты сведем в таблицы 9.12 и 9.13.

Таблица 9.12 – Выбор трансформаторов тока для РП (КСО-210)

Место установки	КСО ввод.	КСО секц.	КСО Л3, Л10	КСО Л5, Л6
Трансформатор тока	ТОЛ-10-0,5S/0,5/10P-300/5 У3	ТОЛ-10-0,5/10P-200/5 У3	ТОЛ-10-0,5/10P-80/5 У3	ТОЛ-10-0,5/10P-80/5 У3
$U_{ном1Т} \geq U_{номс}$	10=10	10=10	10=10	10=10
$I_{ном1} \geq I_p$	300>262,16	200>157,3	80>25,94	80>68,95
$(k_T \cdot I_{ном1})^2 \cdot t_T \geq B_K$	330,75>9,68	147>6,05	23,52>6,05	23,52>6,05
$k_d \cdot \sqrt{2} \cdot I_{ном1} \geq i_y$	34,36>24,4	22,91>8,56	9,16>8,56	9,16>8,56
$S_{ном2} \geq S_p$	10≥5,8	10≥5,8	10≥5,8	10≥5,8

Продолжение таблицы 9.12

Место установки	КСО Л7, Л8	КСО Л4	КСО Л9
Трансформатор тока	ТОЛ-10-0,5/10P-100/5 У3	ТОЛ-10-0,5/10P-80/5 У3	ТОЛ-10-0,5/10P-80/5 У3
$U_{ном1Т} \geq U_{номс}$	10=10	10=10	10=10
$I_{ном1} \geq I_p$	100>81,46	80>43,71	80>43,07
$(k_T \cdot I_{ном1})^2 \cdot t_T \geq B_K$	36,75>6,05	23,52>6,05	23,52>6,05
$k_d \cdot \sqrt{2} \cdot I_{ном1} \geq i_y$	11,45>8,56	9,16>8,56	9,16>8,56
$S_{ном2} \geq S_p$	10≥5,8	10≥5,8	10≥5,8

Таблица 9.13 – Выбор контрольных кабелей для РП

Схема соединения	Место установки	Тр-р тока	$z_T$ , Ом	$S_{\text{приб}}$ , ВА	$r_{\text{тр}}$ , Ом	$F_{\text{min}}$ , мм <sup>2</sup>	$F$ , мм <sup>2</sup>	Марка кабеля
Полная звезда	КСО ввод	ТОЛ-10-0,5S/0,5/10P-300/5 У3	0,4	2	0,22	0,6	2,5	КВВГ-4x2,5-0,66
	КСО секц.	ТОЛ-10-0,5S/0,5/10P-200/5 У3	0,4	2	0,22	0,6	2,5	КВВГ-4x2,5-0,66
	КСО Л3, Л10	ТОЛ-10-0,5S/0,5/10P-80/5 У3	0,4	2	0,22	0,6	2,5	КВВГ-4x2,5-0,66
	КСО Л5, Л6	ТОЛ-10-0,5S/0,5/10P-80/5 У3	0,4	2	0,22	0,6	2,5	КВВГ-4x2,5-0,66
	КСО Л7, Л8	ТОЛ-10-0,5S/0,5/10P-100/5 У3	0,4	2	0,22	0,6	2,5	КВВГ-4x2,5-0,66
	КСО Л4	ТОЛ-10-0,5S/0,5/10P-80/5 У3	0,4	2	0,22	0,6	2,5	КВВГ-4x2,5-0,66
	КСО Л9	ТОЛ-10-0,5S/0,5/10P-80/5 У3	0,4	2	0,22	0,6	2,5	КВВГ-4x2,5-0,66

Трансформаторы тока для ТП (0,4 кВ) выбираются в зависимости от мощности и количества трансформаторов, результаты выбора сведены в таблицу 9.14. Приведем пример расчета трансформатора тока для ТП4, коэффициент загрузки трансформатора в нормальном режиме берем из пункта 6.

$$I_p = \frac{\beta_T \cdot S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{630 \cdot 0,61}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 554,68 \text{ А,}$$

$$I_{\text{ра}} = \frac{\beta_{\text{та}} \cdot S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{1,4 \cdot 630}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 1273 \text{ А.}$$

Выбираем три трансформатора тока типа ТНШЛ-0,66 с номинальным напряжением 660 В, классом точности 0,5, номинальным первичным током  $I_{\text{ном1}} = 1500 \text{ А}$ , номинальным вторичным током  $I_{\text{ном2}} = 5 \text{ А}$ . Расчёт для выбора контрольных кабелей для ТП (0,4 кВ) аналогичен их расчёту для РП (КСО).

Таблица 9.14 – Выбор трансформаторов тока для ТП (0,4 кВ)

Место установки	ТП1	ТП2	ТП3	ТП4
Трансформатор тока	ТНШЛ-0,66-1500	ТНШЛ-0,66-1000	ТНШЛ-0,66-1250	ТНШЛ-0,66-1500
$U_{\text{ном1Т}} \geq U_{\text{номс}}$	0,66 > 0,4	0,66 > 0,4	0,66 > 0,4	0,66 > 0,4
$I_{\text{ном1}} \geq I_{\text{р}}$	1500 > 609,25	1000 > 880,45	800 > 709,27	1500 > 554,68
$I_{\text{ном1}} \geq I_{\text{ра}}$	1500 > 1273	1000 > 880,45	800 > 709,27	1500 > 1273

Таблица 9.15 – Выбор контрольных кабелей для ТП (0,4 кВ)

Схема соединения	Место установки	Тр-р тока	$z_{\text{Т}}$ , Ом	$S_{\text{приб}}$ , ВА	$r_{\text{пр}}$ , Ом	$F_{\text{min}}$ , мм <sup>2</sup>	$F$ , мм <sup>2</sup>	Марка кабеля
Полная звезда	ТП1	ТНШЛ-0,66-1500	0,8	2	0,22	0,6	2,5	КВВГ-4x2,5-0,66
	ТП2	ТНШЛ-0,66-1000	0,8	2	0,22	0,6	2,5	КВВГ-4x2,5-0,66
	ТП3	ТНШЛ-0,66-1250	0,8	2	0,22	0,6	2,5	КВВГ-4x2,5-0,66
	ТП4	ТНШЛ-0,66-1500	0,8	2	0,22	0,6	2,5	КВВГ-4x2,5-0,66

Выбор трансформаторов тока в нейтралях трансформаторов производим по току, равному 75% от номинального тока трансформатора, т.к. допустимое значение тока небаланса в нулевом проводе для трансформатора с соединением обмоток треугольник/звезда не более 0,75 от номинального тока трансформатора с учетом перегрузки трансформатора тока на 20%, т.е.:

$$I_{\text{ном1}} = \frac{0,75 \cdot S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot 1,2},$$

Приведем пример расчета трансформатора токов нейтраль трансформатора для ТП1:

$$I_{\text{ном1}} = \frac{0,75 \cdot 630}{\sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 1,2} = 568,33 \text{ А.}$$

Выбираем трансформатор тока типа ТНШЛ-0,66 с номинальным напряжением 660 В, классом точности 10Р, номинальным первичным током  $I_{\text{ном1}} = 600$  А, номинальным вторичным током  $I_{\text{ном2}} = 5$  А. Результаты выбора сведем в таблицу 9.16.

Таблица 9.16 – Выбор трансформаторов тока для ТП (0,4 кВ)

Место установки	ТП1	ТП2	ТП3	ТП4
Трансформатор тока	ТНШЛ-0,66-600	ТНШЛ-0,66-1000	ТНШЛ-0,66-600	ТНШЛ-0,66-600
$U_{\text{ном1Т}} \geq U_{\text{номс}}$	0,66 > 0,4	0,66 > 0,4	0,66 > 0,4	0,66 > 0,4
$I_{\text{ном1}} \geq I_{\text{р}}$	600 > 568,33	1000 > 902,11	600 > 568,33	600 > 568,33

На отходящих кабельных линиях предусматривается установка трансформаторов тока нулевой последовательности типа ТЗЛМ-10-УЗ, с коэффициентом трансформации 25/1.

## 9.5 Выбор трансформаторов напряжения

Выбор трансформаторов напряжения производится:

1. По номинальному напряжению:

$$U_{\text{ном1}} \geq U_{\text{номс}} \quad (9.29)$$

2. По мощности нагрузки вторичной обмотки:

$$S_{\text{ном}} \geq S_2 = \sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2}, \quad (9.30)$$

где  $S_2$  – полная мощность потребляемая приборами, подключенными к трансформатору напряжения, В·А;  $P_{\Sigma}, Q_{\Sigma}$  – активная и реактивная мощности подключенных к трансформатору напряжения приборов. Они находятся как:

$$P_{\Sigma} = S_{\text{приб}} \cdot \cos \varphi_{\text{приб}}; \quad (9.31)$$

$$Q_{\Sigma} = S_{\text{приб}} \cdot \sin \varphi_{\text{приб}}. \quad (9.32)$$

Класс точности всех трансформаторов напряжения принимаем 0,5.

При выборе трансформаторов напряжения будем руководствоваться следующими соображениями: измерительные приборы вводов КСО питаются от общей шины напряжения 10 кВ как в аварийном, так и в рабочем режи-

ме (т.е. каждый трансформатор напряжения должен обеспечивать нормальную работу всех измерительных приборов КСО).

Счетчик Гран-Система СС-301 имеет нагрузку каждой цепи напряжения:

$$S=1 \text{ В}\cdot\text{А} \text{ и } \cos \varphi = 0,38, \sin \varphi = 0,925.$$

Вольтметр Э8030М1 имеет нагрузку каждой цепи напряжения

$$S=5 \text{ В}\cdot\text{А} \text{ и } \cos \varphi = 0,2, \sin \varphi = 0,98.$$

Таблица 9.17 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения на шинах

Прибор	Тип прибора	Нагрузка фаз, В·А		
		А	В	С
Вольтметр	Э8030-М1	10	10	10
Вольтметр	Э8030-М1	5	-	5
Счётчик активной и реактивной энергии 2шт.:	СС-301	1,4	1,4	1,4
Итого:		16,4	16,4	16,4

Тогда мощность вторичной обмотки по формуле (9.30):

$$S_2 = 10 + 5 + 1,4 = 16,4 \text{ В}\cdot\text{А}.$$

Таблица 9.18 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения на шинах

Условие выбора	ЗНОЛ-10-У3
$U_{\text{ном1}} \geq U_{\text{номс}}$	10=10
$S_{\text{ном}} \geq S_2 = \sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2}$	75 > 16,4

Так как  $75 > 16,4 \text{ В}\cdot\text{А}$ , то ТН будет работать в требуемом классе точности 0,5.

Выберем контрольный кабель от трансформаторов напряжения до наиболее удаленного статического счетчика, расстояние от ТН до наиболее удаленного счетчика принимаем  $l=7 \text{ м}$ .

$$I_p = \frac{S_{\text{счет}}}{U_{\text{ном.ф.}}} = \frac{1}{(100 / \sqrt{3})} = 0,017 \text{ А}.$$

По условию механической прочности минимальное сечение медных жил контрольного кабеля равно  $1,5 \text{ мм}^2$ . Выбираем четырехжильный кабель

марки КВВГ 4x1,5-0,66 с допустимым током  $I_{\text{доп}} = 19$  А, имеющем удельное активное сопротивление жилы  $r_0 = 12,3$  мОм/м и реактивное  $x_0 = 0,126$  мОм/м.

Рассчитаем потерю напряжения во вторичной цепи ТН по формуле:

$$\Delta U_{\%} = \frac{100 \cdot I_p \cdot l \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi)}{U_{\text{номф}}} =$$

$$= \frac{100 \cdot 0,017 \cdot 0,007 \cdot (12,3 \cdot 0,38 + 0,126 \cdot 0,925)}{57,7} = 0,098\%.$$

Так как  $0,098\% < 0,2\%$ , то требования нормативных документов в отношении допустимой потери напряжения выполняются.

Трансформатор напряжения подключается через высоковольтные предохранители ПКН 001-10 УЗ.

## 9.6 Выбор автоматических выключателей

Выбор автоматических выключателей осуществляется по следующим условиям:

$$I_{\text{ном.а}} \geq I_p \quad (9.33)$$

$$I_{\text{ном.р}} \geq I_p \quad (9.34)$$

где  $I_{\text{ном.а}}$  – номинальный ток автомата, А;  $I_{\text{ном.р}}$  – номинальный ток теплового расцепителя автомата, А;  $I_p$  – расчётный ток линии, защищаемой автоматом, А.

$$I_{\text{откл}} \geq I_k, \quad (9.35)$$

где  $I_{\text{откл}}$ ,  $I_k$ , – соответственно расчётный и предельный ток отключения короткого замыкания, кА.

Проведём выбор автоматических выключателей, устанавливаемых во вводных панелях на стороне 0,4 кВ цеховых трансформаторов.

Расчётный ток для однострансформаторных ТП:

$$I_{\text{нр}} \geq \frac{S_{\text{т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}}, \quad (9.36)$$

где  $I_{\text{нр}}$  – номинальный ток расцепителя выключателя, А.

Расчётный ток для двухтрансформаторных ТП:

$$I_{\text{нр}} \geq \frac{1,4 \cdot S_{\text{т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}}. \quad (9.37)$$

Проверку надежности отключения автоматом аварийного участка сети при однофазном КЗ в любой зоне производится по условию для автоматов с номинальным током более 100А:

$$I_{к(к)} \geq 1,25 \cdot I_{ср.р}, \quad (9.38)$$

для невзрывоопасных зон:

$$I_{к(к)} \geq 3 \cdot I_{ном.р}, \quad (9.39)$$

Приведём пример для выбора автоматических выключателей в ТП1:

Данная подстанция является двухтрансформаторной, следовательно для выбора автомата воспользуемся выражением (9.44):

$$I_{нр} \geq \frac{1,4 \cdot S_{т}}{\sqrt{3} \cdot U_{н}} = \frac{1,4 \cdot 630}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 1273 \text{ А}$$

Выключатели допускают регулировку номинального тока уставки максимального расцепителя ( $I_{нр}$ ) тремя ступенями в пределах от номинального тока выключателя  $I_{ном}$  до  $0,8 \cdot I_{ном}$  или до  $0,63 \cdot I_{ном}$ .

Выбираем автомат ВА55-43 с  $I_{ном}=1600 \text{ А}$ ,  $I_{нр}=1600 \text{ А} > 1273$  - условие выполняется, поэтому номинальный ток уставки максимального расцепителя выбираем равным  $I_{нр}=1600 \text{ А}$ .

Произведем проверку автоматического выключателя ВА55-43 на предельно отключаемый ток по условию и чувствительность срабатывания к току КЗ из условия (9.39) и (9.40):

$$36 \text{ кА} \geq 18,57 \text{ кА};$$

$$10,103 \text{ кА} \geq 1,25 \cdot 1,6 = 2 \text{ кА.}$$

$$10,103 \text{ кА} \geq 3 \cdot 1,6 = 4,8 \text{ кА}$$

Аналогично производим выбор остальных автоматов. Номинальные токи секционных выключателей выбираются на ступень ниже номинальных токов вводных автоматов. Результаты расчёта сводим в таблицу 9.15 и 9.16.

Таблица 9.20 – Выбор секционных выключателей 0,4 кВ

ТП	$I_{к}^{max}$ , кА	$i_{у}$ , кА	Тип выключа- теля	$I_{на}$ , А	$I_{нр}$ , А	$K_{отс}$	$I_{откл}$ , кА
ТП1	10,103	18,573	ВА 55-43	1250	1250	2	31
ТП4	10,087	18,545	ВА 55-43	1250	1250	2	31

Таблица 9.19 – Выбор автоматических выключателей 0,4 кВ

ТП	$I_{\text{к}}^{\text{max}}$ , кА	$i_{\text{у}}$ , кА	$I_{\text{р}}$ , А	Тип выключателя	$I_{\text{на}}$ , А	$I_{\text{нр}}$ , А	$K_{\text{отс}}$	$I_{\text{откл}}$ , кА
ТП 1	10,103	18,573	1273	ВА 55-43	1600	1600	2	31
ТП 2	12,21	22,447	1443	ВА 55-43	1600	1600	2	31
ТП 3	10,08	18,533	909,3 2	ВА 55-43	1000	1000	2	31
ТП 4	10,087	18,545	1273	ВА 55-43	1600	1600	2	31

Выберем автоматические выключатели для защиты конденсаторных установок. Конденсаторные установки должны иметь защиту от токов КЗ, действующую на отключение без выдержки времени. Номинальный ток БНК определяется по формуле:

$$I_{\text{нр}} \geq I_{\text{нк}} = \frac{1,3 \cdot Q_{\text{БНК}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}} \quad (9.40)$$

Для БНК, установленном на ТП 1, типа АКУ-0,4-220-20УЗ:

$$I_{\text{нр}} \geq I_{\text{нк}} = \frac{1,3 \cdot 220}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 412,8 \text{ А.}$$

По [1] выбираем автомат ВА55-41 с  $I_{\text{ном}}=630 \text{ А}$ ,  $I_{\text{нр}}=504 \text{ А}$ .

Аналогично производим выбор автоматов для остальных БНК. Результаты расчета сводим в таблицу 9.17.

Таблица 9.21 – Автоматические выключатели для БНК

№ ТП	$Q_{\text{БНК}}$ , квар	$I_{\text{нк}}$ , А	Тип выключателя	$I_{\text{ном}}$ , А	$I_{\text{нр}}$ , А
ТП1	2x220	412,8	ВА 55-41	630	504
ТП2	1x240	450,33	ВА 55-41	630	504
ТП3	1x450	844,37	ВА 55-41	1000	1000
ТП4	2x250	469,09	ВА 55-41	630	504

## 10 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА ЭЛЕМЕНТА СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Проектируются к установке следующие виды РЗА для элементов электроснабжения завода, согласно:

а) на кабельных линиях питающих РП предприятия от ПС 110/10 кВ установим максимальную токовую защиту (МТЗ), токовую отсечку (ТО) без выдержки времени, защиту от замыканий на землю, автоматическое повторное включение (АПВ), устройство резервирования при отказе выключателя (УРОВ) ;

б) на вводном выключателе (выключатель марки ВВ/TEL-10-630) РП предприятия установим логическую защиту шин (ЛЗШ), дуговую защиту (ДЗ), устройство резервирования при отказе выключателя (УРОВЗ) , автоматическое повторное включение (АПВ) и автоматический ввод резерва (АВР);

в) на секционном выключателе (выключатель марки ВВ/TEL-10-630) РП предприятия установим МТЗ и автоматический ввод резерва (АВР), устройство резервирования при отказе выключателя (УРОВ);

г) для защиты отходящих от РП к ТП магистралей примем к установке МТЗ, ТО без выдержки времени, защиту от замыканий на землю, устройство резервирования при отказе выключателя (УРОВ);

д) для защиты трансформаторов цеховых подстанций устанавливаются защиту от однофазных коротких замыканий на землю на стороне низшего напряжения. Защиту от однофазных коротких замыканий на землю осуществляем автоматическим выключателем с расцепителем максимального тока, установленным на стороне низшего напряжения;

е) защита секций и АВР на стороне 0,4кВ ТП осуществляется автоматическими выключателями (выбор автоматических выключателей был произведён в девятом разделе дипломного проекта);

ж) защита элементов в сети 0,4кВ. Основной защитой в таких сетях является токовая защита. Защита осуществляется плавкими предохранителями и автоматическими выключателями.

Поскольку объемом дипломного проекта не предусматривается выбор всех перечисленных элементов релейной защиты и автоматики, в качестве примера ограничимся расчетом параметров защиты секционного выключателя на РП 10 кВ предприятия.

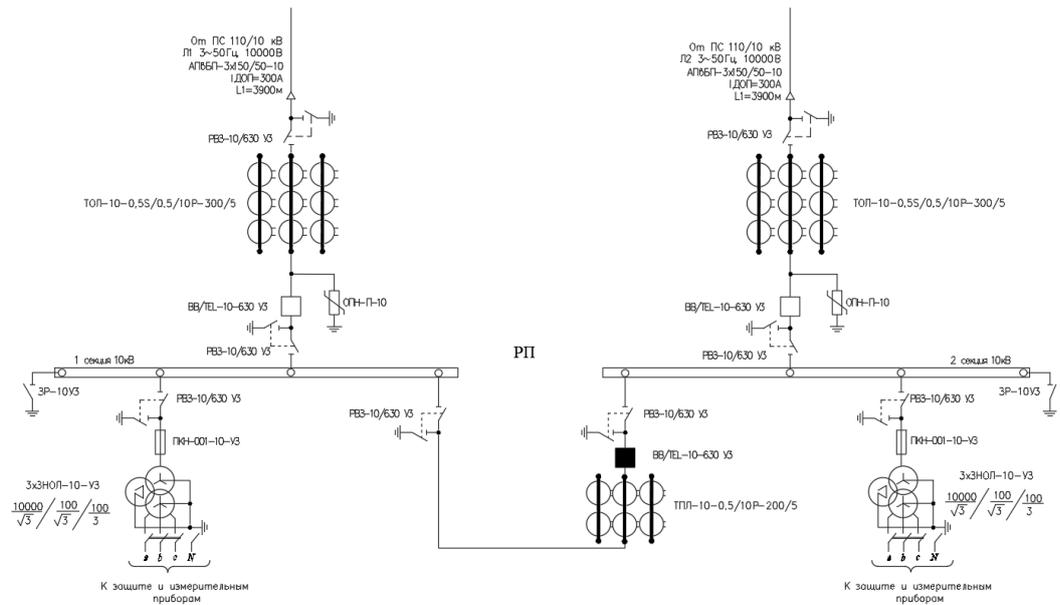


Рисунок 10.1- Поясняющая схема для выбора параметров защиты секционного выключателя

Рассчитаем уставку МТЗ секционного выключателя. Ток срабатывания защиты

$$I_{сз} = \frac{k_{отс} \cdot k_{сз}}{k_B} \cdot I_p, \quad (10.1)$$

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

$k_{сз}$  – коэффициент, учитывающий самозапуск электродвигателей;

$k_B$  – коэффициент возврата реле,  $k_B = 0,95$ .

Ток срабатывания реле МТЗ

$$I_{ср} = \frac{K_{сх}}{n_T} \cdot I_{сз}, \quad (10.2)$$

где  $K_{сх}$  – коэффициент схемы, для неполной звезды  $K_{сх} = 1$ .

$n_T$  – коэффициент трансформации трансформаторов тока.

Для трансформаторов тока типа ТОЛ-10-200/5-0,5/10P У3, которые установлены в камере секционного выключателя,  $n_T = 200 / 5 = 40$ .

Определим коэффициент самозапуска. Для этого сначала найдем максимальные рабочие и пусковые токи АД и трансформаторов и сведем в таблицу 10.1:

$$I_{дв} = \frac{P_{ном,дв}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \eta \cdot \cos \varphi} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0,946 \cdot 0,89} = 27,43 \text{ А.}$$

Таблица 10.1 – Результаты расчета токов

Наименование	Мощность	$I_{\text{НОМ}}, \text{А}$	$K_{\text{П}}$	$I_{\text{пуск}}, \text{А}$
АД	400 кВт	27,43	5,3	145,37
2хТМГ-33/630	630 кВА	36,37	2,9	105,47
ТМГ-33/100	1000 кВА	57,73	2,9	167,41
Сумма	-	157,9	-	523,72

Определим сопротивление системы:

$$x_c = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{к}}^{(3)}} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 5,45} = 1,059 \text{ Ом.}$$

Определяем сопротивление трансформатора ТРДН-40000/110, питающего одну шину РП:

$$x_{\text{тр}} = \frac{U_{\text{к}}}{100} \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{1,875 \cdot 10,5}{100} \cdot \frac{10^2}{40} = 0,492 \text{ Ом.}$$

Рассчитаем эквивалентное сопротивление нагрузки:

$$x_{\text{нагр}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{пуск}}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 523,72} = 11,024 \text{ Ом.}$$

Определяем ток самозапуска:

$$I_{\text{сз}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot (x_{\text{нагр}} + x_{\text{тр}} + x_c)} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot (11,024 + 0,492 + 1,059)} = 459,125 \text{ А.}$$

Тогда коэффициент самозапуска будет равен:

$$k_{\text{сз}} = \frac{I_{\text{сз}}}{I_{\text{раб}}} = \frac{459,125}{157,9} = 2,9.$$

Тогда ток срабатывания защиты по (10.1)

$$I_{\text{сз}} = \frac{1,1 \cdot 2,9}{0,95} \cdot 262,16 = 880,306 \text{ А.}$$

Следовательно, ток срабатывания реле в соответствии с (10.2)

$$I_{\text{ср}} = \frac{1}{40} \cdot 880,306 = 22,008 \text{ А.}$$

Минимальный ток в реле при двухфазном КЗ

$$I_{\text{р.мин}} = \frac{K_{\text{сх}} \cdot I_{\text{кз}}^{(2)}}{n_{\text{T}}} = \frac{K_{\text{сх}} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} I_{\text{кз}}^{(3)}}{n_{\text{T}}}, \quad (10.3)$$

где  $I_{\text{кз}}^{(3)}$  – ток трехфазного КЗ на шинах РП,  $I_{\text{кз}}^{(3)} = 5,45$  кА (из таблицы 8.2).

$$I_{p.min} = \frac{1 \cdot \sqrt{3} \cdot 5,45 \cdot 10^3}{40} = 117,99 \text{ А.}$$

Коэффициент чувствительности защиты при двухфазном КЗ

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{p.min}}{I_{\text{ср}}}; \quad (10.4)$$

$$k_{\text{ч}} \geq 2,0. \quad (10.5)$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{117,99}{22,008} = 5,361 > 2,0,$$

следовательно, МТЗ будет успешно срабатывать.

Выдержка времени защиты отходящих от РП линий  $t_{\text{сз.л}} = 0,4$  с. Выдержка времени МТЗ на секционном выключателе должна быть на ступень больше выдержки времени защиты отходящих линий:

$$t_{\text{сз}} = t_{\text{сз.л}} + \Delta t; \quad (10.6)$$

$$t_{\text{сз}} = 0,4 + \Delta t = 0,4 + 0,3 = 0,7 \text{ с.}$$

Время действия АВР выбирается исходя из следующих условий:

1) условия отстройки от времени срабатывания защит, в зоне действия которых КЗ могут вызвать снижение напряжения:

$$t_{\text{ср.АВР}} \geq t_1 + \Delta t; \quad (10.7)$$

где  $t_1$  – наибольшее время срабатывания защит присоединений;

$\Delta t$  – ступень селективности;  $\Delta t = 0,3$  с.

2) по условию согласования с другими видами устройств противоаварийной автоматики.

Принимаем время срабатывания АВР по (10.7)

$$t_{\text{ср.АВР}} = 0,4 + 0,3 = 0,7 \text{ с.}$$

На листе 6 графической части показана принципиальная схема релейной защиты секционного выключателя на РП 10 кВ. Коротко опишем работу схемы защиты.

Опишем работу схемы защиты. Релейная защита и автоматика секционного выключателя осуществляется блоком А, который осуществляет функцию «токовой отсечки», действующей некоторое время после включения секционного выключателя  $Q3$  (ВВ/TEL-10-630 У3) и «МТЗ» с выдержкой времени. Блок А также производит АВР выключателя и контролирует положение разъединителей  $QS1, QS2$  (РВЗ 10-630 У3) и выключателя  $Q3$ .

В схеме имеется возможность ручного управления выключателем  $Q3$  с помощью переключателя  $SA1$  и кнопок  $SB1, SB2$ .

Контроль неисправностей питания осуществляется с помощью сигнальной лампы SB3. При отключенном выключателе и отсутствии неисправностей во вторичных цепях горят сигнальные лампы *HL2* и *HL4*.

Для контроля температуры служит термостат *SK1*.

Коротко опишем работу схемы защиты.

При отключении одного из рабочих вводов (выключатель *Q1* или *Q2*) срабатывает промежуточное реле *KL2* и *KL4*. Реле *KL4* своим контактом *KL4* включает блок релейной защиты *A*. Реле *KL2* подает сигнал на блок управления выключателем *AF3* и выключатель включается. При включении *Q3* гаснет сигнальная лампа *HL2* и загорается *HL1*. Если включение выключателя произошло на короткое замыкание, то блок *A* функцией «токовой отсечки» отключит выключатель без выдержки времени и запретит его повторное включение. Если КЗ произошло через некоторое время после включения выключателя, то блок *A* функцией «МТЗ» отключит выключатель через промежуточное реле *KL2* с выдержкой времени.

## 11. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ ИЗМЕРЕНИЯ, УЧЕТ И ЭКОНОМИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Для обеспечения постоянного контроля за работой отдельных элементов системы электроснабжения и учета вырабатываемой и потребляемой электроэнергии подлежат измерению величины тока, напряжения, частоты, мощности и электроэнергии, для чего и используются контрольно-измерительные приборы.

Установка амперметра производится в цепях, в которых необходим контроль тока (ввод РП, трансформаторы, отходящие линии, перемычки между секциями сборных шин, конденсаторные установки, некоторые электроприемники). При равномерной нагрузке обычно ток измеряется только в одной фазе. При неравномерной измерения производятся в каждой фазе раздельно.

Измерение напряжения производится на каждой секции сборных шин РП и ТП. В трехфазных электроустановках обычно производится измерение одного междуфазного напряжения. В сетях с изолированной нейтралью вольтметры используются также для контроля изоляции. Для этой цели могут применяться три вольтметра, включаемые на фазные напряжения через измерительный трансформатор типа ЗНОЛ, присоединенный к секции РП. На ТП напряжение измеряется только на стороне низшего напряжения.

На предприятии различают расчетный (коммерческий) и технический (контрольный) учет электроэнергии.

Расчетный учет электроэнергии предназначен для осуществления денежных расчетов за выработанную, а также отпущенную потребителям электроэнергию.

Технический учет предназначен для контроля расхода электроэнергии внутри предприятия. Для предприятия следует предусматривать возможность установки стационарных или переносных счетчиков с целью контроля за соблюдением лимитов расхода электроэнергии цехами, линиями и агрегатами, для определения расхода электроэнергии на единицу выпускаемой продукции. Приборы технического учета находятся в ведении самих потребителей. Для их установки и снятия разрешение электроснабжающей организации не требуется.

Перечень измерительных приборов и схемы их расположения показаны в таблице 11.1.

В данном дипломном проекте использованы следующие типы контрольно-измерительных приборов: амперметр Э377, вольтметр Э377, счетчик активной и реактивной энергии ГРАН-ЭЛЕКТРО СС-301.

Также в дипломном проекте для измерения и учета электроэнергии принят преобразователь многоканальный программируемый микропроцессорный импульсных сигналов (сумматор). Он предназначен для автоматизации диспетчерского учета потребляемой электроэнергии, а также оперативного контроля электропотребления по сменам, суткам, зонам суток, месяцам и другим расчетным периодам на промышленных предприятиях и в энергосистемах. Данное устройство обеспечивает прием импульсных сигналов от счетчиков-датчиков по 9 входным каналам, осуществляет учет электроэнергии по двух- или трехтарифным зонам, выдает сигналы о возможности превышения установленных лимитов электропотребления. Сумматор может подключаться к внешним ПЭВМ и модемам, что позволяет поддерживать связь с системами учета энергии более высокого уровня.

Таблица 11.1. - Контрольно-измерительные приборы и места их установки

Цепь	Устанавливаемые приборы
Кабельная линия 10 кВ, питающая РП завода	Амперметр, расчетные счетчики активной и реактивной энергии
Кабельная линия 10 кВ, питающая ТП цеха	Амперметр, расчетные счетчики активной и реактивной энергии
Сборные шины РП 10 кВ	Вольтметр для измерения междуфазного напряжения, три вольтметра для измерения фазного напряжения
Трансформатор цеховой подстанции	Амперметр в каждой фазе, счетчик активной и реактивной энергии
Сборные шины ТП 0,4 кВ	Вольтметр для измерения междуфазного напряжения
Секционный выключатель	Амперметр

Мероприятия по экономии электроэнергии на промышленном предприятии.

Мероприятия по экономии электроэнергии на промышленных предприятиях можно разделить на конструктивные и эксплуатационные. К первым относятся мероприятия, требующие дополнительных капиталовложений, связанных с применением нового энергоэффективного оборудования и регулирующих устройств, установкой дополнительных средств компенсации реактивной мощности и т.п. Ко вторым - малозатратные мероприятия, для осуществления которых не требуется существенных материальных и денежных

затрат: своевременное отключение малозагруженных трансформаторов, установление рациональных режимов работы линий, трансформаторов и высоковольтных электродвигателей.

Автоматизация учета и контроля электропотребления на базе современных систем позволяет не только регистрировать показания счетчиков, но и способствует рациональному использованию электроэнергии. Как показывает опыт эксплуатации, применение автоматизированных систем учета и контроля снижает расход электроэнергии на величину, достигающую 5 % от общего электропотребления промышленного объекта.

Важную роль для экономии электроэнергии играет автоматизация производственных процессов и отдельных технологических установок. В частности, автоматизация компрессорных станций сжатого воздуха снижает расход электроэнергии примерно на 10%, автоматическое регулирование и управление вентиляционными установками в зависимости от температуры наружного воздуха – на 10-15%, автоматическое управление электрическим освещением – на 15%, автоматизация и телемеханизация технологических процессов – на 2-3 %.

Автоматическое регулирование мощности КУ предотвращает перекompенсацию и позволяет компенсировать изменяющуюся реактивную нагрузку потребителей, реализуя наиболее оптимальный режим работы системы электроснабжения, что уменьшает потери электроэнергии примерно на 10 %.

Важное значение для экономии электроэнергии на освещение имеет содержание в чистоте окон и световых фонарей, ламп и светильников, сокращение продолжительности горения ламп в течение суток, поддержание величины напряжения в осветительных установках в оптимальных пределах.

Величина фактического напряжения  $U$  на зажимах электроприемников оказывает существенное влияние на электропотребление. Для экономии электроэнергии необходимо по возможности понижать эксплуатационное напряжение, поддерживая его величину в допустимых пределах (не ниже  $0,95U_{ном}$ ).

Для снижения уровней напряжения в осветительных сетях применяются специальные тиристорные ограничители напряжения.

На цеховых ТП можно регулировать напряжение на шинах до 1 кВ в пределах  $\pm 5\%$  от  $U_{ном}$  путем изменения коэффициента трансформации трансформатора. Снижая напряжение на 5 %, можно уменьшить потребляемую активную мощность на величину 1,5 - 3,75 %. Внедрение ограничителей холостого хода сварочных трансформаторов позволяет сэкономить порядка 5 % потребляемой ими активной электроэнергии.

## 12. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ РАСЧЁТЫ

### 12.1 Организация управления энергохозяйством

В блоке основных цехов завода по производству станков применяется централизованное построение энергоремонтной службы.

При централизованной организации ремонтно-эксплуатационной службы повышена ответственность отдела главного энергетика (ОГЭ) и энергоцеха за состояние цехового электрооборудования и электрических сетей. При этом обеспечивается более квалифицированная работа ремонтно-эксплуатационных участков, повышается контроль над состоянием электрических сетей и оборудования, их эксплуатацией, а также качеством выполняемых ремонтных работ и использованием рабочей силы.

Во главе энергетического хозяйства стоит главный энергетик.

Основные функции главного энергетика:

- Непосредственное административное и техническое руководство ОГЭ;
- Техническое и методическое руководство службами цеховых энергетиков;
  - Непосредственное совершенствование структуры ОГЭ, чтобы при любых изменениях в сфере основного производства в максимальной степени обеспечивать запросы производства с наименьшими затратами;
    - надзор за правильной эксплуатацией электрооборудования;
    - нормирование энергоресурсов и их рациональное использование;
    - определяет потребность в запасных частях для ремонта электрооборудования, обеспечивает их изготовление силами энергоремонтных цехов, размещает заказы на изготовление их в других цехах завода;
  - отвечает за технически безопасное состояние и за организацию безопасной эксплуатации общезаводских и межцеховых энергетических объектов;
  - запрещает работу энергооборудования и энергоустановок в случаях грубого нарушения правил технической эксплуатации или неудовлетворительного технического состояния, угрожающего жизни людей, аварией или пожаром;
  - Предоставлять руководству предприятия предложения о наложении взыскания и депремировании инженерно-технического персонала производственных и вспомогательных цехов за допущенные аварии и нарушения правил техники безопасности, неправильную эксплуатацию и плохое содержание электрооборудования и сетей.

Главный энергетик лично и через отдел главного энергетика осуществляет непосредственное заключение договоров на поставку необходимых энергоносителей.

Бюро планирования, экономики и ППР планирует объемы работ энергостроительных и осуществляет увязку планов с планами других подразделений, рассчитывает показатели и осуществляет анализ экономической деятельности хозяйства; составляет сводные заявки по предприятию; рассчитывает сметы затрат на ремонт и эксплуатацию энергетического оборудования; разрабатывает инструкции по уходу за электрооборудованием; осуществляет контроль состояния приборов и учет электроэнергии, предоставляет главному энергетiku ежегодные сводки потребления топлива, энергии и энергоносителей.

Проектно-конструкторское бюро составляет и корректирует чертежи и схемы; разрабатывает и внедряет единую систему измерения сетей и оборудования; составляет инструкции по эксплуатации сетей и электрооборудования; разрабатывает организационно-технические мероприятия по экономии электроэнергии; ведет технический надзор за работами по расширению и реконструкции; решает вопросы надежности и повышения качества электроэнергии.

Теплотехнический сектор разрабатывает и внедряет мероприятия по экономии теплоты, сжатого воздуха, а так же внедрению мероприятий по использованию вторичных энергоресурсов, осуществляет технический надзор за соблюдением правил техники эксплуатации и техники безопасности; занимается вопросами очистки сточных вод и их повторного использования; осуществляет контроль за наладкой и модернизацией теплового и сантехнического оборудования.

Вентиляционное бюро разрабатывает мероприятия по максимальному обеспечению цехов естественным теплообменом, воздухообменом; особое внимание уделяет технологическим процессам, связанным с внедрением новых решений, следит за производствами, связанными с вредными, самовоспламеняющимися и взрывоопасными предметами.

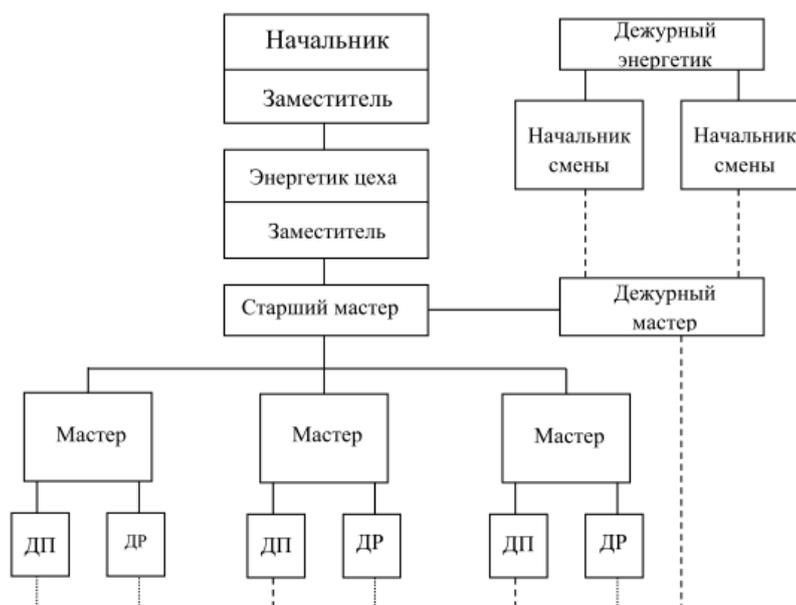


Рисунок 12.1 – Структура энергетической службы цеха

В соответствии с производственными инструкциями и распоряжениями дежурный энергетик руководит переключениями в заводских сетях, осуществляет контроль и разрешение заявок на запуск агрегатов большой мощности, выводит в ремонт и вводит после ремонта оборудование, руководит производством испытаний. В аварийных ситуациях руководит операциями по ликвидации аварии с вызовом ремонтного персонала и руководства при питании предприятия от районной энергосистемы.

Начальник смен обеспечивает надежную, экономичную эксплуатацию электроустановок и сетей, осуществляют текущий контроль за нагрузками оборудования и параметрами энергии. В их функции входит так же выполнение переключений в сетях, пуск и остановка оборудования, ликвидация аварий, а также обеспечение соблюдения всем персоналом смены правил техники эксплуатации, техники безопасности и пожарной безопасности.

Оперативный персонал занимается выполнением оперативных переключений схем основных сетей предприятия.

Схема оперативного диспетчерского управления энергохозяйства представлена на рисунке 12.2.



Рисунок 12.2 – Схема оперативного дежурного управления энергохозяйства

## 12.2 Технико-экономические показатели

Суммарная мощность цеховых трансформаторов:

$$S_{TP} = 5 \cdot 630 + 1 \cdot 1000 = 4150 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Годовое потребление электрической энергии:

$$W = W_{СИЛ} + W_{ОСВ} + \Delta W, \quad (12.1)$$

$$W_{СИЛ} = \alpha \cdot P_{см} \cdot T_z, \quad (12.2)$$

$$W_{ОСВ} = K_c \cdot P_{ро} \cdot T_{осв}, \quad (12.3)$$

где  $W_{СИЛ}$  – энергия, потребляемая силовой нагрузкой предприятия, кВт·ч;

$W_{ОСВ}$  – энергия, потребляемая осветительными установками, кВт·ч;

$\Delta W$  – годовая величина потерь энергии в общезаводских сетях и трансформаторах (после компенсации), кВт·ч;

$\alpha$  – годовой коэффициент сменности по энергоиспользованию, согласно [4] для заводов электротехнической промышленности можно принять  $\alpha = 0,65$

$P_{см}$  – средняя нагрузка за наиболее загруженную смену, кВт;

$T_z$  – годовая продолжительность работы силовых электроприемников;

$P_{ро}$  – расчетная нагрузка освещения, кВт;

$T_{осв}$  – время использования максимума осветительной нагрузки, принимаемое по справочнику в зависимости от географической широты, числа рабочих смен и наличия естественного освещения,  $T_{осв} = 4150$  ч.

$K_c$  – коэффициент спроса ( $K_c=0,9$ );

По рассчитанным ранее значениям силовых и осветительных нагрузок (таблица №6.4) и потерям электроэнергии, используя формулы (12.1), (12.2) и (12.3) определяем:

$$W_{СИЛ} = 0,65 \cdot 3764,1 \cdot 4000 = 9786660 \text{ кВт}\cdot\text{ч};$$

$$W_{ОСВ} = 0,9 \cdot 236,72 \cdot 4150 = 884149,2 \text{ кВт}\cdot\text{ч};$$

$$\Delta W = 898323,55 \text{ кВт}\cdot\text{ч}.$$

Следовательно, годовое потребление электроэнергии:

$$W = 9786660 + 884149,2 + 898323,55 = 10773432,75 \text{ кВт}\cdot\text{ч}.$$

Максимальное значение потребляемой активной мощности:

$$P_{МАХ} = \frac{W}{T_{\max}}. \quad (12.4)$$

где  $T_{\max}$  – время использования максимума нагрузки предприятия.

Найдем максимальное значение потребляемой активной мощности по формуле (12.4):

$$P_{МАХ} = 10773432,75 / 4000 = 2693,35 \text{ кВт}.$$

Стоимость основных средств примем равной величине капитальных вложений (пункт 6 пояснительной записки):

$$K_{ОС} = K = 1216,54 \text{ тыс. руб.}$$

Амортизационные отчисления и годовые расходы на текущие ремонты и обслуживание были определены ранее:

$$I_{ам1} = 43,141 \text{ тыс. руб.};$$

$$I_{экс1} = 21,21 \text{ тыс. руб.}$$

Суммарная номинальная мощность, устанавливаемых конденсаторных установок:

$$Q_{КУ} = 1630 \text{ квар.}$$

Средний тариф на электроэнергию был определен ранее и составляет:

$$\beta_{ср} = 0,34424 \text{ руб. / кВт}\cdot\text{ч}.$$

Годовая плата за потребляемую предприятием электроэнергию определяется по двухставочному тарифу:

$$П_{ЭЛ} = a \cdot P_{МАХ} + b \cdot W. \quad (12.5)$$

$$П_{ЭЛ} = 30,082 \cdot 2693,35 \cdot 12 + 0,254 \cdot 10773432,75 = 3708,71 \text{ тыс.руб.}$$

В том числе стоимость потерь электроэнергии:

$$I_{ном} = \beta_{ср} \cdot \Delta W; \quad (12.6)$$

$$I_{ном} = 0,34424 \cdot 898323,55 = 309,238 \text{ тыс. руб.}$$

Стоимость полезного кВт·ч электроэнергии:

$$C_{пол} = \frac{П_{эл} + I_{ам} + 1,1 \cdot I_{экс}}{W_{пол}}, \quad (12.7)$$

где  $W_{пол}$  - полезное потребление электроэнергии предприятием, кВт·ч, определяется по формуле:

$$W_{пол} = W - \Delta W. \quad (12.8)$$

$$W_{пол} = 10773432,75 - 898323,55 = 9875109,2 \text{ кВт·ч.}$$

Значит, по формуле(12.7):

$$C_{пол} = \frac{3708,71 \cdot 10^3 + 43,141 \cdot 10^3 + 1,1 \cdot 21,21 \cdot 10^3}{9875109,2} = 0,382 \text{ руб. / кВт·ч.}$$

Приведенные дисконтированные затраты принятого варианта схемы электроснабжения, определенные в пункте б пояснительной записки:

$$З = 469,565 \text{ тыс. руб.}$$

Таблица 12.1 – Техничко-экономические показатели

Наименование показателя	Обозначение	Единица измерения	Величина
Суммарная мощность трансформаторов	$S_{тр}$	кВ·А	4150
Расчетная мощность	$P_p$	кВт	3764,1
Время использования максимума нагрузки	$T_{max}$	ч/год	4000
Годовое потребление электроэнергии	$W$	млн. кВт·ч	10,77
Потери электроэнергии	$\Delta W$	млн. кВт·ч	0,898
Стоимость основных средств	$K_{ос}$	тыс. руб.	1216,54
Средний тариф на электроэнергию	$\beta_{ср}$	руб./кВт·ч	0,344
Стоимость потребляемой электроэнергии	$П_{эл}$	тыс. руб.	3708,71
Стоимость потерь электроэнергии	$I_{пот}$	тыс. руб.	309,238
Стоимость полезного кВт·ч энергии	$C_{пол}$	руб./кВт·ч	0,382
Приведенные затраты принятого варианта	$З$	тыс. руб.	495,243

## 13. ОХРАНА ТРУДА

### МЕРЫ БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ОБСЛУЖИВАНИИ КРУ

К обслуживанию КРУ допускается специально обученный технический и оперативный персонал, имеющий соответствующую квалификационную группу по технике безопасности и знающий конструкцию и особенности эксплуатации КРУ.

Исходя из условий безопасности к КРУ предъявляются следующие требования.

Двери шкафов КРУ должны быть оборудованы замками и иметь надежные петли, предотвращающие их срыв при дуговых замыканиях внутри ячеек. Обе двери коридора обслуживания шкафов КРУН и двери ЗРУ с КРУ должны иметь легко открывающиеся изнутри замки (запоры), позволяющие персоналу в случае повреждений КРУ легко выйти наружу.

Фасадные двери всех шкафов КРУ должны быть нормально закрытыми, а фасадные перегородки уплотнены (съёмные крышки надежно закреплены, стекла смотровых окон вставлены, проемы закрыты и т.п.). Нарушение этих требований представляет опасность для персонала при дуговых замыканиях внутри КРУ.

Шторки КРУ с выкатными тележками должны автоматически закрываться при выкатывании тележек и иметь приспособления для их запираания. На шторках должны быть нанесены предупредительные надписи в соответствии с требованиями ПТБ.

Шкафы КРУ должны быть заземлены (сваркой или болтовыми соединениями). На конструкции КРУ должны быть болтовые зажимы, а на токоведущих шинах при необходимости оставлены незакрашенные места для подключения переносных заземлений.

Корпус выкатных тележек шкафов КРУ с выдвижными элементами должен иметь не менее двух непрерывных надежных электрических контактов с корпусом шкафа в рабочем, контрольном и промежуточном положении тележки.

Рукоятки приводов заземляющих ножей КРУ должны быть окрашены в красный цвет.

Объем блокировочных устройств КРУ определяется требованиями "Сборника директивных материалов. Электротехническая часть" СМ., СПО Союзтехэнерго, 1983) и проектом на данную электроустановку. В частности, в шкафах КРУ с выкатными тележками должны быть выполнены следующие виды блокировок, запрещающих:

а) перемещение тележки из рабочего положения в контрольное, а также из контрольного в рабочее при включенном выключателе;

б) перемещение тележки из контрольного положения тележки в рабочее при включенном заземляющем разъединителе;

в) включение выключателя при нахождении тележки в промежутке между рабочим и контрольным положениями;

г) вкатывание и выкатывание тележек с разъединяющими контактами под нагрузкой (шкафы без выключателей);

д) включение заземляющих разъединителей сборных шин, если тележки с выключателями вводов рабочего и резервного питания находятся в рабочем положении;

е) перевод тележек ввода рабочего и резервного питания в рабочее положение при включенном заземляющем разъединителе сборных шин;

ж), включение заземляющего разъединителя в шкафу секционирования при рабочем положении секционного выключателя.

В шкафах КРУ со стационарным размещением аппаратов должны быть выполнены следующие виды блокировок, запрещающих:

а) включение и отключение разъединителей при включенном выключателе;

б) включение основных ножей разъединителя при включенных заземляющих ножах и включение заземляющих ножей при включенных основных;

в) включение заземляющего разъединителя сборных шин при включенном положении выключателей (разъединителей) ввода и секционных и включение последних при включенном положении заземляющего разъединителя сборных шин. Допускается при сложности выполнения блокировки запирающие заземляющих разъединителей сборных шин на специальный замок;

г) открывание дверей высоковольтного отсека (при отсутствии сетчатого ограждения) при наличии напряжения в отсеке.

Кроме того, в соответствии с проектной схемой шкафы КРУ могут иметь блокировочные устройства с внешними коммутационными аппаратами (отделителями и разъединителями на стороне высшего напряжения и т.п.).

Персоналу, обслуживающему КРУ, необходимо знать, что в КРУ некоторых серий имеется ряд мест, опасных для персонала. Наиболее опасны из них:

- шкафы трансформаторов СН, серии К-У1\* ранних выпусков, у которых трансформатор подсоединяется через разъединитель РВФ-10 к сборным шинам. Это приводит к тому, что при наличии на них напряжения разъединитель в другом отсеке оставался под напряжением;

- шкафы серии К-ХШ (выпусков до 1968 г.), у которых верхние разъединяющие контакты не закрывались горизонтальными шторками при выкатывании тележки, что не позволяет работать на трансформаторах тока из-за возможного приближения к верхним разъединяющим контактам;

- шкафы СБРУН, не имеющие блокировки разъединителей с дверьми (сетчатыми ограждениями).

Дополнительные правила техники безопасности при обслуживании КРУ должны быть указаны в местных инструкциях.

При обслуживании КРУ помимо общих должны соблюдаться следующие правила техники безопасности.

При обслуживании КРУ запрещается:

а) проникать без снятия напряжения и наложения заземления на токоведущие части в высоковольтную часть ячейки для работы на ней;

б) производить демонтаж защитных шторок, блокировочных устройств и перегородок между отсеками ячейки;

в) производить работы на выключателе или приводе при взведенном положении рабочих пружин и включенных цепях управления выключателем;

г) накладывать заземления (включать заземляющие разъединители) без видимого разрыва токоведущей цепи или без проверки отсутствия напряжения;

д) использовать основные ножи разъединителей в качестве заземляющих, когда заземление токоведущих частей происходит автоматически при отключении разъединителя;

е) открывать выхлопные (разгрузочные) клапаны, так как это может привести к ошибочному отключению выключателя;

ж) хранить в коридоре обслуживания КРУ и ЗРУ легковоспламеняющиеся и взрывоопасные вещества и горючие предметы;

з) производить плановые осмотры КРУН во время грозы и дождя.

Для производства работ на выкатной тележке КРУ необходимо:

а) отключить выключатель данного присоединения;

б) выкатить тележку в ремонтное положение;

в) запереть дверцы шкафа, а при их отсутствии - автоматические шторки;

г) на дверцах шкафа вывесить плакат "Не включать - работают люди", а при их отсутствии - на верхней шторке "Стой, высокое напряжение!", "Не включать - работают люди".

Для производства кратковременных работ в отсеке, где находилась тележка КРУ, необходимо:

а) запереть на замок защитные шторки, закрывающие отсеки с токоведущими частями, которые находятся под напряжением;

б) вывесить плакаты: на шторках "Стой, высокое напряжение!", в отсеке - "Работать здесь".

При работах в КРУ в отсеках кабельных и воздушных линий (например, на трансформаторах тока) необходимо:

- выкатить тележку в ремонтное или контрольное (в КРУ с двусторонним обслуживанием) положение;

- зафиксировать тележку в контрольном положении;

- убедиться в отсутствии напряжения;

- включить заземляющий разъединитель при отсутствии напряжения со стороны линии;

- вывесить плакат "Не включать - работают люди" на тележке, находящейся в контрольном положении;

- вывесить плакат "Работать здесь" в отсеке, где производятся работы.

Для опробования выключателей и проверки действия устройств защиты в шкафу КРУ необходимо:

- выкатить тележку в ремонтное (при наличии удлиняющего жгута) или контрольное положение и зафиксировать в нем;

- прекратить все работы в отсеках КРУ.

Ранее наложенные в шкафу КРУ заземления при опробовании оборудования не снимать.

Следует помнить, что при наличии дефектов в оборудовании КРУ или неудовлетворительной его эксплуатации КРУ могут представлять опасность для обслуживающего персонала. Наибольшую опасность представляют КРУ с масляными выключателями, в которых при нарушении их контактной системы (недовключении, повреждении контактов и т.п.) под действием электрической дуги разлагается трансформаторное масло и выделяется взрывоопасная смесь газов.

Наиболее взрывоопасны выключатели с пружинными приводами из-за недостаточного усилия рабочих пружин, которые могут недовключить выключатель при коротком замыкании на линии, что может привести к его повреждению.

Выключатели с электромагнитными приводами более надежны и поэтому менее опасны для персонала

При обслуживании КРУ необходимо соблюдать следующие меры предосторожности.

Перед осмотром КРУ необходимо убедиться в отсутствии шума и потрескиваний внутри КРУ. При обнаружении дыма или ненормального шума запрещается приближение к КРУ до снятия напряжения с поврежденного шкафа, например, путем дистанционного отключения выключателя ввода.

При осмотре действующего КРУ необходимо в первую очередь проверить положение сигнальных устройств защиты и автоматики, а также оборудование шкафов КРУ, выключатели которых аварийно отключались.

Включение выключателя после его аварийного отключения (включение на возможное короткое замыкание) необходимо производить только дистанционно.

При плановых выключениях выключателей следует выполнять рекомендации

При ремонтных работах на выключателе необходимо соблюдать следующие меры безопасности:

а) цепи управления выключателем должны быть отключены во избежание случайной подачи импульса на включение и отключение;

б) в случае необходимости в приводах устанавливаются стопорные приспособления, препятствующие освобождению включающего и отключающего механизмов;

в) силовые пружины приводов во избежание случайного включения (отключения) выключателя должны быть разгружены;

г) при опробовании выключателя запрещается проведение других работ вблизи выключателя.

Запрещается без ведома вышестоящего оперативного персонала деблокирование блокировочных устройств коммутационных аппаратов. При использовании в КРУ блок-замков системы Гинодмана следует помнить, что ключи из замков можно вынуть только при полностью запертом замке, т.е. после фиксации блокируемого аппарата.

При работах с полным обесточением секции КРУ, имеющих коридор управления, напряжение от постороннего источника должно подаваться только к отдельным потребителям, минуя сборки 0,4 кВ, так как это создает повышенную опасность для персонала из-за наличия напряжения 220 В практически во всех ячейках.

Первая помощь при поражении эл.

При поражении электрическим током необходимо как можно быстрее освободить пострадавшего от действия тока, так как от продолжительности его действия на организм зависит тяжесть электротравмы. Отключить электроустановку можно с помощью выключателя, рубильника или другого отключающего аппарата, а также путем снятия предохранителей, разъема штепсельного соединения, создания искусственного короткого замыкания на воздушной линии (ВЛ) «набросом» и т.п.

Если отсутствует возможность быстрого отключения электроустановки, то необходимо принять меры к отделению пострадавшего от токоведущих

частей, к которым он прикасается. При этом во всех случаях оказывающий помощь не должен прикасаться к пострадавшему без применения надлежащих мер предосторожности, так как это опасно для жизни. Он должен также следить за тем, чтобы самому не оказаться в контакте с токоведущей частью или под напряжением шага, находясь в зоне растекания тока замыкания на землю.

При напряжении до 1000 В для отделения пострадавшего от токоведущих частей или провода следует воспользоваться канатом, палкой, доской или каким-либо другим сухим предметом, не проводящим электрический ток. Можно оттянуть пострадавшего от токоведущих частей за одежду, избегая при этом прикосновения к окружающим металлическим предметам и частям тела пострадавшего, не прикрытым одеждой. Для изоляции рук оказывающий помощь, особенно если ему необходимо коснуться тела пострадавшего, не прикрытого одеждой, должен надеть диэлектрические перчатки или обмотать руку шарфом, надеть на нее суконную фуражку, натянуть на руку рукав пиджака или пальто, накинуть на пострадавшего резиновый ковер, прорезиненную материю (плащ) или просто сухую материю. Можно также изолировать себя, встав на резиновый ковер, сухую доску или какую-либо не проводящую электрический ток подстилку, сверток сухой одежды и т.п. При отделении пострадавшего от токоведущих частей следует действовать одной рукой.

Если электрический ток проходит в землю через пострадавшего и он судорожно сжимает в руке токоведущий элемент, можно перерубить провод топором с сухой деревянной рукояткой или сделать разрыв, применяя инструмент с изолирующими рукоятками. Перерубать провода необходимо пофазно, т.е. рубить провод каждой фазы отдельно.

При напряжении выше 1000 В для отделения пострадавшего от токоведущих частей необходимо использовать средства защиты: надеть диэлектрические перчатки и боты и действовать штангой или изолирующими клещами, рассчитанными на соответствующее напряжение. На ВЛ 6-20 кВ, когда нельзя быстро отключить их со стороны питания, надо создать искусственное короткое замыкание для отключения ВЛ. Для этого на провода ВЛ надо набросить гибкий неизолированный проводник, который должен иметь достаточное сечение во избежание перегорания при прохождении через него тока короткого замыкания. Перед тем как набросить проводник, один его конец надо заземлить (присоединить к телу металлической опоры, заземляющему спуску или отдельному заземлителю и др.), а на другой конец для удобства наброса желательно прикрепить груз. При набросе проводника надо пользоваться диэлектрическими перчатками и ботами.

Оказывающему помощь необходимо помнить об опасности напряжения шага, если токоведущая часть лежит на земле. Перемещаться в этой зоне нужно с особой осторожностью, используя средства защиты для изоляции от земли (электроизолирующие галоши, боты, ковры, изолирующие подставки) или предметы, плохо проводящие электрический ток (сухие доски, бревна). Без средств защиты перемещаться в зоне растекания тока замыкания на землю следует, передвигая ступни ног по земле и не отрывая их одну от другой. После отделения пострадавшего от токоведущих частей следует вынести его из этой зоны на расстояние не менее 8 м от токоведущей части.

#### Оказание первой помощи

Способы оказания первой помощи зависят от состояния пострадавшего. Признаки, по которым можно быстро определить состояние здоровья пострадавшего, следующие:

сознание: ясное, отсутствует, нарушено (пострадавший заторможен или возбужден);

цвет кожных покровов и видимых слизистых оболочек (губ, глаз): розовые, синюшные, бледные;

дыхание: нормальное, отсутствует, нарушено (неправильное, поверхностное, хрипящее);

пульс на сонных артериях: хорошо определяется (ритм правильный или неправильный), плохо определяется, отсутствует;

зрачки: расширенные, суженные;

При определенных навыках, владея собой, оказывающий помощь за минуту должен оценить состояние пострадавшего и решить, в каком объеме и порядке следует оказывать ему помощь. Если пострадавший находится в бессознательном состоянии, необходимо наблюдать за его дыханием и в случае нарушения дыхания из-за западания языка выдвинуть нижнюю челюсть вперед. Для этого четырьмя пальцами обеих рук захватывают нижнюю челюсть сзади за углы и, упираясь большими пальцами в ее край ниже углов рта, оттягивают и выдвигают вперед так, чтобы нижние зубы стояли впереди верхних. Поддерживать ее в таком положении следует, пока не прекратится западание языка. Если пострадавший дышит очень редко и судорожно, но у него прощупывается пульс, надо сразу же начать делать искусственное дыхание.

Если у пострадавшего отсутствуют сознание, пульс, дыхание, кожный покров синюшный, а зрачки расширенные, следует немедленно приступить к восстановлению жизненных функций организма путем проведения искусственного дыхания и наружного массажа сердца.

Искусственное дыхание.

Искусственное дыхание проводится в тех случаях, когда пострадавший не дышит или дышит очень плохо (редко, судорожно, как бы со всхлипыванием), а также если его дыхание постоянно ухудшается независимо от того, чем это вызвано: поражением электрическим током, отравлением, утоплением и др. Наиболее эффективным способом искусственного дыхания является способ «изо рта в рот» или «изо рта в нос», так как при этом обеспечивается поступление достаточного объема воздуха в легкие пострадавшего.

Для проведения искусственного дыхания пострадавшего следует уложить на спину, расстегнуть стесняющую дыхание одежду и обеспечить проходимость верхних дыхательных путей, которые в положении на спине при бессознательном состоянии закрыты запавшим языком. Кроме того, в полости рта может находиться инородное содержимое (рвотные массы, соскользнувшие протезы, песок, ил, трава, если человек тонул), которые необходимо удалить указательным пальцем, обернутым платком (тканью) или бинтом, повернув голову пострадавшего набок. После этого оказывающий помощь располагается сбоку от головы пострадавшего, одну руку подсовывает под его шею, а ладонью другой руки надавливает на лоб, максимально запрокидывая голову. При этом корень языка поднимается и освобождает вход в гортань, а рот пострадавшего открывается. Оказывающий помощь наклоняется к лицу пострадавшего, делает глубокий вдох открытым ртом, затем полностью плотно охватывает губами открытый рот пострадавшего и делает энергичный выдох, с некоторым усилием вдыхая воздух в его рот; одновременно он закрывает нос пострадавшего щекой или пальцами руки, находящейся на лбу. При этом обязательно следует наблюдать за грудной клеткой пострадавшего, которая должна подниматься. Для того чтобы выдох был более глубоким, можно несильным нажатием руки на грудную клетку помочь воздуху выйти из легких пострадавшего.

### **Наружный массаж сердца.**

Если отсутствует не только дыхание, но и пульс на сонной артерии, одного искусственного дыхания при оказании помощи недостаточно, так как кислород из легких не может переноситься кровью к другим органам и тканям. В этом случае необходимо возобновить кровообращение искусственным путем, для чего следует проводить наружный массаж сердца. Показанием к проведению реанимационных мероприятий является остановка сердечной деятельности, для которой характерно сочетание следующих признаков: бледность или синюшность кожных покровов, потеря сознания, отсутствие пульса на сонных артериях, прекращение дыхания или судорожные, неправильные вдохи. При остановке сердца, не теряя ни секунды, пострадавшего надо уло-

жить на ровное жесткое основание: скамью, пол, в крайнем случае подложить под спину доску.

Если помощь оказывает один человек, он располагается сбоку от пострадавшего, и, наклонившись, делает два быстрых энергичных вдувания (по способу «изо рта в рот» или «изо рта в нос»), затем разгибается, оставаясь на этой же стороне от пострадавшего, ладонь одной руки кладет на нижнюю половину грудины, отступив на два пальца выше от ее нижнего края, а пальцы приподнимает. Ладонь второй руки он кладет поверх первой поперек или вдоль и надавливает, помогая наклоном своего корпуса. Руки при надавливании должны быть выпрямлены в локтевых суставах. Надавливать следует быстрыми толчками так, чтобы смещать грудину на 4-5 см, продолжительность надавливания не более 0,5 с, интервал между отдельными надавливаниями не более 0,5 с. В паузах рук с грудины не снимают, если помощь оказывают два человека, пальцы остаются приподнятыми, руки полностью выпрямлены в локтевых суставах.

Если оживление проводит один человек, то на каждые два глубоких вдувания он производит 15 надавливаний на грудину, затем снова делает два вдувания и опять повторяет 15 надавливаний и т.д. За минуту необходимо сделать не менее 60 надавливаний и 12 вдуваний, т.е. выполнить 72 манипуляции, поэтому темп реанимационных мероприятий должен быть высоким. При участии в реанимации двух человек соотношение «дыхание-массаж» составляет 1:5, т.е. после одного глубокого вдувания проводится пять надавливаний на грудную клетку.

## 14 ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ СВЕТОДИОДНЫХ И ИНДУКЦИОННЫХ СВЕТИЛЬНИКОВ ДЛЯ ОСВЕЩЕНИЯ ПОМЕЩЕНИЙ

Источники света

На данный момент существует 6 типов источников света:

- Лампы накаливания;
- Галогенные лампы;
- Люминесцентные лампы;
- Лампы высокого давления;
- Светодиодные лампы;
- Индукционные лампы.

Рассмотрим каждый из них индукционный подробнее.

Лампы накаливания

Принцип действия данных источников света заключается в разогревании вольфрамовой спирали, помещенной в колбу. Практика показала, что большая часть энергии ламп накаливания расходуется не на освещение, а на нагрев. Как правило, срок службы их не превышает 1000 часов. Несмотря на то, что сегодня человечество постепенно отказывается от неэкономичных ЛН, в мире продается около 15 миллиардов таких источников освещения в год. Причиной тому является привычка и низкая стоимость изделия.

Галогенные лампы накаливания

Галогенные лампы – это современный тип ламп накаливания, который хорошо знаком дизайнерам интерьеров. Новые технологические решения, такие, как добавление в колбу лампы галогенидов, использование специального кварцевого стекла, отражателей, позволили галогенным лампам занять отдельный класс источников света. Благодаря установленным отражателем стало возможным управлять шириной «луча». Тем не менее, очевидным является недостаток данного источника света: нагрев при работе, что сужает область применения. Кроме того, «галогенки» характеризуются относительно непродолжительным сроком службы: 2000-4000 часов.

Люминесцентные лампы

Данные лампы представляют собой разрядные лампы низкого давления, выполненные в виде цилиндрической трубки с электродами, в которую закачаны пары ртути. Принцип действия заключается в появлении электрического разряда и воздействия его на пары ртути, которые излучают УФ-лучи, тем самым воздействуя на люминофор, нанесенный на стенки трубки. В свою очередь, люминофор излучает видимый свет. Главное преимущество таких источников света – длительный срок службы: до 20000 часов. Однако люми-

несцентные источники света зависят от температуры окружающей среды, что ограничивает область их использования.

#### Разрядные лампы высокого давления

Принцип действия заключается в свечении наполнителя, находящегося в разрядной трубке, под действием дуговых электрических разрядов. Характеристики данных источников света можно варьировать при изменении состава газа в камере нагнетания. Среди преимуществ разрядных ламп высокого давления можно выделить высокую световую отдачу, относительно низкую стоимость и быстрые сроки окупаемости. Недостатком является невысокая стабильность параметров в течение срока эксплуатации, однако сегодня это преодолевается при помощи ламп с керамической горелкой.

Индукционное освещение - это система новых технологий, которая сохраняет больше энергии и служит намного дольше, чем Н.И.Д. и энергосберегающие лампы (НID — это аббревиатура High Intensity Discharge, что означает «Разряд высокой интенсивности»). Это основывается на уникальном физическом принципе генерации света. Индукционные лампы - прорыв для профессионального и специального освещения. В индукционных лампах нет электродов благодаря чему достигается беспрецедентный срок службы в 100.000 часов. Все это сочетается с отличным качеством освещения и энергоэффективностью.

#### Принцип работы

Индукционная лампа состоит из трёх основных частей: газоразрядной трубки, внутренняя поверхность которой покрыта люминофором, магнитного кольца или стержня (феррита) с индукционной катушкой, электронного балласта (генератора высокочастотного тока). Возможны два типа конструкции индукционных ламп по виду индукции:

- Внешняя индукция: магнитное кольцо расположено вокруг трубки.
- Внутренняя индукция: магнитный стержень расположен внутри колбы.

Два типа конструкции индукционных ламп по способу размещения электронного балласта:

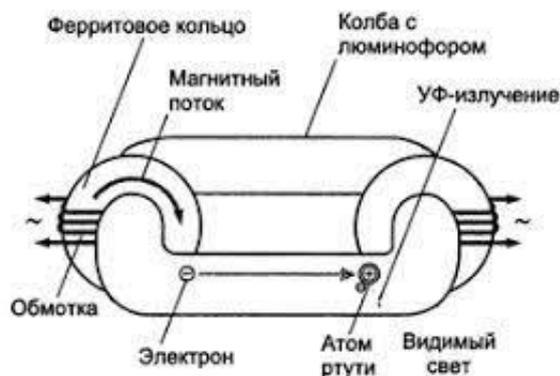


Рисунок 14.1 Внутренняя индукция с устройством

- Индукционная лампа с отдельным балластом (электронный балласт и лампа разнесены как отдельные элементы).
- Индукционная лампа с встроенным балластом (электронный балласт и лампа находятся в одном корпусе).

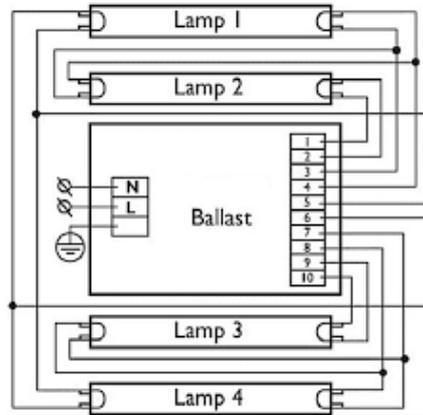


Рисунок 14.2 Индукционная лампа с встроенным балластом схема

Электронный балласт вырабатывает высокочастотный ток, протекающий по индукционной катушке на магнитном кольце или стержне. Электромагнит и индукционная катушка создают газовый разряд в высокочастотном электромагнитном поле, и под воздействием ультрафиолетового излучения разряда происходит свечение люминофора. Конструктивно и по принципу работы лампа напоминает трансформатор, где имеется первичная обмотка с высокочастотным током и вторичная обмотка, которая представляет собой газовый разряд, происходящий в стеклянной трубке.

#### Характеристики

- Длительный срок службы: 60 000 - 150 000 часов; (благодаря безэлектродному исполнению срок службы значительно выше, чем у традиционных источников света)
- Номинальная светоотдача 180 лмВт;
- Фотопическая эффективность (воспринимаемая глазом): 120 - 180 Флм/Вт (Данный параметр часто используется специалистами для качественной оценки источника света и способности восприятия света и оттенков цветов человеческим глазом. Натриевая лампа высокого давления имеет номинальную светоотдачу 70-150 лм/Вт, но реально воспринимается как источник света со светоотдачей 40-70 Флм/Вт);
- Высокий уровень светового потока после длительного использования (после 60 000 часов уровень светового потока составляет свыше 70% от первоначального);
- Энергоэффективность: имеет большую эффективность по сравнению с лампами накаливания, электродными газоразрядными, электродными люминисцентными, светодиодами (кроме светодиодов ведущих производителей) «А+» и «А++»;
- Отсутствуют термодатоды и нити накала;
- Мгновенное включение/выключение.

(отсутствует время ожидания между переключениями, что является хорошим преимуществом перед ртутной лампой ДРЛ и натриевой лампой ДНаТ, для которых требуется время выхода на режим и время остывания 5-15 минут после внезапного отключения электросети)

Характеристика:

- Неограниченное количество циклов включения/выключения;
- Индекс цветопередачи (CRI):  $R_a > 80$ ;
- Номинальные напряжения: 120/220/277/347В AC, 12/24В DC;
- Номинальные мощности: 12 - 500 Вт
- Диапазон цветовых температур: 2700К - 6500К
- Отсутствие мерцаний: рабочая частота от 190кГц до 250кГц или единицы мегагерц в зависимости от моделей
- Низкая температура нагрева лампы:  $+60\text{ }^{\circ}\text{C} - +85\text{ }^{\circ}\text{C}$
- Широкий диапазон рабочих температур:  $-40\text{ }^{\circ}\text{C} \sim +50\text{ }^{\circ}\text{C}$
- Возможность диммирования (изменения интенсивности света): от 30% до 100%
- Высокий коэффициент мощности электронного балласта ( $\lambda > 0,95$ )
- Низкие гармонические искажения ( $\text{THD} < 5\%$ )
- Экологичность продукта: специальная амальгама; содержание твердотельной ртути  $< 0,5\text{ мг}$ , что значительно меньше, чем в обычной люминесцентной лампе.

#### Светодиодные лампы

Светодиодные источники света – это полупроводниковые приборы, состоящие из двух полупроводников, соединенных между собой. При прохождении тока, один из материалов получает избышек электронов, а другой – недостаток их. Электроны начинают переходить на вакантные места, генерируя тем самым свет и тепло. Сегодня светодиоды являются лидерами в автомобильной, авиационной технике и светосигнальной аппаратуре. Кроме того, они характеризуются высоким потенциальным сроком службы и возможностью настройки. Тем не менее, светодиодные источники света имеют и свои недостатки: эффективность и срок службы зависят от температуры соединения.

Светодиодная (LED-light emitting diode-светоизлучающий диод) лампа представляет собой корпусное электронное полупроводниковое устройство на основе LED-технологий, предназначено излучать свет под воздействием электрического тока. Первые практически применимые светодиоды появились в 1960-х годах и генерировали излучение в красном спектре видимых для человеческого глаза электромагнитных волн. Более поздние исследования позволили создать оранжевые, жёлтые и синие диоды. Особо сложной технологической задачей было увеличить количество света от этих приборов.

Сам по себе светодиод состоит из полупроводникового кристалла под крышкой прозрачного полимера и двух контактов. Как и обычный диод, пропускает электрический ток только в одном направлении, при прохождении которого электроны в кристалле отдают избыток энергии в виде света.

Каждый такой прибор не излучает белого света, привычного человеческому глазу, и работает от постоянного тока, в то время как в электрической бытовой сети протекает переменный ток с гораздо более высоким напряжением, чем требуется для работы полупроводников. Поэтому светодиодная лампа на 220 вольт — сложное устройство.



Рисунок 14.3 Устройство светодиодных светильников

Мощные светодиоды на практике применяются во множестве сфер, начиная от освещения жилых, производственных, офисных помещений и заканчивая архитектурной и даже уличной подсветкой.

Примечательно, что за последние несколько лет область применения светодиодов значительно расширилась. И если раньше они ассоциировались с индикаторами в электронных приборах, то сейчас, где их только нет: дорожные знаки, светофоры, индикация в салоне машин.

Такое широкое применение светодиодов объясняется прогрессом в технологиях разработки мощных диодов. Стоит заметить, что с каждым годом они все увереннее вытесняют другие, более привычные, но устаревшие источники домашнего и уличного света (лампы накаливания, галогенные лампы, компактные люминесцентные лампы).

Таблица 14.1 Сравнение индукционных и светодиодных светильников со параметров.

Тип лампы	Средний срок службы (часов горения)	КПД устройства	Эффективность (Лм/Вт)	Уменьшение светового потока к концу срока службы лампы	Температура эксплуатации	Гарантийный срок	Обслуживание в процессе эксплуатации 5 лет
Индукционная	100000	0.98	80-110	10-15%	-42...+50	5-10 лет	Технологическая чистка
Светодиодная	50000	0.93	95-123	20-30%	-45...+60	3-5 года	Технологическая чистка
Накаливания	1000	0.1	41794	40-60%	-50...+70	Нет	Замена ламп
Ртутная высокого давления	4000	0.85	20-24	40-60%	-40...+40	Нет	Замена ламп и ПРА
Люминесцентная	8000	0.85	26-29	40-50%	+10...+40	Нет	Замена ламп и ПР

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Результатом выполнения данного дипломного проекта является разработка системы электроснабжения блока основных цехов завода по производству станков. В ходе выполнения проекта был затронут широкий спектр вопросов, имеющих как непосредственное отношение к расчётам и выбору элементов систем внутризаводского электроснабжения, так и призванных обеспечить на должном уровне организацию энергетической службы завода, эксплуатацию, ремонт и обслуживание оборудования, а также технику безопасности при работе с электроприёмниками и оборудованием электрических сетей.

В дипломном проекте были выполнены расчеты по определению электрических нагрузок предприятия, результаты расчета которых представлены в соответствующих таблицах и на втором листе графической части проекта. По полученным значениям электрических нагрузок произведен выбор числа и мощности трансформаторов цеховых подстанций и расчет компенсации реактивной мощности. К установке на цеховых ТП приняты современные трансформаторы типа ТМГЗЗ.

Было разработано два варианта схемы электроснабжения предприятия на напряжение выше 1 кВ и произведено их технико-экономическое сравнение. Оба варианта оказались экономически равноценными, поэтому предпочтение было отдано наиболее надежному и имеющему более высокие эксплуатационные показатели.

По результатам расчета токов короткого замыкания были выбраны сечения токоведущих элементов и электрические аппараты напряжением выше 1 кВ, а так же сечения кабелей напряжением до 1 кВ, резервирующих между собой, а так же кабелей напряжением до 1кВ, питающих РУ 0,4 кВ. В данном проекте также освещены вопросы охраны труда, релейной защиты, разработки системы наружного освещения, и рассчитаны технико-экономические показатели выбранного варианта схемы.

Данный проект может быть использован для проектирования систем электроснабжения цехов завода по производству станков. Приведенные в проекте расчеты и графическая часть базируются на действующей нормативной и справочной информации и литературе.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Радкевич, В.Н. Электроснабжение промышленных предприятий: учеб.пособие/ В.Н.Радкевич, В.Б.Козловская, И.В. Колосова-Минск: ИВЦ Минфина, 2015.-589с.
2. Козловская В.Б. Электрическое освещение: справочник / В.Б. Козловская В.Н. Радкевич., В.Н.Сацукевич– Минск: Техноперспектива, 2007. - 277с.
3. Тарифы на электроэнергию в РБ. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://brestenergo.by/Тарифы>. Дата доступа – 18.04.2023
4. Нагорнов, В. Н. Методическое пособие по выполнению экономической части дипломных проектов для студентов специальности 1-43 01 03 "Электроснабжение" / В. Н. Нагорнов, Л. Р. Чердынцева, А. М. Добриневская. - Минск : БНТУ, 2010. - 41 с.
5. Радкевич, В.Н. Выбор электрооборудования систем электроснабжения промышленных предприятий: пособие для студентов специальности 1-43 01 03 «Электроснабжение (по отраслям)» / В.Н. Радкевич, В.Б. Козловская, И.В. Колосова. – Минск: БНТУ, 2017. – 172 с.
6. Рожкова, Л. Д. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техникумов. – 3-е изд., перераб. и доп. / Л. Д. Рожкова, В. С. Козулин. – Москва: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.
7. Камеры сборные одностороннего обслуживания. Каталог завода В.И. Козлова, 2017. – 28 с.
8. Козловская, В.Б. Проектирование систем электрического освещения: учебно-методическое пособие для студентов специальности 1-43 01 03 «Электроснабжение (по отраслям)» / В.Б. Козловская, В.Н. Радкевич, В.Н. Сацукевич. – Минск: БНТУ, 2008. – 133 с.
9. ГОСТ 21.210-2014 Система проектной документации для строительства (СПДС). Условные графические изображения электрооборудования и проводов на планах.
10. Силовые трансформаторы. Каталог. [Электронный ресурс]. Режим доступа: [http://metz.by/download\\_files/stm.pdf](http://metz.by/download_files/stm.pdf). – Дата доступа: – 13.04.2023.
11. Тарифы электроэнергии. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.energobyt.by/tariffs.php>. – Дата доступа: 20.04.2023.
12. ПУЭ. Правила устройства электроустановок. 6 издание. – Минск: Министерство энергетики, 2002. – 510с.
13. ТКП 339-2022 (33240) Электроустановки на напряжение до 750 кВ. Линии электропередачи воздушные и токопроводы, устройства распределительные и трансформаторные подстанции, установки электросиловые и аккумуляторные, электроустановки жилых и общественных зданий. Правила

устройства и защитные меры электробезопасности. Учет электроэнергии. Нормы приемо-сдаточных испытаний, Минск; Минскэнерго, 2022-619ст.

14. ТКП 45-4.04. 296-2014. Силовое и осветительное оборудование промышленных предприятий. Правила проектирования: Минск, 2014.-520ст.

15. ТКП 45-4.04.297-2014. (02250) Электроснабжение промышленных предприятий. Правила проектирования: Минск 2014-55ст.