

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ  
КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество  
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

кафедра Электроснабжение промышленных предприятий

«Допущен к защите»  
Заведующий кафедрой ЭПП  
Бакенов К.А. к.т.н., доцент  
(Ф.И.О., ученая степень, звание)  
«   »     2014 г.  
(подпись)

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

На тему: Электроснабжение завода шарикоподшипников

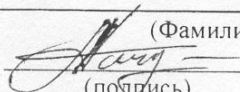
Специальность 5B071800 - Электроэнергетика

Выполнил (а) Страмилов Е.М. группа Эсн-10  
(Фамилия и инициалы) группа

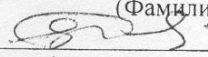
Научный руководитель Поберей И.Л.  
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

Консультанты:

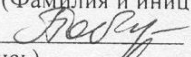
по экономической части:

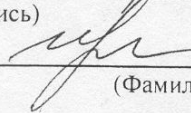
Алимжанова Л.М., к.т.н., доцент  
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)  
 «11» 06 2014 г.  
(подпись)

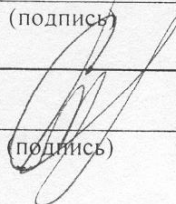
по безопасности жизнедеятельности:

ст.пр. Мананбаева С.Е.  
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)  
 «   »     20    г.  
(подпись)

по применению вычислительной техники:

Поберей И.Л.  
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)  
 «   »     20    г.  
(подпись)

Нормоконтролер: Казанина И.В., к.т.н., доцент  
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)  
 «   »     20    г.  
(подпись)

Рецензент: Селицкий А.В.  
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)  
 «   »     20    г.  
(подпись)

Алматы 2014 г.

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ  
КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество  
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

Факультет Электроэнергетический  
Специальность 5В071800 - Электроэнергетика  
Кафедра Электроснабжение промышленных предприятий

ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломного проекта

Студент Страмилов Евгений Михайлович  
(фамилия, имя, отчество)

Тема проекта Электроснабжение завода шарикоподшипников

утверждена приказом ректора № 115 от «24» сентября 2013 г.  
Срок сдачи законченной работы «26» мая 2014 г.

Исходные данные к проекту требуемые параметры результатов проектирования (исследования) и исходные данные объекта:

Питание может быть осуществлено от подстанции энергосистемы, на которой установлено два трёхобмоточных трансформатора мощностью по 63 МВА напряжением 110/37/10,5 кВ. Работа трансформаторов раздельная. Система неограниченной мощности. Расстояние от подстанции до завода 4,5 км. Завод работает в две смены. Завод работает в две смены.

Перечень подлежащих разработке дипломного проекта вопросов или краткое содержание дипломного проекта:

Расчет электрических нагрузок на 10 кВ. Выбор числа и мощности цеховых трансформаторов и компенсация реактивной мощности на напряжение 0,4 кВ. Сравнение вариантов схем внешнего электроснабжения. Расчет токов короткого замыкания и выбор высоковольтного электрооборудования. Расчет электрических нагрузок на 0,4 кВ. Регулирование мощности батарей конденсаторов. Рассмотрение вопросов безопасности жизнедеятельности. Рассмотрение экономических вопросов.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

Генеральный план завода

Однолинейная схема электроснабжения

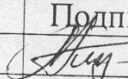

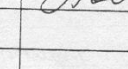
Схема регулируемых батарей конденсаторов

Системы управления батареями конденсаторов

Рекомендуемая основная литература

Киреева Э.А. Электроснабжение и электрооборудование цехов промышленных предприятий. – М.: «Кнорус», 2011.; Шеховцов В.П. Расчет и проектирование схем электроснабжения. – М.: «Форум-Инфра-М», 2010.; Ополева Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения. – М.: «ИД ФОРУМ-ИНФРА-М», 2010.; Шеховцов В.П. Справочное пособие по электрооборудованию и электроснабжению. – М.: «Форум-Инфра-М», 2009.; Кудрин Б.И. Электроснабжение промышленных предприятий: Учебник для студентов высших учебных заведений. – М.: Интермет Инжиниринг, 2005.; Правила устройства электроустановок РК. – Алматы, 2007.; Безопасность жизнедеятельности. Безопасность технологических процессов и производств. Охрана труда. П.П. Кукин, В.Л. Лапин, Н.Л. Пономарев, Н.Н. Сердюк-М: «высшая школа» 2002.; Самсонов В.С., Вяткин М.А. Экономика предприятий энергетического комплекса: Учеб. для вузов. – 2-е изд. – М.: Высш. шк., 2003.

Консультанты по проекту с указанием относящихся к ним разделов

Раздел	Консультант	Сроки	Подпись
Экономическая часть	Алимжанова Л.М.	11.04.2014	
БЖД	Мананбаева С.Е.		
Применение ВТ	Поберей И.Л.		



## **Андатпа**

Бұл дипломдық жұмысы Шарикты подшипникты зауыттылық электірмен жабдықтау сұлбасы қарастырылған.

Берілген зауыттың үшін кәсіпорынның технологиялық сұлбасы қарастырылып, электрлік жүктемелер мен реактивтік қуатты, өтемақы есептеулері шығарылған, сондай-ақ, электрмен жабдықтау нұсқаларына техникалық-экономикалық салыстырулар жүргізілген, электржабдықтардың бөлуші және қоректендіруші желілері тандап алынды.

"Өміртіршілік қауіпсіздігінің мәселелері", экономикалық және арнайы бөлімі орындалды.

## **Аннотация**

В данной дипломной работе рассмотрена схема электроснабжения завода шарикоподшипников.

Для данного завода рассмотрена технологическая схема предприятия, произведен расчет электрических нагрузок, компенсации реактивной мощности, произведено технико-экономическое сравнение вариантов внешнего электроснабжения, выбрано электрооборудование питающей и распределительной сети.

Рассчитаны экономическая часть и раздел «Безопасность жизнедеятельности».

## **Annotation**

The chart of power supply of plant of ball-bearings is considered in this diploma work.

For this plant the flowsheet of enterprise is considered, the calculation of the electric loading, indemnification of reactive-power is produced, technical economic comparison of variants of external power supply is produced, the electrical equipment of feed-in and distributive network is chosen.

Economic part and division are expected "Safety of vital functions".

## Содержание

	Введение	7
1	Технологический процесс производства	8
1.1	Исходные данные	10
2	Расчет электрических нагрузок	11
2.1	Расчет осветительной нагрузки	11
2.2	Расчет электрических нагрузок по заводу	11
2.3	Выбор числа цеховых трансформаторов и компенсация реактивной мощности на напряжение 0,4 кВ	16
2.4	Расчет электрических нагрузок на шинах 10 кВ	18
3	Сравнение вариантов внешнего электроснабжения	24
4	Выбор оборудования	38
4.1	Выбор выключателей	38
4.2	Выбор трансформаторов тока	41
4.3	Выбор трансформаторов напряжения	47
4.4	Выбор выключателей нагрузки	48
4.5	Выбор силовых кабелей отходящих линий	48
4.6	Выбор шин ГПП	49
4.7	Выбор изоляторов	50
<b>5</b>	Проверка состояния маслонаполненного оборудования	54
	Основные методы проверки состояния маслонаполненных трансформаторов	53
5.1	трансформаторов	
5.2	Хроматографический анализ трансформаторов	55
5.3	Регенерация трансформаторного масла с целью его повторного употребления	62
5.4	Система диагностики маслонаполненного оборудования	67
6	Безопасность жизнедеятельности	70
6.1	Анализ условий труда в электроремонтном цехе	70
6.2	Экологический паспорт предприятия	81
7	Экономическая часть	86
7.1	Технико-экономическое обоснование	86
7.2	Характеристика компании и ее продукция	87
7.3	Себестоимость	87
	Заключение	91
	Список литературы	92
	Приложение А	93

## **Введение**

Целью данного дипломного проекта является электроснабжение завода шарикоподшипников. Проектируемая система электроснабжения должна быть экономична, надёжна, удобна и безопасна в обслуживании и обеспечивать необходимое качество электроэнергии в нормальном и послеаварийном режимах.

Задачей дипломного проекта является расчет электрических нагрузок по заводу, выбор числа цеховых трансформаторов и компенсация реактивной мощности на напряжение 0,4 кВ, сравнение вариантов внешнего электроснабжения, выбор оборудования и расчет токов короткого замыкания до и выше 1 кВ.

Электроснабжение является одной из составных частей обеспечения народного хозяйства страны. Без электроснабжения в настоящее время не обходится ни одна промышленность, город и т.д. Одной из задач электроснабжения является обеспечение электроэнергией какого-либо объекта для нормальной работы и жизнедеятельности.

При проектировании необходимо учитывать особенности технологического процесса, в частности режимы работы оборудования, обеспечивающего технологический процесс. Важно правильно определить категории электроприёмников в отношении обеспечения надёжности электроснабжения.

Тенденция максимально четкого и точного учета и контроля над расходом электрической энергии требует от проектировщиков нахождения таких технических решений, которые были бы максимально рациональными и при этом бы не снижали уровня надежности энергосистемы. Одной из главных задач модернизации является выбор наиболее рациональной схемы электроснабжения, отвечающей современным требованиям энергопотребления и возможностью перспективного роста предприятия. Модернизация системы электроснабжения должна удовлетворять не только техническим требованиям данного производства, но и должна быть рациональной с точки зрения экономических затрат на строительство такой системы электроснабжения.

Выполнение поставленных задач должно обеспечить высокую надежность электроснабжения потребителя, надлежащее качество напряжения и наименьшее потери электроэнергии при капитальных минимальных затратах.

В результате внедрения современного электротехнического оборудования, снизятся затраты на потребление электроэнергии и эксплуатационные затраты на техническое обслуживание электросетей, улучшатся условия работы эксплуатационного персонала.

## 1 Технологический процесс производства

В производственный процесс входят не только основные, то есть непосредственно связанные с изготовлением деталей и сборкой из них конструкций, но и все вспомогательные процессы, обеспечивающие возможность изготовления продукции (например, транспортирование материалов и деталей, контроль деталей, изготовление приспособлений и инструмента другое).

Технологическим процессом называют последовательное изменение формы, размеров, свойств материала или полуфабриката в целях получения детали или изделия в соответствии с заданными техническими требованиями.

Технологический процесс механической обработки деталей является частью общего производственного процесса изготовления всей конструкции.

Производственный процесс разделяется на следующие этапы:

- 1) Изготовление заготовок деталей – литье,ковка, штамповка или первичная обработка.
- 2) Обработка заготовок на металлорежущих станках для получения деталей с окончательными размерами и формами.
- 3) Сборка узлов и механизмов, то есть соединение отдельных деталей в сборочные единицы.
- 4) Окраска и отделка детали, изделия.
- 5) Защита детали и изделия от коррозии.

Технологический процесс механической обработки деталей должен проектироваться и выполняется таким образом, чтобы посредством наиболее рациональных и экономичных способов обработки удовлетворялось требованиям к деталям (точность обработки и шероховатость поверхностей, взаимное расположение осей и поверхностей и другое).

Обработка металла резанием

Обработка металла резанием является распространенным технологическим приемом производства деталей различных конструкций. В результате обработки резанием обеспечиваются заданные чертежами форма, размеры, точность и качество поверхности деталей. В настоящее время трудоемкость обработки на металлорежущих станках составляет 30-40% общей трудоемкости изготовления машин и приборов.

Общие сведения о металлорежущих станках

Машины, предназначенные для обработки резанием металлов, сплавов и других материалов, называются металлорежущими станками. Эти станки находят широкое применение во всех отраслях народного хозяйства. Количественное и качественное развитие всей машиностроительной промышленности в значительной степени зависит от уровня развития станкостроения.

Токарные станки

Токарные станки составляют до 50% всего станочного парка механических цехов машиностроительных заводов. Станки этой группы



делятся на следующие виды: токарные, токарно-винторезные, многорезцовые, карусельные, револьверные, токарные автоматы и другие.

#### Сверлильные и расточные станки

Сверление широко распространенный метод получения отверстий резанием. Главное движение при сверлении – вращательное, а движение подачи поступательное. Оба движения при сверлении отверстий на сверлильных станках сообщается инструменту- сверлу. При сверлении различают следующие элементы режима резания: скорость резания, подачу, глубину резания и машинное время.

#### Фрезерные станки

Процесс резания фрезой имеет много общего с процессом резания резцом. Стружкообразование сопровождается теми же физическими явлениями: упругой и пластической деформацией, тепловыделением, наклепом и другое.

По сравнению с процессом точения процесс фрезерования имеет следующие особенности: в работе одновременно участвует несколько лезвий, поэтому фрезерование является более производительным способом обработки, чем точение; каждый зуб фрезы работает периодически, а корпус ее большей частью обладает значительной массой, что способствует лучшему охлаждению лезвий; толщина стружки изменяется от нуля до некоторого максимума по вполне определенному закону, свойственному фрезе.

#### Сварка и резка металлов

Сварка металлов – это технологический процесс получения неразъемных соединений путем создания межатомных сил связи между частицами в результате совместной кристаллизации (после расплавления), местной пластической деформации или диффузии атомов.

В зависимости от источников энергии различают химическую, электрическую и механическую сварку. При химической сварке нагрев производится за счет энергии химической реакций, при электрической – за счет энергии электрической дуги или тепловой энергии от прохождения тока по свариваемой детали, при механической – за счет тепла, выделяемого механическими способами, например трением.

## 1.1 Исходные данные

Питание может быть осуществлено от подстанции энергосистемы, на которой установлено два трёхобмоточных трансформатора мощностью по 63 МВА напряжением 110/37/10,5 кВ. Работа трансформаторов раздельная. Система неограниченной мощности. Расстояние от подстанции до завода 4,5 км. Завод работает в две смены. Завод работает в две смены.[4] Сведения об электрических нагрузках по цехам завода – таблица 1.1.

Таблица 1.1 Электрические нагрузки по заводу

№ по плану	Наименование	Кол-во ЭП	Установленная мощность	
			Одного ЭП	Суммарная
1	2	3	4	5
1	Заводууправление	35	1,1-20	310
2	Блок механических цехов №1	220	1-40	4000
3	Блок механических цехов №2	150	3-50	3200
4	Блок механических цехов №3	300	1-100	4500
5	Литейный цех			
	а) 0,4 кВ	120	1-50	2100
	б) Электродуговые печи 12 т	4	по кат.	по кат.
6	Компрессорная			
	а) СД 10 кВ	4	720	2880
7	Насосная	10	5-100	520
8	Газогенераторная	15	1-40	310
9	Кузнечный цех	50	1-40	1700
10	Термический цех №1	50	0,8-45	665,6
11	Термический цех №2	40	1-30	1600
12	Котельная	50	5-80	700
13	Склад	10	1-10	90
14	Электроремонтный цех	30	1-100	765,1
15	Столовая	25	1-40	270
16	Экспериментальная лаборатория	40	1-30	350

## 2 Расчет электрических нагрузок

### 2.1 Расчет осветительной нагрузки

Расчет осветительной нагрузки при определении нагрузки предприятия производим упрощенным методом по удельной плотности осветительной нагрузки на квадратный метр производственных площадей и коэффициенту спроса.

По этому методу расчетная осветительная нагрузка принимается равной средней мощности освещения за наиболее загруженную смену и определяется по формуле:

$$P_{po} = K_{co} \times P_{yo}, \text{ кВт}, \quad (2.1)$$

$$Q_{po} = \text{tg}\varphi_o \times P_{po}, \text{ квар}, \quad (2.2)$$

где  $K_{co}$  – коэффициент спроса по активной мощности осветительной нагрузки,  $\text{tg}\varphi_o$  – коэффициент реактивной мощности, определяется по  $\cos\varphi$ ,

$P_{yo}$  – установленная мощность приемников освещения по цеху, определяется по удельной осветительной нагрузке на  $1\text{ м}^2$  поверхности пола известной производственной площади:

$$P_{yo} = \rho_o \times F, \text{ кВт}. \quad (2.3)$$

где  $F$  – площадь производственного помещения, которая определяется по генеральному плану завода,  $\text{ м}^2$ ;

$\rho_o$  – удельная расчетная мощность,  $\text{ кВт}/\text{ м}^2$ .

Все расчетные данные заносятся в таблицу 2.1 – Расчет осветительной нагрузки.

### 2.2 Расчет электрических нагрузок по заводу

Расчет электрических нагрузок напряжением до 1 кВ по цехам завода производим также методом упорядоченных диаграмм упрощенным способом. Результаты расчета силовых и осветительных нагрузок по цехам сведены в таблицу 2.2 – Расчет силовой нагрузки завод шарикоподшипников.

Таблица 2.1 Расчет осветительной нагрузки

№№ по плану	Наименование производственного помещения	Размеры помещения, длина (м) × ширина (м)	Площадь помещения, м <sup>2</sup>	Удельная осветительная нагрузка ρ <sub>о</sub> , кВт/м <sup>2</sup>	Коэффициент спроса, Кс	Установленная мощность освещения, Р <sub>уо</sub> , кВт	Расчетная мощность осветительной нагрузки		cosφ/ tgφ
							Р <sub>ро</sub> , кВт	Q <sub>ро</sub> , квар	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Заводоуправление	47×230	10824	0,015	0,9	162,4	146,2	81,2	0,9/0,5
2	Блок механических цехов №1	103×305	28943	0,016	0,8	463,09	370,5	231,5	0,9/0,5
3	Блок механических цехов №2	103×136	13358	0,016	0,8	213,7	170,98	106,85	0,9/0,5
4	Блок механических цехов №3	80×305	22880	0,016	0,8	366,08	170,98	183,04	0,9/0,5
5	Литейный цех	80×136	23111	0,012	0,8	277,3	221,87	138,66	0,9/0,5
6	Компрессорная	33×47	1703	0,01	0,8	17,04	13,6	8,52	0,9/0,5
7	Насосная	33×47	1703	0,01	0,8	17,04	13,6	8,52	0,9/0,5
8	Газогенераторная	33×47	1703	0,01	0,8	17,04	13,6	8,52	0,9/0,5
9	Кузнечный цех	89×84+79×28+ +79×37	9370	0,015	0,8	140,5	112,4	70,25	0,9/0,5
10	Термический цех №1	32,9×47	1219	0,013	0,8	15,9	12,7	7,9	0,9/0,5
11	Термический цех №2	84,6×23,5	1742	0,013	0,8	22,65	18,12	11,32	0,9/0,5
12	Котельная	42,3×98,7	3833	0,015	0,8	57,5	46	28,75	0,9/0,5
13	Склад	28×37+14×56	2090	0,01	0,7	20,9	14,6	10,45	0,9/0,5
14	Электроремонтный цех	32×56	2013	0,02	0,85	40,27	34,2	20,13	0,9/0,5
15	Столовая	47×79	4181	0,02	0,9	83,63	75,27	41,8	0,9/0,5
16	Экспериментальная лаборатория	47×126	6272	0,015	0,8	94,09	75,3	47,045	0,9/0,5
	Территория	723×465	201878	0,002	1	328,9	328,9	164,4	0,9/0,5

Таблица 2.3 – Расчет силовых нагрузок по цехам завода шарикоподшипников, U = 0,4кВ

№ цехов	Наименование цехов	Кол-во ЭП, n	Установленная мощность, кВт		m	K <sub>и</sub>	cosφ /tgφ	Средние нагрузки		n <sub>э</sub>	K <sub>м</sub>	Расчетные нагрузки			I <sub>р</sub> , А
			P <sub>нmin</sub> ÷ P <sub>нmax</sub>	ΣP <sub>н</sub>				P <sub>см</sub> , кВт	Q <sub>см</sub> , квар			P <sub>р</sub> , кВт	Q <sub>р</sub> , квар	S <sub>р</sub> , кВА	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1	Заводуправление														
	а) силовая	35	1,1-20	310	>3	0,45	0,9/0,48	139,5	66,96	31	1,19	166	66,96		
	б) осветительная											146,2	81,2		
	Итого											312,2	148,1	345,5	499,3
2	Блок механических цехов №1														
	а) силовая	220	1-40	4000	>3	0,35	0,65/1,17	1400	1638	200	1,06	1484	163,8		
	б) осветительная											370,5	231,5		
	Итого											1854,5	1869,5	2633,2	3805
3	Блок механических цехов №2														
	а) силовая	150	1-150	3200	>3	0,35	0,65/1,17	1120	1310,4	128	1,08	1209,6	1310,4		
	б) осветительная											171	106,8		
	Итого											1380,6	1417,2	1978,5	2859
4	Блок механических цехов №3														
	а) силовая	300	1-100	4500	>3	0,35	0,65/1,17	1575	1842,75	90	1,1	1732,5	1842,75		
	б) осветительная											282,9	183		
	Итого											2025,4	2025,75	2864,5	4139
5	Литейный цех														
	а) силовая	120	1-50	2100	>3	0,6	0,75/0,88	1260	1108,8	84	1,08	1360,8	1108,8		
	б) осветительная											221,9	138,7		
	Итого											1582,7	1247,5	2015,2	2912

Продолжение таблицы 2.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
6	Компрессорная														
	а) осветительная											13,6	8,5		
	Итого											13,6	8,5	16	23,1
7	Насосная														
	а) силовая	10	5-100	520	>3	0,65	0,8/0,75	338	253,5	10	1,3	439,4	253,5		
	б) осветительная											13,6	8,5		
	итого											453	262	523,3	756,2
8	Газогенераторная														
	а) силовая	15	1-40	310	>3	0,5	0,8/0,75	155	116,25	15	1,23	190,65	116,2		
	б) осветительная											16,6	8,5		
	итого											207,25	124,7	241,8	349,5
9	Кузнечный цех														
	а) силовая	50	1-40	1700	>3	0,3	0,9/0,48	510	244,8	50	1	566,1	244,8		
	б) осветительная											112,4	70,2		
	итого											678,5	315	748,1	1081
10	Термический цех №1														
	а) силовая	51	2,2-45	665,6	>3	0,6	0,65/1,17	379,1	186,4			410,4	186,4		
	б) осветительная											12,7	7,9		
	итого											423,1	194,3	465,5	672,8
11	Термический цех №2														
	а) силовая	40	1-30	1600	>3	0,6	0,75/0,88	960	844,8	40	1	1065,6	844,8		
	б) осветительная											18,12	11,3		
	итого											1083,7	856,1	1381,1	1995
12	Котельная														
	а) силовая	50	5-80	700	>3	0,4	0,7/1,02	280	285,6	17	1,27	355,6	285,6		
	б) осветительная											46	28,7		
	итого											401,6	314,3	509,9	736,9

## Окончание таблицы 2.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
13	Склад														
	а) силовая	10	1-10	90		25	0,6/1,33	22,5	29,9	10	1,46	32,85	29,9		
	б) осветительная											14,6	10,4		
	итого											47,4	40,3	62,2	89,9
14	Электроремонтный цех														
	а) силовая	30	1-100	765,1	>3	0,5	0,8/0,75	382,5	286,9	19	1,2	459	286,9		
	б) осветительная											34,2	20,1		
	итого											493,2	307	580,9	839
15	Столовая														
	а) силовая	25	1-40	270	>3	0,45	0,9/0,48	121,5	58,3	13	1,34	162,8	58,3		
	б) осветительная											75,3	41,8		
	итого											238,1	100,1	258,2	373,2
16	Экспериментальная лаборатория														
	а) силовая	40	1-30	350	>3	0,5	0,85/0,68	192,5	119,3	23	1,16	223,3	119,35		
	б) осветительная											75,3	47		
	итого											298,6	166,3	341,7	493,9
	Освещение территории											328,9	164,4		
	Итого на шинах 0,4 кВ											10990,7	9226	14349,7	20736

### 2.3 Выбор числа цеховых трансформаторов и компенсация реактивной мощности на напряжение 0,4 кВ

Правильное определение числа и мощности цеховых трансформаторов возможно только путем технико-экономических расчетов с учетом следующих факторов: категории надежности электроснабжения потребителей; компенсации реактивных нагрузок на напряжении до 1кВ; перегрузочной способности трансформаторов в нормальном и аварийном режимах; шага стандартных мощностей; экономичных режимов работы трансформаторов в зависимости от графика нагрузки.

Данные для расчета:

$$P_{p0,4} = 10990,7 \text{ кВт};$$

$$Q_{p0,4} = 9226 \text{ квар};$$

$$S_{p0,4} = 14349,7 \text{ кВА}.$$

Завод шарикоподшипников относится ко 2 категории потребителей, завод работает в две смены, следовательно, коэффициент загрузки трансформаторов  $K_{зтр} = 0,8$ . Принимаем трансформатор мощностью  $S_{нт} = 1000 \text{ кВА}$ .

$$N_{т \text{ min}} = \frac{P_{p0,4}}{K_3 \times S_{нт}} + \Delta N = \frac{10990,7}{0,8 \times 1000} + 0,262 = 14,$$

где  $P_{p0,4}$  – суммарная расчетная активная нагрузка;

$k_3$  – коэффициент загрузки трансформатора;

$S_{нт}$  – принятая номинальная мощность трансформатора;

$\Delta N$  – добавка до ближайшего целого числа

Экономически целесообразное число трансформаторов определяется по формуле: [5]

$$N_{т.э} = N_{\text{min}} + m, \quad (2.4)$$

где  $m$  – дополнительное число трансформаторов.

$N_{т.э}$  - определяется удельными затратами на передачу реактивной мощности с учетом постоянных составляющих капитальных затрат  $Z_{п/ст}^*$ .

$$Z_{п/ст}^* = 0,5; k_3 = 0,8; N_{\text{min}} = 14; \Delta N = 0,262.$$

Тогда из справочника по кривым определяем  $m$ , для нашего случая  $m = 0$ , значит  $N_{т.э} = 14 + 0 = 14$  трансформаторов.

По выбранному числу трансформаторов определяют наибольшую реактивную мощность  $Q_1$ , которую целесообразно передать через трансформаторы в сеть напряжением до 1 кВ, определяется по формуле:



$$Q_1 = \sqrt{(N_{ТЭ} \times S_{НТ} \times K_3^2) - P_{р0,4}^2} = \sqrt{(14 \times 1000 \times 0,8)^2 - 10990,7^2} = 4817,1 \text{ квар.}$$

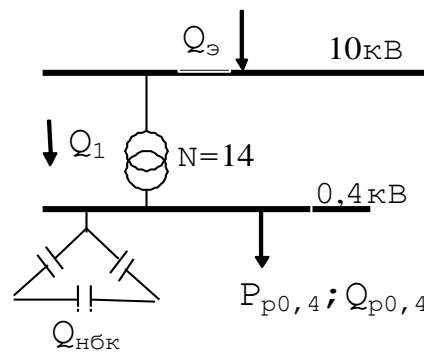


Рисунок 2.1

Из условия баланса реактивной мощности на шинах 0,4 кВ определим величину  $Q_{нбк1}$ :

$$Q_{нбк1} + Q_1 = Q_{р0,4}, \quad (2.5)$$

$$\text{отсюда } Q_{нбк1} = Q_{р0,4} - Q_1 = 9226 - 4817,1 = 4408,9 \text{ квар}$$

Дополнительная мощность  $Q_{нбк2}$  НБК для данной группы трансформаторов определяется по формуле:

$$Q_{нбк2} = Q_{р0,4} - Q_{нбк1} - \gamma \times N_{ТЭ} \times S_{НТ} = 9226 - 4408,9 - 0,85 \times 15 \times 100 = -7932$$

где  $\gamma = 0,85$  – расчетный коэффициент;  $\gamma = f(K_1, K_2, \text{сх. питания ТП})$ .

$K_1 = 16$ ;  $K_2 = 2$  - для трансформаторов мощностью  $S_{НТ} = 1000$  кВА согласно /таблице 2.1., 2.2., 13/.

Так как  $Q_{нбк2} < 0$ , то принимаю  $Q_{нбк2} = 0$ , отсюда следует, что

$$Q_{нбк} = Q_{нбк1} + Q_{нбк2} = 4408,9 + 0 = 4408,9 \text{ квар.}$$

Определим мощность одной батареи конденсаторов, приходящуюся на каждый трансформатор:

$$Q_{нбк \text{ ТП}} = \frac{Q_{нбк}}{N_{ТЭ}} = \frac{4408,9}{14} = 314,9 \approx 300 \text{ квар.}$$

НБК: УКБН-0,38-300-150У30.

На основании расчетов, полученных в данном пункте 4. составляется таблица 2.3 – Распределение нагрузок цехов по ТП, в которой показано распределение низковольтной нагрузки по цеховым ТП.

Таблица 2.3 Распределение низковольтной нагрузки по цеховым ТП

№ № ТП, $S_{H\ TП}$ , $Q_{HБК\ TП}$	№ № цеха	$P_{p0,4}$ , кВт	$Q_{p0,4}$ , квар	$S_{p0,4}$ , кВА	Кз'
1	2	3	4	5	6
ТП1 (2×1000 кВА) ТП2 (2×1000 кВА) $S_H=4000$ кВА	6	13,6	8,5	3306,9	0,83
	7	453	262		
	8	207,2	12,4		
	9	678,5	315		
	10	211,4	206,6		
	11	1083,7	856,1		
	12	401,6	314,3		
	13	47,4	40,3		
14	493,2	307			
$Q_{HБК} = 4 \times 300 = 1200$ квар			-1200		
		3298,6	922,1	3425	0,83
ТП3 (2×1000 кВА) $S_H=2000$ кВА	4(80%)	1620,3	1220,6		
$Q_{HБК} = 2 \times 300 = 600$ квар			-600		
		1620,3	620,6	1735	0,84
ТП4(2×1000 кВА) ТП5(2×1000 кВА) $S_H=4000$ кВА	3(90%) 5 4(20%)	1242,54 1582,7 405,08	1275,48 1264,7 405,14		
$Q_{HБК} = 4 \times 300 = 1200$ квар			-1200		
		3230,32	1745,3	3365,8	0,84
ТП6(2×1000 кВА) ТП7(2×1000 кВА) $S_H=4000$ кВА	1 2 15 16 осв.терр. 3(10%)	313,2 1854,5 238,1 298,6 328,9 138,06	148,1 1869,5 100,1 166,3 164,4 141,72		
$Q_{HБК} = 4 \times 300 = 1200$ квар			-1200		
		3171,36	1750,1	3225,8	0,8

## 2.4 Расчет электрических нагрузок на шинах 10 кВ

### 2.4.1 Определение потерь мощности в ЦТП. [5]

Выбираем трансформаторы ТСЗ-1000-10/0,4

$U_B=10$ ,  $U_H=0,4$ ,  $\Delta P_{xx}=2,4$  кВт,  $\Delta P_{кз}=11$ кВт,  $I_{xx}=1,4\%$ ,  $U_{кз}=5,5\%$

1) для ТП 1,2

$$\Delta P = \Delta P_{xx} + k_3^2 * \Delta P_{кз} = 2,4 + (0,81)^2 * 11 = 9,6 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q = \Delta I_{xx} * S_H / 100 + K_3^2 * \Delta U * S_H / 100 = 1,4 * 1000 / 100 + (0,81)^2 * 5,5 * 1000 / 100 = 50 \text{ кВар}$$

для 4-х трансформаторов:

$$\sum \Delta P = 4 \cdot \Delta P = 4 \cdot 9,6 = 38,5 \text{ кВт}$$

$$\sum \Delta Q = 4 \cdot \Delta Q = 4 \cdot 50 = 200 \text{ кВар}$$

2) для ТП 3

$$\Delta P = \Delta P_{xx} + K_3^2 * \Delta P_{кз} = 2,4 + (0,83)^2 * 11 = 10 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q = \Delta I_{xx} * S_H / 100 + K_3^2 * \Delta U * S_H / 100 = 1,4 * 1000 / 100 + (0,83)^2 * 5,5 * 1000 / 100 = 52 \text{ кВар}$$

для 2-х трансформаторов:

$$\sum \Delta P = 2 \cdot \Delta P = 2 \cdot 10 = 20 \text{ кВт}$$

$$\sum \Delta Q = 2 \cdot \Delta Q = 2 \cdot 52 = 104 \text{ кВар}$$

3) для ТП 4,5

$$\Delta P = \Delta P_{xx} + K_3^2 * \Delta P_{кз} = 2,4 + (0,82)^2 * 11 = 9,8 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q = \Delta I_{xx} * S_H / 100 + K_3^2 * \Delta U * S_H / 100 = 1,4 * 1000 / 100 + (0,82)^2 * 5,5 * 1000 / 100 = 51 \text{ кВар}$$

для 4-х трансформаторов:

$$\sum \Delta P = 4 \cdot \Delta P = 4 \cdot 9,8 = 39,2 \text{ кВт}$$

$$\sum \Delta Q = 4 \cdot \Delta Q = 4 \cdot 51 = 204 \text{ кВар.}$$

4) для ТП 6,7

$$\Delta P = \Delta P_{xx} + K_3^2 * \Delta P_{кз} = 2,4 + (0,83)^2 * 11 = 10 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q = \Delta I_{xx} * S_H / 100 + K_3^2 * \Delta U * S_H / 100 = 1,4 * 1000 / 100 + (0,83)^2 * 5,5 * 1000 / 100 = 52 \text{ кВар}$$

для 4-х трансформаторов:

$$\sum \Delta P = 4 \cdot \Delta P = 4 \cdot 10 = 40 \text{ кВт}$$

$$\sum \Delta Q = 4 \cdot \Delta Q = 4 \cdot 52 = 208 \text{ кВар.}$$

Суммарные потери в трансформаторах:

$$\Sigma P_{1-14} = 38,5 + 20 + 39,2 + 40 = 137,7 \text{ кВт,}$$

$$\Sigma Q_{1-14} = 200 + 104 + 204 + 208 = 716 \text{ квар.}$$

#### 2.4.2 Определение расчетной мощности синхронных двигателей

Исходные данные:  $P_{н\text{СД}} = 720 \text{ кВт}$ ;  $\cos \varphi = 0,86$ ;  $N_{\text{СД}} = 4$ ;  $k_3 = \beta = 0,81$ .  
 Определим расчетные активные и реактивные мощности для СД:

$$P_{p\text{СД}} = P_{н\text{СД}} \times N_{\text{СД}} \times k_3 = 720 \times 4 \times 0,81 = 2332,8 \text{ кВт};$$

$$Q_{p\text{СД}} = P_{p\text{СД}} \times k_3 = 720 \times 4 \times 0,81 \times 0,48 = 1119,7 \text{ квар.}$$

#### 2.4.3 Определение расчетной мощности ДСП

На подстанции ДСП –10 установлены тр –ры ЭТЦДК –2500/10  
 номинальная мощность ДСП –10  $S_H = 5000 \text{ кВА}$ ,  $\cos \varphi = 0,85$ ,  $K_3 = 0,7$

Расчетная активная мощность ДСП –10:

$$P_{p\text{дсп-10}} = N \times S_H \times K_3 \times \cos \varphi = 2 \times 5000 \times 0,85 \times 0,7 = 5950 \text{ кВт},$$

Расчетная реактивная мощность ДСП –10:

$$Q_{p\text{дсп-6}} = P_{p\text{дсп-10}} \times \text{tg} \varphi = 5950 \times 0,6 = 3689 \text{ квар.}$$

Определим потери в печных трансформаторах по упрощенной формуле:

$$\Delta P_{\text{тр ДСП}} = 2\% \times S_H = 0,02 \times 5000 = 100 \text{ кВт}, \quad \sum_1^2 \Delta P_{\text{тр ДСП}} = 200 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{\text{тр ДСП}} = 10\% \times S_H = 0,1 \times 5000 = 500 \text{ квар}, \quad \sum_1^2 \Delta Q_{\text{тр ДСП}} = 1000 \text{ квар.}$$

#### 2.4.4 Расчет компенсации реактивной мощности на шинах 10 кВ ГПП

Составим схему замещения, показанную на рисунке 2.2.

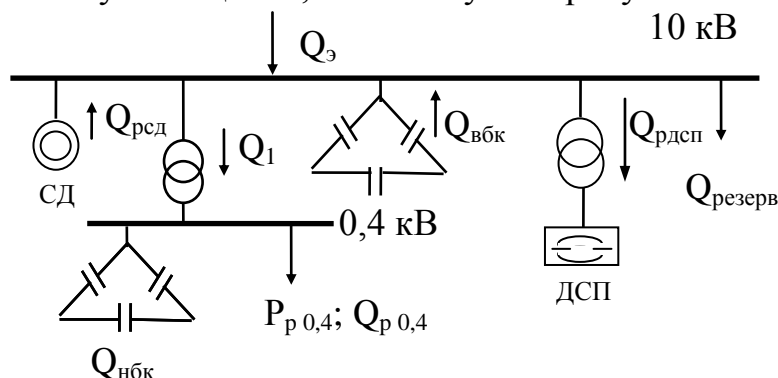


Рисунок 2.2

Резервная мощность:

$$Q_{рез} = 0,1 \times \Sigma Q_{расч} = 0,1 \times (Q_{p0,4} + \Delta Q_T + Q_{дсп-10} + \Delta Q_{T \text{ дсп-10}}) = \\ = 0,1 \times (9226 + 716 + 500 + 3689) = 1413,1 \text{ кВар.}$$

Мощность, поступающая от энергосистемы:

$$Q_э = 0,23 \times \Sigma P_p = 0,23 \times (P_{p0,4} + \Delta P_T + P_{рдсп-10} + \Delta P_{T \text{ дсп-10}} + P_{сд}) = \\ = 0,23 \cdot (10990,7 + 137,7 + 5950 + 200 + 2332,8) = 4487,6 \text{ кВар.}$$

Мощность ВБК определим из условия баланса реактивной мощности:

$$Q_{ВБК} = Q_{p0,4} + \Delta Q_T + Q_{дсп-10} + \Delta Q_{T \text{ дсп-10}} + Q_{рез} - Q_э - Q_{сд} - \Sigma Q_{НБК} = \\ = 9226 + 716 + 3689 + 1000 + 1413,1 - 4487,6 - 4808,9 - 1119,7 = 1938,9 \text{ кВар.}$$

Принимаем индивидуальную компенсацию реактивной мощности для ДСП 2УКЛ-10,5-900,  $\Sigma Q_{н \text{ вбк}} = 1800$  квар

Расчет силовой нагрузки по заводу шарикоподшипников, включая низковольтную и высоковольтную нагрузки, потери в трансформаторах ЦТП, расчетные мощности по литейному цеху и компрессорной, приведены в таблице 2.4 – Расчет уточненной мощности по шарикоподшипниковому заводу.

Таблица 2.5 – Расчет уточненной мощности по заводу шарикоподшипников

№№ТП, S <sub>нт</sub> , Q <sub>БК</sub> ТП	№№ цеха	n	P <sub>n min</sub> - P <sub>n max</sub>	ΣP <sub>н</sub>	Ки	Средняя мощность		n <sub>э</sub>	K <sub>м</sub>	Расчетные мощности			Kз	
						P <sub>см</sub> , кВт	Q <sub>см</sub> , квар			P <sub>р</sub> , кВт	Q <sub>р</sub> , квар	S <sub>р</sub> , кВА		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	
ТП1, ТП2 (4×1000 кВА)  Силовая: Освещение: Q <sub>нБК</sub> Итого	6	4	720	2880		-	-							
	7	10	1-40	520		338	753,5							
	8	15	1-40	310		155	116,2							
	9	50	2,2-45	1700		510	244,8							
	10	40	1-30	276		165,6	198,7							
	11	40	5-80	1600		960	844,8							
	12	50	1-10	700		280	285,6							
	13	10	1-30	90		22,5	29,9							
	14	30	5-10	280		140	85,8							
		249			5456	0,47	2571,1	2560,3	15	1,1	2828,2	2560,3		
											281,82	174,1		
												-1200		
											3110,03	1034,4	3277,54	0,81
	ТП3 (2×1000 кВА)  Силовая: Освещение: Q <sub>нБК</sub> Итого	4(80%)	240	1-100	3600		1260	1474,16						
			240	1-100	3600		1260	1474,16	72	1,11	1398,6	1474,16		
										234,32	146,4			
										1632,9	420,56	1686	0,83	
ТП4, ТП5 (4×1000 кВА)	3 (90%)	135	3-50	2880		1008	1179,36							
	5	120	1-50	2100		1260	1108,8							
	4(20%)	60	1-100	900		315	368,54							

Продолжение таблицы 2.5

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Силовая:		215	1-100	5880	0,44	2583	2656,7	118	1,08	2789,64	2656,7		
Освещение:										434,38	271,42		
Q <sub>нбк</sub>											-1500		
Итого										3224	728,12	3305	0,82
ТП6, ТП7 (4×1000 кВА)	1	35	1,1-20	310		139,5	66,96						
	2	220	1-40	4000		1400	1638						
	15	25	1-40	270		121,5	58,3						
	16	40	1-30	350		192,5	119,3						
	3(10%)	15	3-50	320		112	131,04						
Силовая:		335	1-50	5250	0,44	2294,4	2178	210	1,05	2409,12	2178		
Освещение:										1013,3	576,58		
Освещение территории										328,9	164,4		
Q <sub>нбк</sub>											-1200		
Итого										3422	804,58	3342	0,83
Итого на шинах 0,4 кВ										11388,9	2987,66		
ΣΔP <sub>T</sub> , ΣΔQ <sub>T</sub>										137,7	716		
Нагрузка 0,4 кВ, приведенная к шинам 10 кВ.										11526,6	3703,66		
Компрессорная										2332,8	-1119,7		
Литейный										5950	3689		
ΣΔP <sub>Tдсп</sub> , ΣΔQ <sub>Tдсп</sub>										200	1000		
ВБК											-1800		
Всего по заводу										20009,4	4572,96	20525,3	

### 3 Сравнение вариантов внешнего электроснабжения

Питание может быть осуществлено от подстанции госсистемы, на которой установлено два трёхобмоточных трансформатора мощностью по 63 МВА напряжением 110/37/10,5 кВ. Работа трансформаторов раздельная. Система неограниченной мощности. Расстояние от подстанции до завода 4,5 км. Завод работает в две смены.

Для технико-экономического сравнения вариантов электроснабжения завода рассмотрим два варианта:

1. I вариант – ЛЭП 115 кВ;
2. II вариант – ЛЭП 37 кВ.

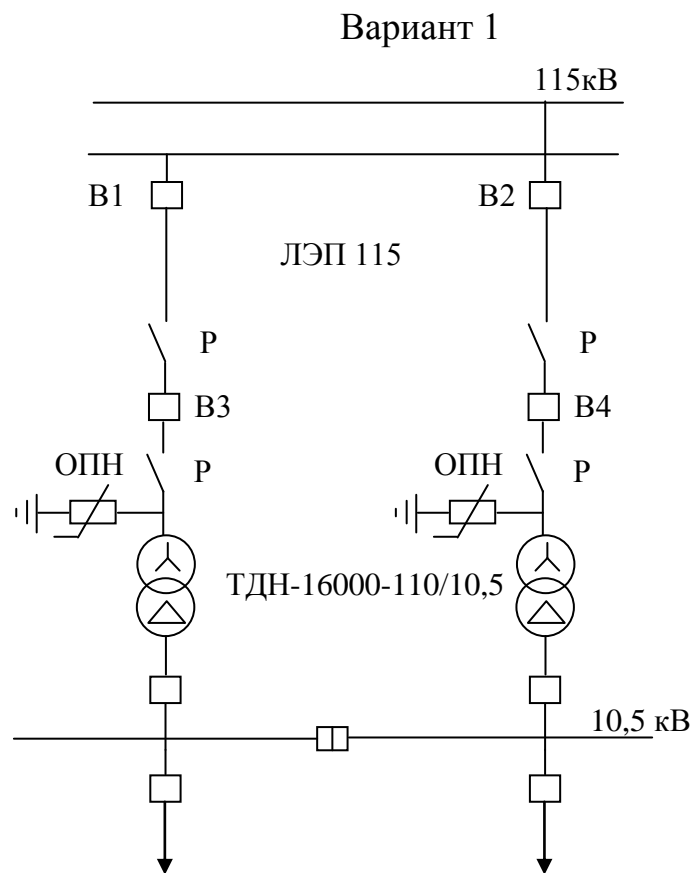


Рисунок 3.1 Схема электроснабжения по 1 варианту

Выбираем электрооборудование по I варианту.

1) Выбираем трансформаторы ГПП:

$$S = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} = \sqrt{20009,43^2 + 4487,6^2} = 20506,5 \text{ кВА}$$

Выбираем два трансформатора мощностью 16000 кВА.



Коэффициент загрузки:

$$K_3 = \frac{S_p}{2 \cdot S_n} = \frac{20506,5}{2 \cdot 16000} = 0,64$$

Паспортные данные трансформатора:

Тип трансформатора ТДН-16000/110, номинальная мощность  $S_n=16000$  кВА,  $U_{вн}=115$ кВ,  $U_{нн}=11$ кВ,  $\Delta P_{xx}=19$ кВт,  $\Delta P_{кз}=85$ кВт,  $u_{кз}=10,5\%$ ,  $I_{xx}=0,7\%$ .

Потери мощности в трансформаторах:

$$\Delta P_m = 2 \cdot (P_{xx} + \Delta P_{кз} \cdot K_3^2) = 2 \cdot (19 + 85 \cdot 0,64^2) = 107,6 \text{ Вт}$$

$$\Delta Q_T = 2 \cdot \left( \frac{I_{xx}}{100} \cdot S_n + \frac{u_{кз} \cdot S_n \cdot (K_3)^2}{2 \cdot 100} \right) = 2 \cdot \left( \frac{0,7 \cdot 16000}{100} + \frac{10,5 \cdot 16000 \cdot 0,64^2}{100} \right) = 1600,3 \text{ Вар}$$

Потери энергии в трансформаторах.

При двухсменном режиме работы  $T_{вкл}=4000$  ч.  $T_{макс}=4345$  ч.  
тогда время максимальных потерь:

$$\tau = 8760 \cdot \left( 0,124 + \frac{T_m}{10000} \right)^2 = 8760 \cdot \left( 0,124 + \frac{4345}{10000} \right)^2 = 2732 \text{ ч.}$$

Потери активной мощности в трансформаторах:

$$\Delta W = 2(\Delta P_{xx} \times T_{вкл} + \Delta P_{кз} \times \tau \times K_3^2) = 2(19 \times 4000 + 85 \times 2732 \times 0,64^2) = 342234,6 \text{ кВтч/год}$$

2) ЛЭП –110 кВ.

Полная мощность, проходящая по ЛЭП:

$$S_{лэп} = \sqrt{(P_p + \Delta P_m)^2 + Q_3^2} = \sqrt{(20009,43 + 107,6)^2 + (4487,6)^2} = 20611,5 \text{ кВА}$$

Расчетный ток, проходящий по одной линии:

$$I_p = \frac{S_{лэп}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{20611,5}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 115} = 51,7 \text{ А}$$

Ток аварийного режима:

$$I_a = 2 \times I_p = 2 \times 51,7 = 103,5 \text{ А}$$

По экономической плотности тока определяем сечение проводов:

$$F = \frac{I_p}{j} = \frac{51,7}{1,1} = 47 \text{ мм}^2,$$

где  $I_p=51,7$  А расчетный ток линии,  $j=1,1$  А/мм<sup>2</sup> экономическая плотность тока при  $T_M=3000-5000$  ч и алюминиевых проводах.

Принимаем по условию коронирования провод АС -70,  $I_{\text{доп}}=265$ А.

Проверим выбранные провода по допустимому нагреву.

При расчетном токе:

$$I_{\text{доп}}=265\text{А} > I_p=51,7 \text{ А}$$

При аварийном режиме:

$$I_{\text{доп ав}}=1,3 \times I_{\text{доп}}=1,3 \times 265=344,5\text{А} > I_{\text{ав}}=103,5\text{А}$$

Потери электроэнергии в ЛЭП:

$$\Delta W_{\text{ЛЭП}}=2 \cdot 3 \cdot I^2 \cdot R \cdot \tau = 2 \cdot 3 \cdot (51,7)^2 \cdot (2,07) \cdot 10^{-3} \cdot 2732 = 90695 \text{ кВт} \cdot \text{ч},$$

где  $R=r_0 \times L$ , где  $r_0=0,46$  Ом/км удельное сопротивление сталеалюминиевого провода сечением 70 мм<sup>2</sup>,  $l=4,5$  км длина линии  $R=2,07$  Ом

Выбор выключателей, разъединителей, ОПН на  $U=110$  кВ.

Перед выбором аппаратов составим схему замещения (рисунок 3.2) и рассчитаем ток короткого замыкания.

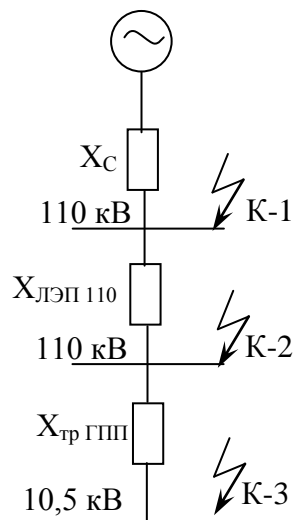


Рисунок 3.2

$S_{\text{б}}=1000$  МВА;  $S_c=\text{беск.}$ ;  $U_{\text{б}}=115$  кВ.

$$I_{\text{б}} = \frac{S_{\text{б}}}{\sqrt{3} \times U_{\text{н}}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \times 115} = 5,02 \text{ кА};$$

$$X_{\text{лэп}} = \frac{x_0 \times L \times S_6}{U_{\text{ср}}^2} = \frac{0,34 \times 4,5 \times 1000}{115^2} = 0,12 \text{ о.е.};$$

$$X_{\text{тр.гпп}} = \frac{U_{\text{кз}} \times S_6}{100 \times S_{\text{ном.тр}}} = \frac{10,5 \times 1000}{100 \times 16} = 6,6 \text{ о.е.};$$

$$I_{\text{к2}} = I_6 / X_{\text{с}} + X_{\text{лэп}} = 5,02 / 0 + 0,12 = 36,9 \text{ кА}$$

$$I_{\text{к3}} = I_6 / X_{\text{с}} + X_{\text{лэп}} + X_{\text{тр.гпп}} = 54,9 / 0 + 0,12 + 6,6 = 8,15 \text{ кА}$$

$$I_{\text{бк3}} = S_6 / 1,73 \times 10,5 = 1000 / 1,73 \times 10,5 = 54,9 \text{ кА}$$

Кабель к СД:  $S_{\text{каб}} = S_{\text{срд}} = S_{\text{нсд}} \times K_3$

$$S_{\text{нсд}} = P_{\text{н}} / \cos \varphi = 720 / 0,9 = 800 \text{ кВА}$$

$$I_{\text{срд}} = 800 \times K_3 / 1,73 \times U_{\text{н}} = 800 \times 0,7 / 1,73 \times 10,5 = 30,8 \text{ А}$$

$$F_{\text{э}} = I_{\text{срд}} / J_{\text{э}} = 30,8 / 1,4 = 22 \text{ мм}^2$$

$$F_{\text{min}} = \alpha \times I_{\text{к3}} \times \sqrt{t_{\text{н}}} = 12 \times 8,15 \times \sqrt{0,8} = 87,5 \text{ мм}^2$$

Отсюда видно, что на шинах ГПП 10,5 кВ величина тока кз очень велика, что приводит к чрезмерному увеличению сечения кабеля. По этому необходимо после трансформаторов ГПП установить токоограничивающие реакторы для ограничения величины тока кз. Выберем реактор типа РБ10-600-10%

$$I_{\text{р}} = S_{\text{рзав}} / 2 \times 1,73 \times U_{\text{ном}} = 20525,3 / 2 \times 1,73 \times 10,5 = 564,3 \text{ А}$$

$I_{\text{ном реакт}} > 600 \text{ А}$ , реактивное сопр 10%

Потери на 3 и фазы при полной нагрузке составляет  $P_{\text{ном 3 ф}} = 26 \text{ кВт}$

$$K_3 = I_{\text{р}} / I_{\text{ном}} = 564,3 / 600 = 0,94$$

Потери в одном реакторе

$$P_{\text{реакт расч}} = 26 \times 0,94^2 = 23 \text{ кВт}$$

$$W_{\text{реакт}} = P_{\text{реакт расч}} \times t = 23 \times 2732 = 62836 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

$$W_{\text{реакт}}=2 \times 62836=125672 \text{ кВт} \times \text{ч}$$

$$X_p=(X_{\text{нр}}\%/100) \times (I_b U_{\text{ном}}/U_b I_{\text{ном}})=10/100 \times 54,9 \times 10,5/10,5 \times 0,6=9,15 \text{ о.е.}$$

После установки реактора

$$I_{\text{кз}}=I_b/X_c+X_{\text{лэп}}+X_{\text{тр гпп}}+X_{\text{реакт}}=54,9/0+0,136+6,6+9,15=3,5 \text{ кА}$$

Без учёта подпитки от СД

После установки реактора

$$F_{\text{min}}=12 \times 3,5 \times \text{sqr}0,8=37,6 \text{ мм}^2$$

Принимаем ААШВ-10-(3×50) с  $I_{\text{доп}}=155 \text{ А}$

Данные кабеля  $r_0=0,625 \text{ Ом/км}$ ,  $X_0=0,09 \text{ Ом/км}$

$$X_{\text{кл}}=X_0 \times L \times S_b / N U_{\text{ср}}^2=0,09 \times 0,286 \times 1000 / 2 \times 10,5^2=0,23 \text{ о.е.}$$

$$X_{\text{сд}}=X_d^{11} \times S_b / \text{сум} S_{\text{нсд}}=0,2 \times 1000 / 2 \times 0,8=125 \text{ о.е.}$$

$$E_{\text{сд}}=E_n^{11} \times U_n / U_b=1,1 \times 10,5 / 10,5=1,1$$

$$I_{\text{кз сд}}=I_b \times U_{\text{сд}} / X_{\text{каб}} + X_{\text{сд}}=54,9 \times 1,1 / 0,23 + 125=0,48 \text{ кА}$$

$$I_{\text{кз сум}}=I_{\text{кз}}+I_{\text{кз сд}}=3,5+0,48=3,98 \text{ кА}$$

$$I_y=K_y \times q_r^2 \times I_{\text{кз сум}}=1,8 \times 1,4 \times 3,98=10,13 \text{ кА}$$

Выбираем выключатели В1 и В2

$I_{\text{ав лэп}}=103,5 \text{ А}$ , при  $I_{\text{кз}}=36,9 \text{ кА}$

121PM40-20В

$I_{\text{ном}}=2000 \text{ А}$  ( $>103,5 \text{ А}$ )

$I_{\text{откл}}=40 \text{ кА}$  ( $>36,9 \text{ кА}$ )

$I_{\text{прец отв}}=102 \text{ кА}$  ( $>36,9 \text{ кА}$ )

$I_{\text{терм кз}}=40 \text{ кА}$  ( $>36,9 \text{ кА}$ )

Разъединители

NSA123/1600+2E, фирмы АВВ

$I_n=1000 \text{ А}$  ( $>103,5 \text{ А}$ )

$I_{\text{пред скв}}=80 \text{ кА}$  ( $>36,9 \text{ кА}$ )

Ограничители перенапряжения 110 кВ:

ОПНп-110/420/56-10 УХЛ1;  $U_n=110 \text{ кВ}$ .

Расчет затрат на первый вариант.

Суммарные затраты на оборудование первого варианта:

$$K_{\Sigma 1} = K_{B1, B2} + K_{ЛЭП} + K_{разъед} + K_{отд} + K_{кз} + K_{разр} + K_{Г ГПП}$$

Затраты на выключатели В1 и В2:

$$K_{B1, B2} = 2 \times 16,24 = 32,48 \text{ тыс. у.е.}$$

Затраты на ЛЭП (принимаем двухцепную железобетонную линию):

$$K_{уд} = 13,5 \text{ тыс. у.е./км}$$

$$K_{ЛЭП} = l \times K_{уд} = 4,5 \times 13,5 = 60,75 \text{ тыс у.е.}$$

Затраты на трансформатор ГПП:

$$K_{тр ГПП} = 2 \times 489 = 96 \text{ тыс. у.е.}$$

Затраты на ввод:

$$K_{вв} = 2 \times 4,76 = 9,52 \text{ тыс. у.е.}$$

Затраты на реакторы:

$$K_{реакт} = 2 \times 3,38 = 6,76 \text{ тыс. у.е.}$$

Определим издержки

$$\Sigma I_1 = I_a + I_{потери} + I_э, \text{ тыс. тенге}$$

Издержки на эксплуатацию ЛЭП:

$$I_{экс ЛЭП} = 0,004 \times K_{ЛЭП} = 0,004 \times 60,75 = 0,243 \text{ тыс. у.е.}$$

Амортизация ЛЭП:

$$I_a ЛЭП = 0,028 \times K_{ЛЭП} = 0,028 \times 60,75 = 1,7 \text{ тыс. у.е.}$$

Издержки на эксплуатацию оборудования:

$$I_{экс об} = 0,03 \times K_{об} = 0,01 \times 144,76 = 1,45 \text{ тыс. у.е.,}$$

где  $K_{об}$  – суммарные затраты без стоимости ЛЭП.

Амортизация оборудования:

$$I_{a_{об}} = 0,063 \times K_{об} = 0,063 \times 144,76 = 9,12 \text{ тыс. у.е.}$$

Стоимость потерь:

$$I_{потерь} = C_o \times (W_{трппп} + W_{лэп} + W_{реакт}) = 0,08 \times (42234,6 + 90695 + 125672) = 20,68 \text{ тыс.}$$

Суммарные издержки:

$$I_{\Sigma 1} = 9,12 + 1,7 + 0,243 + 1,45 + 20,68 = 33,19 \text{ тыс. у.е.}$$

Приведенные суммарные затраты:

$$З = 0,12 \times K_{\Sigma 1} + I_{\Sigma 1} = 0,12 \times 205,51 + 33,19 = 57,85 \text{ тыс. у.е.}$$

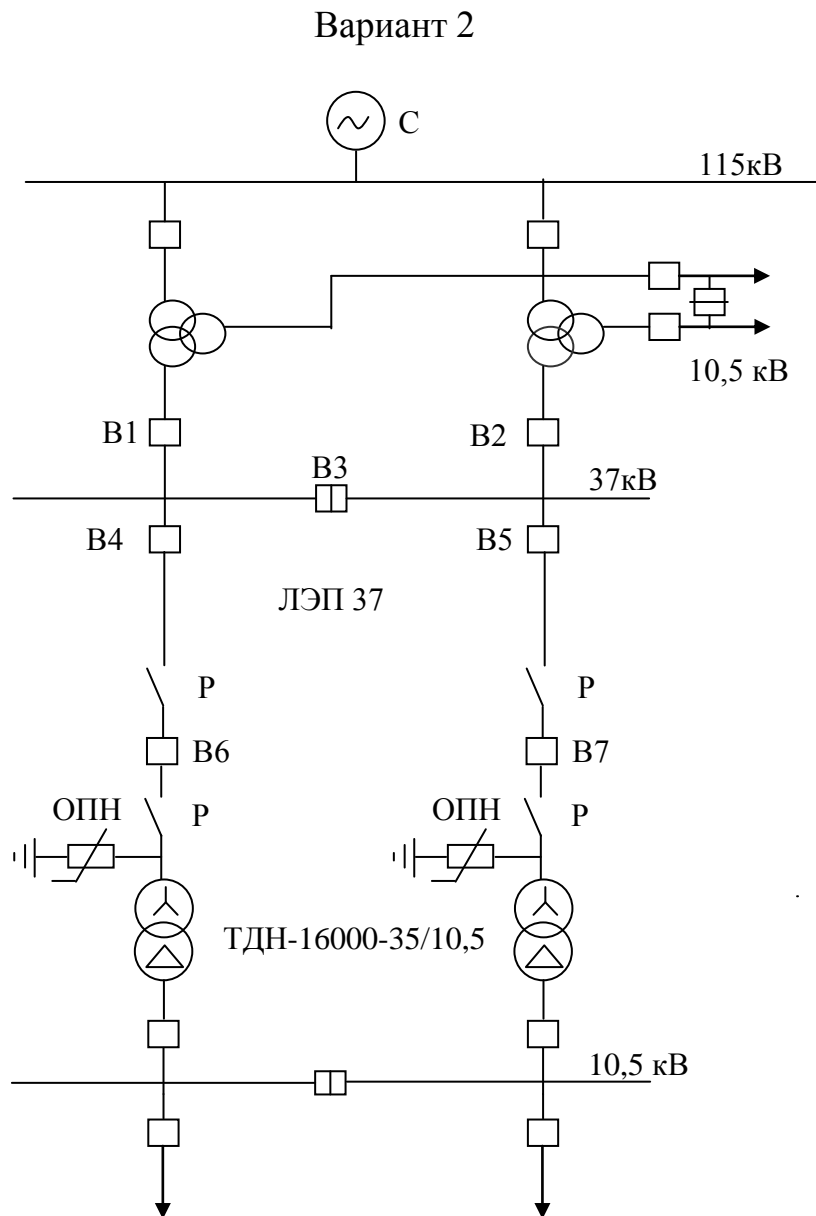


Рисунок 3.3 - Второй вариант схемы электроснабжения

Выбираем электрооборудование по II варианту.

Выберем трансформаторы ГПП.

Выбираем два трансформатора мощностью 16000 кВА.

Коэффициент загрузки = 0,64

Паспортные данные трансформатора:

Тип трансформатора ТДН-16000/35 номинальная мощность  $S_H=16000$  кВА,  
 $U_{BH}=36,75$ кВ,  $U_{HH}=10,5$ кВ,  $\Delta P_{XX}=18$ кВт,  $\Delta P_{K3}=85$ кВт,  $u_{K3}=10\%$ ,  $I_{XX}=0,55\%$ .

Потери мощности в трансформаторах:

$$\Delta P_m = 2 \cdot (P_{XX} + \Delta P_{K3} \cdot K_3^2) = 2 \cdot (18 + 85 \cdot 0,64^2) = 105,6 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q_T = 2 \cdot \left( \frac{I_{XX}}{100} \cdot S_{HT} + \frac{U_{K3}}{100} \cdot S_H \cdot K_3^2 \right) = \frac{0,55 \cdot 16000}{100} + \frac{10 \cdot 16000 \cdot (0,64)^2}{100} = 1486,7 \text{ кВар}$$

Потери энергии в трансформаторах:

$$\Delta W = 2(\Delta P_{XX} \times T_{вкл} + \tau \times \Delta P_{K3} \times (K_3)^2) = 2(18 \times 4000 + 85 \times 2732 \times (0,64)^2) = 334234,6 \text{ кВт} \times \text{ч.}$$

ЛЭП – 35 кВ.

Полная мощность, проходящая по ЛЭП:

$$S_{ЛЭП} = \sqrt{(P_p + \Delta P_m)^2 + Q_s^2} = \sqrt{(20009,43 + 105,6)^2 + (4487,6)^2} = 20609,5 \text{ кВА}$$

Расчетный ток, проходящий по одной линии:

$$I_p = \frac{S_{ЛЭП}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{20609,5}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 37} = 160,8 \text{ А}$$

Ток аварийного режима:

$$I_{ав} = 2 \times I_p = 2 \times 160,8 = 321,6 \text{ А}$$

По экономической плотности тока определяем сечение проводов:

$$F = \frac{I_p}{j} = \frac{160,8}{1,1} = 146,2 \text{ мм}^2,$$

где  $I_p=160,8$  А расчетный ток линии,  $j=1,1$  А/мм<sup>2</sup> экономическая плотность тока при  $T_m=3000-5000$  ч и алюминиевых проводах.

Принимаем по экономической плотности тока провод АС – 150,  $I_{доп}=445$ А. Провода располагаются на стальных опорах удельная стоимость линии 17,15 тыс.у.е./км

$$I_{\text{доп}}=445\text{A}>I_p=160,8\text{ A}$$

При аварийном режиме:

$$I_{\text{доп ав}}=1,3 \times I_{\text{доп}}=1,3 \times 445=591,5\text{A}>I_{\text{ав}}=321,6\text{ A}$$

Потери электроэнергии в ЛЭП-35:

$$\Delta W_{\text{ЛЭП}}=2 \cdot 3 \cdot I^2 \cdot R \cdot \tau = 2 \cdot 3 \cdot (160,8)^2 \cdot 0,95 \cdot 10^{-3} \cdot 2732 = 402649,94\text{кВт}\cdot\text{ч},$$

где  $R=r_0 \times l$ , где  $r_0=0,21\text{ Ом/км}$  удельное сопротивление сталеалюминиевого провода сечением  $150\text{ мм}^2$ ,  $l=4,5\text{ км}$  длина линии.

Выбор выключателей В1, В2, В3 и аппаратов ввода ГПП.

На подстанции энергосистемы расположен автотрансформатор ТДТН – 63000/110/37/10,5, со следующими паспортными данными:  $S_{\text{н}}=63\text{ МВА}$ ,  $U_{\text{вн}}=115\text{кВ}$ ,  $U_{\text{сн}}=38,5\text{кВ}$ ,  $U_{\text{нн}}=11\text{кВ}$ ,  $\Delta P_{\text{хх}}=56\text{кВт}$ ,  $\Delta P_{\text{кз}}=290\text{ кВт}$ ,  $u_{\text{квн-сн}}=10,5\%$ ,  $u_{\text{квн-нн}}=17,5\%$ ,  $u_{\text{ксн-нн}}=7\%$ ,  $I_{\text{хх}}=0,55\%$ ,

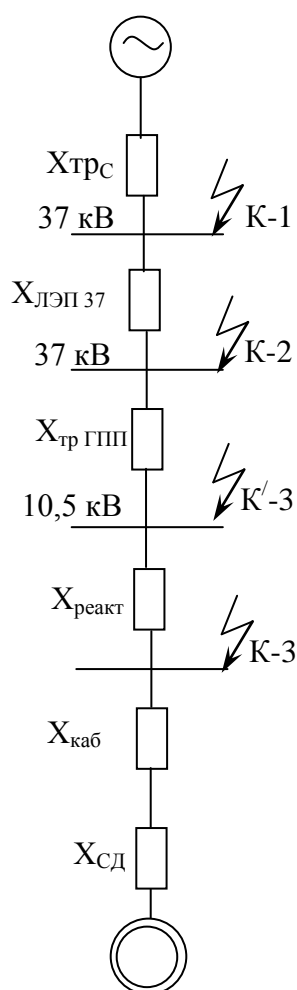


Рисунок 3.4 Схема замещения для расчета токов короткого замыкания



Коэффициент долевого участия завода в стоимости автотрансформатора:

$$\gamma = \frac{S_p}{2 \cdot S_{\text{ном.тр.}}} = \frac{20609,5}{2 \cdot 63000} = 0,16$$

Расчет токов КЗ проведем в относительных единицах. В качестве базисных величин принимаем мощность  $S_б=1000$  МВА и напряжение  $U_б=37$  кВ,  $S_{кз}=\text{бесконеч. МВА}$ , тогда базисный ток будет:

$$I_б = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_б} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 15,6 \text{ кА}$$

Сопротивление системы:

$$x_c = \frac{S_б}{S_{кз}} = 0$$

$$x_{\text{атв}} = \frac{u_{кв} \cdot S_б}{100 \cdot S_n} = \frac{10,5 \cdot 1000}{100 \cdot 63} = 1,67 \text{ о.е.}$$

Сопротивление ЛЭП:

$$x = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_б}{U_{сн}^2} = 4,5 \cdot 0,4 \cdot \frac{1000}{37^2} = 1,3 \text{ о.е.}$$

Ток КЗ в точке К1:

$$I_{к1} = \frac{I_б}{X_c + X_{тс}} = \frac{15,6}{0 + 1,67} = 9,34 \text{ кА}$$

Ток КЗ в точке К2:

$$I_{к2} = \frac{I_б}{X_c + X_{тс} + X_{вл}} = \frac{15,6}{0 + 1,67 + 1,3} = 5,3 \text{ кА}$$

$$X_{тргпп} = U_{кз} \times S_б / 100 \times S_{нтр} = 10 \times 1000 / 100 \times 16 = 6,25 \text{ о.е.}$$

$$I_б = 1000 / 1,73 \times 10,5 = 54,9 \text{ кА}$$

$$I_{кз} = I_б / X_c + X_{тр \text{ сист}} + X_{лэп} + X_{тр \text{ гпп}} = 54,9 / 0 + 1,67 + 1,3 + 6,25 = 6 \text{ кА}$$

В данном варианте величина тока кз также может быть ограничена по этому принимаем реактор РБ 10-600-6%

$$I_{ном}=600\text{А} \quad I_p=564,3\text{А}$$

Реактивное сопротивление 6%

$$\text{Потери на 3-и фазы при полной нагрузке} \quad 19,38 \text{ кВт}$$

$$P_{реакт}=19,38 \times 0,94^2=17,12 \text{ кВт}$$

$$W_{реакт}=2 \times P_{реакт} \times t=2 \times 17,12 \times 2732=93543,7 \text{ кВтч}$$

$$X_p=(X_{нр}\%/100) \times (I_b \times U_{ном}/U_b \times I_{ном})=(6/100) \times (59,4 \times 10,5/10,5 \times 0,6)=5,49 \text{ о.е.}$$

После установки реактора

$$I_{кз}=I_b/X_c+X_{тр \text{ сист}}+X_{лэп}+X_{тр \text{ гпп}}+X_{реакт}=54,9/0+1,67+1,3+6,25+5,49=3,7 \text{ кА}$$

Выбираем В1, В2 по аварийному току тр-ов системы. Принимаем, что мощность передаваемая через трансформатор по вторичным обмоткам тр-ов распределена поровну (по50%), поэтому:

$$S_{ав \text{ тр сист}}=2 \times 31,5=63 \text{ мВА}$$

$$I_{ав}=S_{ав}/1,73 \times U_n=63 \times 1000/1,73 \times 37=983 \text{ А}, I_p=I_{ав}/2=491,5 \text{ А}$$

Выбираем выключатели типа 38PM40-20В.

Таблица 3.1 - Проверка выбранных выключателей

Паспортные данные	Расчетные данные
$U_n=35 \text{ кВ}$	$U_p=35 \text{ кВ}$
$I_n=1000 \text{ А}$	$I_p=983 \text{ А}$
$I_{отк}=25 \text{ кА}$	$I_{кз}=9,34 \text{ кА}$
$I_{сквоз}=64 \text{ кА}$	$i_y=9,34 \text{ кА}$
$I_{терм \text{ кз}}=25 \text{ кА}$	$I=9,34 \text{ кА}$

Коэффициент долевого участия в стоимости выключателей:

$$\gamma=\frac{I_{завода}}{I_n}=\frac{321,6}{1000}=0,32$$

Выбор выключателя В3:

$$I_{В3}=I_{pВ1,В2}=491,5 \text{ кА}$$

Принимаем выключатель 38PM40-20В.

Таблица 3.2 - Проверка выбранного выключателя

Паспортные данные	Расчетные данные
$U_H=35$ кВ	$U_p=35$ кВ
$I_H=630$ А	$I_p=491,5$ А
$I_{отк}=10$ кА	$I_{кз}=9,34$ кА
$I_{сквоз}=26$ кА	$i_y=9,34$ кА
Итерм кз=10кА	$I=9,34$ кА

Долевое участие завода в стоимости выключателя В3:

$$\gamma = \frac{I_{завода}}{I_H} = \frac{160,8}{630} = 0,26$$

Выбор выключателей В4, В5:

$$I_{ав} \text{ завода} = 245,7 \text{ А}$$

Принимаем выключатель 38PM40-20В.

Таблица 3.3 - Проверка выбранного выключателя

Паспортные данные	Расчетные данные
$U_H=35$ кВ	$U_p=35$ кВ
$I_H=630$ А	$I_p=245,7$ А
$I_{отк}=10$ кА	$I_{кз}=9,34$ кА
$I_{сквоз}=26$ кА	$i_y=9,34$ кА
Итерм кз=10кА	$I=9,34$ кА

В качестве разъединителя принимаем NSA38/1600+2E.

Таблица 3.4 - Проверка выбранного разъединителя

Паспортные данные	Расчетные данные
$U_H=35$ кВ	$U_p=35$ кВ
$I_H=1000$ А	$I_p=321,6$ А
$I_{пред}=63$ кА	$I_{кз}=9,34$ кА
$I_{пред.терм.стойк.}=25$ кА	$I_{терм.стойк.}=9,34$ кА

Ограничители перенапряжения:

ОПНп-110/420/56-10 УХЛ1;  $U_H=110$  кВ.

Расчет затрат на второй вариант.

Суммарные затраты на оборудование второго варианта:

$$K_{\Sigma 2} = K_{B1,B2} + K_{B3} + K_{B4,B5} + K_{ЛЭП} + K_{разъед} + K_{отд} + K_{кз} + K_{разр} + K_{тр-ра} + K_{т гпп}$$

Затраты на выключатели В1 и В2:

$$K_{B1,B2}=2 \times \gamma \times K_B = 2 \times 0,32 \times 5,54 \text{ тыс.} = 3,55 \text{ тыс. у.е.}$$

Затраты на выключатель В3:

$$K_{B3} = \gamma \times K_B = 0,26 \times 5,54 = 1,44 \text{ тыс. у.е.}$$

Затраты на выключатели В4, В5:

$$K_{B4,B5} = 2 \times K_B = 2 \times 5,54 = 11,08 \text{ тыс. у.е.}$$

Затраты на ЛЭП:

$$K_{уд.} = 12,5 \text{ тыс. у.е./км}$$

$$K_{ЛЭП} = 1 \times K_{уд.} = 12,5 \times 4,5 = 56,25 \text{ тыс. у.е.}$$

Затраты на ввод:

$$K_{ввод} = 2 \times K_{р,од,кз} = 2 \times 2,92 = 5,84 \text{ тыс. у.е.}$$

Затраты на трансформаторы подстанции энергосистемы:

$$K_{ат} = 2 \times \gamma \times K_{тр} = 2 \times 0,16 \times 135 = 43,2 \text{ тыс. у.е.}$$

Затраты на трансформаторы ГПП:

$$K_{т гпп} = 2 \times 37 = 74 \text{ тыс. у.е.}$$

$$K_{реакт} = 2 \times K_{реакт} = 2 \times 3,08 = 6,16 \text{ тыс. у.е.}$$

Суммарные затраты:

$$K_{\Sigma 2} = 74 + 56,25 + 11,08 + 5,84 + 43,2 + 3,55 + 1,44 + 6,16 = 201,59 \text{ тыс. у.е.}$$

Издержки на эксплуатацию ЛЭП:

$$И_{экс ЛЭП} = 0,004 \times K_{ЛЭП} = 0,004 \times 56,25 = 0,225 \text{ тыс. у.е.}$$

Амортизация ЛЭП:

$$И_{а ЛЭП} = 0,028 \times K_{ЛЭП} = 0,028 \times 56,25 \text{ тыс.} = 1,6 \text{ тыс. у.е.}$$

Издержки на эксплуатацию оборудования:

$$I_{\text{экс об}}=0,03 \times K_{\text{об}}=0,01 \times 145,27 \text{ тыс.} = 1,4 \text{ тыс. у.е.},$$

где  $K_{\text{об}}$  – суммарные затраты без стоимости ЛЭП.

Амортизация оборудования:

$$I_{\text{а об}}=0,063 \times K_{\text{об}}=0,063 \times 145,27 \text{ тыс.} = 9,15 \text{ тыс. у.е.}$$

Стоимость потерь:

$$I_{\text{пот}}= 0,08 \times (334234,6+402649,94+93543,7)=66,43 \text{ тыс. у.е.}$$

Суммарные издержки:

$$I_{\Sigma 2}=9,15+1,6+1,45+0,225+66,43=78,85 \text{ тыс. у.е.}$$

Приведенные суммарные затраты:

$$З=0,12 \times K_{\Sigma 2}+ I_{\Sigma 2}=0,12 \times 201,52+78,85=103,03 \text{ тыс. у.е.}$$

Таблица 3.5 - Составим сводную таблицу по всем вариантам.

Вариант	$U_{\text{ном}}$ , кВ	$K_{\Sigma}$ тыс. у.е.	$I_{\Sigma}$ тыс. у.е.	$З$ тыс. у.е.
1	115	205,51	33,19	57,85
2	37	201,52	78,85	103,03

Вывод: выбираем первый вариант, так как приведенные суммарные затраты меньше, чем для второго варианта.

## 4 Выбор оборудования

### 4.1 Выбор выключателей

Выбор вводных и секционных выключателей:

$$S_{p.завода} = 20525,3 \text{ кВА};$$

Расчетный ток:

$$I_p = \frac{S_{p.ав.}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{20525,3}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5} = 564,3 \text{ А}$$

Аварийный ток:

$$I_a = 2 \times I_p = 2 \times 564,3 = 1128,6 \text{ А}$$

Принимаем выключатель ВВ/TEL-10-1600-25 У2.

Таблица 4.1 Проверка выбранного выключателя

Паспортные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n = 10 \text{ кВ}$ $I_n = 1600 \text{ А}$ $I_{откл} = 25 \text{ кА}$ $i_{дин} = 52 \text{ кА}$ $V_k = 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_p = 10 \text{ кВ}$ $I_{ав} = 1128,6 \text{ А}$ $I_{к1} = 3,98 \text{ кА}$ $i_{уд\sigma} = 10,1 \text{ кА}$ $V_k = 12,67 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_n \geq U_p$ $I_n \geq I_{ав}$ $I_{откл} \geq I_{к1}$ $i_{дин} \geq i_{уд\sigma}$ $V_{кПАСП} \geq V_{кРАСЧ}$
Привод ППВ пружинный		

$$V_{кРАСЧ} = I_{к\Sigma}^2 (t_{откл} + T_a) = 3,98^2 (0,1 + 0,7) = 12,67 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$V_{кПАСП} = I_{к3}^2 t_{терм} = 31,5^2 \cdot 4 = 3969 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Секционный выключатель: через секционный выключатель проходит половина мощности, проходящей через вводные выключатели. Следовательно, расчетный ток, проходящий через выключатель:  $I_p = 564,3 \text{ А}$ .

Принимаем выключатель ВВ/TEL –10 –630-12,5У2.

Таблица 4.2 Проверка выбранного выключателя

Паспортные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n=10$ кВ $I_n=630$ А $I_{откл}=12,5$ кА $i_{дин}=52$ кА $V_k=1600$ кА <sup>2</sup> ·с	$U_p=10$ кВ $I_{ав}=564,3$ А $I_{к1}=3,98$ кА $i_{удс}=10,1$ кА $V_k=12,67$ кА <sup>2</sup> ·с	$U_n \geq U_p$ $I_n \geq I_{ав}$ $I_{откл} \geq I_{к1}$ $i_{дин} \geq i_{удс}$ $V_{кПАСП} \geq V_{кРАСЧ}$
Привод электромагнитный		

Выбор выключателей отходящих линий:

1. Магистраль ГПП-ТП1-ТП2:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_n} = 92,9 \text{ А} \quad I_{ав}=185,9 \text{ А}$$

Принимаем выключатель ВВ/TEL-10-630-12,5У2.

Таблица 4.3 Проверка выбранного выключателя

Паспортные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n=10$ кВ $I_n=630$ А $I_{откл}=12,5$ кА $i_{дин}=52$ кА $V_k=1600$ кА <sup>2</sup> ·с	$U_p=10$ кВ $I_{ав}=185,9$ А $I_{к1}=3,98$ кА $i_{удс}=10,1$ кА $V_k=12,67$ кА <sup>2</sup> ·с	$U_n \geq U_p$ $I_n \geq I_{ав}$ $I_{откл} \geq I_{к1}$ $i_{дин} \geq i_{удс}$ $V_{кПАСП} \geq V_{кРАСЧ}$
Привод электромагнитный		

2. Магистраль ГПП-ТП3:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_n} = 47,7 \text{ А} \quad I_{ав}=95,4 \text{ А}$$

Принимаем выключатель ВВ/TEL-10-630-12,5У2.

Таблица 4.4 Проверка выбранного выключателя

Паспортные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n=10$ кВ $I_n=630$ А $I_{откл}=12,5$ кА $i_{дин}=52$ кА $V_k=1600$ кА <sup>2</sup> ·с	$U_p=10$ кВ $I_{ав}=95,4$ А $I_{к1}=3,98$ кА $i_{удс}=10,1$ кА $V_k=12,67$ кА <sup>2</sup> ·с	$U_n \geq U_p$ $I_n \geq I_{ав}$ $I_{откл} \geq I_{к1}$ $i_{дин} \geq i_{удс}$ $V_{кПАСП} \geq V_{кРАСЧ}$
Привод электромагнитный		

### 3. Магистраль ГПП-ТП4-ТП5:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_H} = 93,3 \text{ A} \quad I_{ав} = 186,6 \text{ A}$$

Принимаем выключатель ВВ/TEL-10-630-12,5У2.

Таблица 4.5 Проверка выбранного выключателя

Паспортные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$ $I_H = 630 \text{ А}$ $I_{откл} = 12,5 \text{ кА}$ $i_{дин} = 52 \text{ кА}$ $V_k = 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_p = 10 \text{ кВ}$ $I_{ав} = 186,6 \text{ А}$ $I_{к1} = 3,98 \text{ кА}$ $i_{уд\sigma} = 10,1 \text{ кА}$ $V_k = 12,67 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_H \geq U_p$ $I_H \geq I_{ав}$ $I_{откл} \geq I_{к1}$ $i_{дин} \geq i_{уд\sigma}$ $V_{кПАСП} \geq V_{кРАСЧ}$
Привод электромагнитный		

### 4. Магистраль ГПП-ТП4-ТП5:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_H} = 99,2 \text{ A} \quad I_{ав} = 198,3 \text{ A}$$

Принимаем выключатель ВВ/TEL-10-630-12,5У2.

Таблица 4.6 Проверка выбранного выключателя:

Паспортные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$ $I_H = 630 \text{ А}$ $I_{откл} = 12,5 \text{ кА}$ $i_{дин} = 52 \text{ кА}$ $V_k = 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_p = 10 \text{ кВ}$ $I_{ав} = 198,3 \text{ А}$ $I_{к1} = 3,98 \text{ кА}$ $i_{уд\sigma} = 10,1 \text{ кА}$ $V_k = 12,67 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_H \geq U_p$ $I_H \geq I_{ав}$ $I_{откл} \geq I_{к1}$ $i_{дин} \geq i_{уд\sigma}$ $V_{кПАСП} \geq V_{кРАСЧ}$
Привод встроенный электромагнитный		

### 4. Магистраль ГПП-ДСП

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_H} = 177,7 \text{ A}$$

Принимаем выключатель ВВ/TEL-10-630-12,5У3.



Таблица 4.7 Проверка выбранного выключателя

Паспортные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n=10$ кВ $I_n=630$ А $I_{откл}=12,5$ кА $i_{дин}=52$ кА $Вк=1600$ кА <sup>2</sup> ·с	$U_p=10$ кВ $I_{ав}=177,7$ А $I_{к1}=3,98$ кА $i_{уд\Sigma}=10,1$ кА $Вк=12,67$ кА <sup>2</sup> ·с	$U_n \geq U_p$ $I_n \geq I_{ав}$ $I_{откл} \geq I_{к1}$ $i_{дин} \geq i_{уд\Sigma}$ $Вк_{ПАСП} \geq Вк_{РАСЧ}$
Привод электромагнитный		

5. Магистраль ГПП-СД:

$$I_{нСД} = \frac{S_{нСД}}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot \eta \cdot \cos\varphi} = 35,6 \text{ А}$$

Принимаем выключатель ВВ/TEL-10-630-12,5УЗ.

Таблица 4.8 Проверка выбранного выключателя

Паспортные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n=10$ кВ $I_n=630$ А $I_{откл}=12,5$ кА $i_{дин}=52$ кА $Вк=1600$ кА <sup>2</sup> ·с	$U_p=10$ кВ $I_{ав}=35,6$ А $I_{к1}=3,98$ кА $i_{уд\Sigma}=10,1$ кА $Вк=12,67$ кА <sup>2</sup> ·с	$U_n \geq U_p$ $I_n \geq I_{ав}$ $I_{откл} \geq I_{к1}$ $i_{дин} \geq i_{уд\Sigma}$ $Вк_{ПАСП} \geq Вк_{РАСЧ}$
Привод электромагнитный		

## 4.2 Выбор трансформаторов тока

Трансформаторы тока выбираются по следующим условиям:

1. по напряжению установки:  $U_{ном\ ТТ} \geq U_{ном\ уст-ки}$ ;
2. по току:  $I_{ном\ ТТ} \geq I_{расч}$ ;
3. по электродинамической стойкости:  $K_{дин} \geq \frac{i_{уд}}{\sqrt{2} \times I_{ном\ ТТ}}$ ;
4. по вторичной нагрузке:  $S_{н2} \geq S_{нагр\ расч}$ ;
5. по термической стойкости:  $K_{тс} = \frac{I_{об} \times \sqrt{t}}{I_{ном\ ТТ} \times t_{ТТ}}$ ;
5. по конструкции и классу точности.

а) Выбор трансформаторов тока на вводе и секционном выключателе.

Таблица 4.9

Прибор	Тип	A, ВА	B, ВА	C, ВА
A	Э-350	0,5	0,5	0,5
Wh	СА3-И681	2,5	2,5	2,5
Varh	СР4-И689	2,5	2,5	2,5
W	Д-355	0,5	-	0,5
Var	Д-345	0,5	-	0,5
Итого		6,5	5,5	6,5

Примем трансформатор тока ТЛ-10УЗ:  $I_H=1500$  А;  $U_H=10$  кВ;  $S_H=30$ ВА.

Таблица 4.10

Расчетные величины	По каталогу
$U_H=10$ кВ	$U_H=10$ кВ
$I_{ав}=1128,6$ А	$I_H=1500$ А
$i_{уд}=10,13$ кА	$I_{дин}=81$ кА
$S_{2p}=10,5$ ВА	$S_{2H}=30$ ВА

Рассчитаем вторичную нагрузку трансформаторов тока.

Сопротивление вторичной нагрузки состоит из сопротивления приборов, соединительных проводов и переходного сопротивления контактов:

$$R_2 = R_{\text{приб}} + R_{\text{пров}} + R_{\text{к-тов}}$$

Сопротивление приборов определяется по формуле:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{6,5}{5^2} = 0,26 \text{ Ом};$$

$$r_{2H} = \frac{S_{2HTT}}{I_2^2} = \frac{30}{5^2} = 1,2 \text{ Ом}.$$

где  $S_{\text{приб}}$  – мощность, потребляемая приборами;

$I_2$  – вторичный номинальный ток прибора.

Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{\text{дошпр}} = r_{2H} - r_{\text{приб}} - r_{\text{кон}} = 1,2 - 0,26 - 0,1 = 0,84 \text{ Ом}.$$

$$q_{\text{пров}} = \frac{\rho \times L}{r_{\text{доп}}} = \frac{0,028 \times 5}{0,84} = 0,16 \text{ мм}^2;$$

принимаем провод АКР ТВ;  $F=2,5 \text{ мм}^2$ ;

$$R_{\text{пров}} = \frac{\rho \times L}{F} = \frac{0,028 \times 5}{2,5} = 0,056 \text{ Ом};$$

$$S_2 = R_2 \times I_2^2 = 0,416 \times 5^2 = 10,5 \text{ ВА};$$

где  $R_2 = R_{\text{приб}} + R_{\text{пров}} + R_{\text{к-тов}} = 0,26 + 0,056 + 0,1 = 0,416 \text{ Ом}$

Выбираем трансформатор тока на секционном выключателе шин ГПП:  
 $I_p = 550,6 \text{ А}$ ; ТЛМ-10-У3-600/5:  $I_n = 600 \text{ А}$ ;  $U_n = 10 \text{ кВ}$ .

Таблица 4.11

Прибор	Тип	А, ВА	В, ВА	С, ВА
Амперметр	Э-350	0,5	0,5	0,5
Итого		0,5	0,5	0,5

Таблица 4.12

Расчетные величины	По каталогу
$U_n = 10 \text{ кВ}$	$U_n = 10 \text{ кВ}$
$I_{ав} = 564,3 \text{ А}$	$I_n = 600 \text{ А}$
$i_{уд} = 10,3 \text{ кА}$	$I_{дин} = 81 \text{ кА}$
$S_{2p} = 4,4 \text{ ВА}$	$S_{2н} = 15 \text{ ВА}$

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{0,5}{5^2} = 0,02 \text{ Ом};$$

$$r_{2\text{-ка}} = \frac{S_{2\text{НТТ}}}{I_2^2} = \frac{10}{5^2} = 0,4 \text{ Ом};$$

$$r_{\text{доптр}} = r_{2\text{н}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{кон}} = 0,4 - 0,02 - 0,1 = 0,28 \text{ Ом};$$

$$q_{\text{пров}} = \frac{\rho \times L}{r_{\text{доп}}} = \frac{0,028 \times 5}{0,28} = 0,5 \text{ мм}^2;$$

принимаем провод АКР ТВ;  $F=2,5 \text{ мм}^2$ ;

$$R_{\text{пров}} = \frac{\rho \times L}{F} = \frac{0,028 \times 5}{2,5} = 0,056 \text{ Ом};$$

$$S_2 = R_2 \times I_2^2 = 0,0,176 \times 5^2 = 4,4 \text{ ВА};$$

$$R_2 = R_{\text{приб}} + R_{\text{пров}} + R_{\text{к-тов}} = 0,02 + 0,056 + 0,1 = 0,176 \text{ Ом}.$$

б) Выбираем трансформатор тока на линии ГПП-(ТП1-ТП2); ГПП-ТП3; ГПП-(ТП4-ТП5); ГПП-(ТП6-ТП7).

Таблица 4.13

Прибор	Тип	A, ВА	B, ВА	C, ВА
Амперметр	Э-350	0,5	0,5	0,5
Wh	СА3-И681	2,5	2,5	2,5
Varh	СР4-И689	2,5	2,5	2,5
Итого		5,5	5,5	5,5

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{5,5}{5^2} = 0,22 \text{ Ом};$$

$$r_{2\text{-ка}} = \frac{S_{2\text{НТТ}}}{I_2^2} = \frac{10}{5^2} = 0,4 \text{ Ом};$$

$$r_{\text{доп}} = r_{2\text{Н}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{кон}} = 0,4 - 0,22 - 0,1 = 0,08 \text{ Ом};$$

$$q_{\text{пров}} = \frac{\rho \times L}{r_{\text{доп}}} = \frac{0,028 \times 5}{0,08} = 1,75 \text{ мм}^2;$$

принимаем кабель АКРТВ;  $F=2,5 \text{ мм}^2$ ;

$$R_{\text{пров}} = \frac{\rho \times L}{F} = \frac{0,028 \times 5}{2,5} = 0,056 \text{ Ом};$$

$$S_2 = R_2 \times I_2^2 = 0,376 \times 5^2 = 9,4 \text{ ВА};$$

$$R_2=R_{\text{приб}}+R_{\text{пров}}+R_{\text{к-тов}}=0,22+0,056+0,1=0,376 \text{ Ом.}$$

Трансформатор тока на линии ГПП-(ТП1-ТП2):  $I_p=I_{\text{ав}}=185,9\text{А}$ ; примем трансформатор тока ТПЛК-10У3:  $I_H=200 \text{ А}$ ;  $U_H=10 \text{ кВ}$ ;  $S_H=10\text{ВА}$ .

Таблица 4.14

Расчетные величины	По каталогу
$U_H=10 \text{ кВ}$	$U_H=10 \text{ кВ}$
$I_{\text{ав}}=185,9 \text{ А}$	$I_H=200 \text{ А}$
$i_{\text{уд}}=10,13 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}}=74,5 \text{ кА}$
$S_{2p}=9,4 \text{ ВА}$	$S_{2H}=10 \text{ ВА}$

Трансформатор тока на линии ГПП-ТП3:  $I_p=I_{\text{ав}}=95,4\text{А}$ ; примем трансформатор тока ТПЛК-10У3:  $I_H=100 \text{ А}$ ;  $U_H=10 \text{ кВ}$ ;  $S_H=10\text{ВА}$ .

Таблица 4.15

Расчетные величины	По каталогу
$U_H=10 \text{ кВ}$	$U_H=10 \text{ кВ}$
$I_{\text{ав}}=94,5 \text{ А}$	$I_H=100 \text{ А}$
$i_{\text{уд}}=10,13 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}}=74,5 \text{ кА}$
$S_{2p}=9,4 \text{ ВА}$	$S_{2H}=10 \text{ ВА}$

Трансформатор тока на линии ГПП-(ТП4-ТП5):  $I_p=I_{\text{ав}}=186,6\text{А}$ ; примем трансформатор тока ТПЛК-10У3:  $I_H=200 \text{ А}$ ;  $U_H=10 \text{ кВ}$ ;  $S_H=10\text{ВА}$ .

Таблица 4.16

Расчетные величины	По каталогу
$U_H=10 \text{ кВ}$	$U_H=10 \text{ кВ}$
$I_{\text{ав}}=186,6 \text{ А}$	$I_H=200 \text{ А}$
$i_{\text{уд}}=10,13 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}}=74,5 \text{ кА}$
$S_{2p}=9,4 \text{ ВА}$	$S_{2H}=10 \text{ ВА}$

Трансформатор тока на линии ГПП-(ТП6-ТП7):  $I_p=I_{\text{ав}}=198,3\text{А}$ ; примем трансформатор тока ТПЛК-10У3:  $I_H=200 \text{ А}$ ;  $U_H=10 \text{ кВ}$ ;  $S_H=10\text{ВА}$ .

Таблица 4.17

Расчетные величины	По каталогу
$U_H=10 \text{ кВ}$	$U_H=10 \text{ кВ}$
$I_{\text{ав}}=198,3 \text{ А}$	$I_H=200 \text{ А}$
$i_{\text{уд}}=10,13 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}}=74,5 \text{ кА}$
$S_{2p}=9,4 \text{ ВА}$	$S_{2H}=10 \text{ ВА}$

в) Выбор трансформаторов тока на ДСП:  $I_p=177,7$  А; примем трансформатор тока ТПЛК-10УЗ:  $I_n=200$  А;  $U_n=10$  кВ;  $S_n=10$  ВА.

Таблица 4.18

Прибор	Тип	А, ВА	В, ВА	С, ВА
Амперметр	Э-350	0,5	0,5	0,5
Wh	САЗ-И681	2,5	2,5	2,5
Итого		3	3	3

Таблица 4.19

Расчетные величины	По каталогу
$U_n=10$ кВ	$U_n=10$ кВ
$I_p=177,7$ А	$I_n=200$ А
$i_{уд}=10,13$ кА	$I_{дин}=74,5$ кА
$S_{2p}=6,9$ ВА	$S_{2н}=10$ ВА

г) Выбор трансформаторов тока на СД:

Таблица 4.20

Прибор	Тип	А, ВА	В, ВА	С, ВА
Амперметр	Э-350	0,5	0,5	0,5
Амперметр	Э-350	0,5	0,5	0,5
Амперметр	Э-350	0,5	0,5	0,5
Varh	СР4-И689	2,5	2,5	2,5
Итого		4	4	4

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{4}{5^2} = 0,16 \text{ Ом};$$

$$r_{2\text{-ка}} = \frac{S_{2\text{нтт}}}{I_2^2} = \frac{10}{5^2} = 0,4 \text{ Ом};$$

$$r_{\text{доптр}} = r_{2\text{н}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{кон}} = 0,4 - 0,16 - 0,1 = 0,14 \text{ Ом};$$

$$q_{\text{пров}} = \frac{\rho \times L}{r_{\text{доп}}} = \frac{0,028 \times 5}{0,14} = 0,1 \text{ мм}^2;$$

принимаем провод АКР ТВ;  $F=2,5$  мм<sup>2</sup>;

$$R_{\text{пров}} = \frac{\rho \times L}{F} = \frac{0,028 \times 5}{2,5} = 0,056 \text{ Ом};$$

$$S_2 = R_2 \times I_2^2 = 0,316 \times 5^2 = 7,9 \text{ ВА};$$

$$R_2 = R_{\text{приб}} + R_{\text{пров}} + R_{\text{к-тов}} = 0,16 + 0,056 + 0,1 = 0,316 \text{ Ом}.$$

Трансформаторов тока на СД:  $I_p = 35,6 \text{ А}$ ; примем трансформатор тока ТПЛК-6УЗ:  $I_H = 100 \text{ А}$ ;  $U_H = 10 \text{ кВ}$ ;  $S_H = 10 \text{ ВА}$ .

Таблица 4.21

Расчетные величины	По каталогу
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$
$I_p = 35,6 \text{ А}$	$I_H = 100 \text{ А}$
$i_{уд} = 10,13 \text{ кА}$	$I_{дин} = 74,5 \text{ кА}$
$S_{2p} = 7,9 \text{ ВА}$	$S_{2H} = 10 \text{ ВА}$

### 4.3 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим условиям:

1. по напряжению установки:  $U_{ном} \geq U_{уст}$ ;
2. по вторичной нагрузке:  $S_{ном2} \geq S_{2расч}$ ;
3. по классу точности
4. по конструкции и схеме соединения

Таблица 4.22

Прибор	Тип	$S_{об-ки}$ , ВА	Число об-к	$\cos\varphi$	$\sin\varphi$	Число приборов	$P_{общ}$ , Вт	$Q_{\Sigma}$ , вар
V	Э-335	2	2	1	0	2	8	-
W	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	-
Var	И-335	1,5	2	1	0	1	3	-
Wh	СА3- И681	3 Вт	2	0,38	0,925	9	54	131,4
Varh	СР4- И689	3 вар	2	0,38	0,925	9	22,18	54
Итого							90,18	185,45

Расчетная вторичная нагрузка:

$$S_{2p} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{90,18^2 + 185,45^2} = 206,2 \text{ ВА}.$$

Принимаем ТН типа НТМК-10-66У3

Таблица 4.23

$U_{HT}=10$ кВ	$U_{HT}=10$ кВ
$S_{H2}=500$ кВА	$S_{p2}=206,2$ ВА
Схема соединения обмоток $Y_{\circ}/Y_{\circ}/\sphericalangle_1-0$	

#### 4.4 Выбор выключателей нагрузки

Для всех трансформаторов принимаем выключатель нагрузки типа ВНПу –10/400 –20зп ЗУЗ

Проверим выбранный выключатель нагрузки.

Таблица 4.24

Паспортные	Расчетные
$U_H=10$ кВ	$U=10$ кВ
$I_H=400$ А	$I_p=400$ А
$I_{СКВ}=20$ кА	$i_{уд}=10,1$ кА
$I^2*t=(20)^2*1=400$ кА <sup>2</sup> *с	$I^2*t=(3,98)^2*1=15,8$ кА <sup>2</sup> *с
привод пружинный	

#### 4.5 Выбор силовых кабелей отходящих линий

Выбор кабелей производится по следующим условиям:

1. по экономической плотности тока:  $F_3 = \frac{I_p}{\gamma_3}$ ;
2. по минимальному сечению  $F_{min} = \alpha \times I_{кз} \times \sqrt{t_{п}}$ ;
3. по условию нагрева рабочим током  $I_{доп каб} \geq I_p$ ;
4. по аварийному режиму  $I_{доп ав} \geq I_{ав}$ ;
5. по потере напряжения  $\Delta U_{доп} \geq \Delta U_{рас}$ .

Для выбора отходящих кабелей рассмотрим выбор наиболее мощного и протяженного участка ГПП-(ТП4+ТП5)

Выбираем кабель ГПП-ТП4-ТП5:

$$S_{pТП4,5} = \sqrt{(P_{pТП4,5} + \Delta P_{тр})^2 + (Q_{pТП4,5} + \Delta Q_{тр})^2} = \sqrt{(3224 + 39,24)^2 + (728,12 + 204)^2} = 3393,7 \text{ кВА};$$



$$I_p = \frac{3393,7}{2 \times \sqrt{3} \times 10,5} = 93,3 \text{ A};$$

$$I_{ав} = 2 \times 93,3 = 186,6 \text{ A}.$$

а) по экономической плотности тока:

$$F_э = I_p / j_{эк} = 93,3 / 1,4 = 66,6 \text{ мм}^2.$$

$$j_{эк} = 1,4 \frac{\text{A}}{\text{мм}^2} \text{ - для } T_M = 3000\text{-}5000\text{ч.}$$

б) проверим выбранный кабель по термической стойкости к  $I_{кз}$ , найдем минимальное сечение кабеля по  $I_{кз}$ :

$$F_{\min} = \alpha \times I_{кз} \times \sqrt{t_{\text{привед}}} = 12 \times 3,98 \times \sqrt{0,8} = 42,75 \text{ мм}^2;$$

принимаем кабель маркой ААШВ-10-(3×70)+(1×50);  $I_{\text{доп}} = 180 \text{ A}$ ;

в) проверка по аварийному току:  $I_{\text{доп ав}} = 1,3 \times 180 = 234 \text{ A} \geq 186,6 \text{ A}$ ;

г) проверка по рабочему режиму с учетом поправочного коэффициента  $K_{\text{поп}}$ , зависящего от количества кабелей проложенных в одной траншее  $K_{\text{поп}} = 0,8$  (4 кабеля в траншее):

$$I_p / K_{\text{поп}} = 9,3 / 0,8 = 116,6 \text{ A}, (180 \text{ A} > 116,6 \text{ A}).$$

Условия выполняются, тогда окончательно принимаем кабель марки ААШВ-10-(3×70)+(1×50), с  $I_{\text{доп}} = 180 \text{ A}$ .

Все расчетные данные выбора остальных кабелей занесены в таблицу 4.25 – Кабельный журнал.

#### 4.6 Выбор шин ГПП

Сечение шин выбирают по длительно допустимому току и экономической целесообразности. Проверку шин производят на электродинамическую и термическую стойкость к токам КЗ.

Выбираем твердотянутые алюминиевые шины прямоугольного сечения марки АТ-80×6;  $I_{\text{доп}} = 1150 \text{ A}$  (одна полоса на фазу),  $I_{ав} = 1138,6 \text{ A}$ ;  $i_{уд} = 10,13 \text{ кА}$

а)  $I_{\text{доп}} = 1150 \text{ A} \geq I_{ав} = 1138,6 \text{ A}$ ;

б) проверка по термической стойкости к  $I_{кз}$ :

$$F_{\min} = \alpha \times I_{кз} \times \sqrt{t_{\text{привед}}} = 12 \times 3,98 \times \sqrt{1} = 42,7 \text{ мм}^2 < 480 \text{ мм}^2 (80 \times 6);$$

в) проверка по динамической стойкости к  $i_{уд\ кз}$ :  $\sigma_{доп}=117,6$  кгс/см<sup>2</sup>:

$$f = \frac{1,75 \times 10^{-2} \times i_{уд}^2 \times L}{a} = \frac{1,75 \times 10^{-2} \times 10,13^2 \times 100}{80} = 2,24 \text{ кгс};$$

$$W = 0,167 \times b \times h^2 = 0,167 \times 0,6 \times 8^2 = 6,4 \text{ см}^3$$

$$\sigma_{расч} = \frac{f \times L^2}{10 \times W} = \frac{2,24 \times 100^2}{10 \times 6,4} = 3,5 \frac{\text{кгс}}{\text{см}^2} \leq 117,6 \frac{\text{кгс}}{\text{см}^2}.$$

где  $L=100$  см-расстояние между изоляторами;

$a=80$  см-расстояние между фазами;

$b=0,6$  см-толщина одной полосы;

$h=8$  см-ширина (высота) шины.

Из условия видно, что шины динамически устойчивы.

#### 4.7 Выбор изоляторов

Жесткие шины крепятся на опорных изоляторах, выбор которых производится по следующим условиям:

по номинальному напряжению:  $U_{ном} \geq U_{уст}$ ;

по допустимой нагрузке:  $F_{доп} \geq F_{расч}$ .

где  $F_{расч}$  – сила, действующая на изолятор;

$F_{доп}$  – допустимая нагрузка на головку изолятора,  $F_{доп} = 0,6 \times F_{разруш}$ ;

$F_{разруш}$  – разрушающая нагрузка на изгиб.

$$F_{расч} = \frac{\sqrt{3} \times 10^{-1} \times i_{уд}^2 \times L}{a} = \frac{\sqrt{3} \times 10^{-1} \times 10,13^2 \times 100}{80} = 22,2 \text{ кгс}.$$

Выбираем изолятор типа ОНШ-10-500У1,  $F_{разруш} = 500$  кгс.

$F_{доп} = 0,6 \times F_{разруш} = 0,6 \times 500 = 300$  кгс. ( $> 2,2$  кгс), условие выполняется.

Таблица 4.25 - Кабельный журнал

Наименование участка	S <sub>р</sub> , кВА	Кол-во кабелей в траншее	Нагрузка		По экономической плотности тока, мм <sup>2</sup>		По допустимой нагрузке, мм <sup>2</sup>		По току короткого замыкания, мм <sup>2</sup>		Выбранный кабель	I <sub>доп</sub> , А
			I <sub>р</sub> , А	I <sub>ав</sub> , А	j <sub>э</sub>	F <sub>э</sub>	K <sub>п</sub>	F <sub>доп</sub>	I <sub>к</sub> , А	S		
ГПП-ТП1-ТП2	3381,7	4	92,9	185,9	1,4	66,4	0,8	50	3,98	42,7	ААШВ-10-(3×70)	180
ГПП-ТП3	1734,15	4	47,7	95,4	1,4	34	0,8	35	3,98	42,7	ААШВ-10-(3×50)	155
ГПП-ТП4-ТП5	3393,7	4	93,3	186,6	1,4	66,6	0,8	50	3,98	42,7	ААШВ-10-(3×70)	180
ГПП-ТП6-ТП7	3607,04	4	99,2	198,3	1,4	70,8	0,8	50	3,98	42,7	ААШВ-10-(3×70)	180
ТП1-ТП2	1690,9	2	46,5	93	1,4	33,2	0,9	50	3,98	42,7	ААШВ-10-(3×50)	155
ТП4-ТП5	1696,9	2	46,7	93,3	1,4	33,3	0,9	50	3,98	42,7	ААШВ-10-(3×50)	155
ТП6-ТП7	1803,5	2	49,6	99,2	1,4	35,4	0,9	50	3,98	42,7	ААШВ-10-(3×50)	155
ГПП-СД	800	4	35,6	-	1,4	25,5	0,8	50	3,98	42,7	ААШВ-10-(3×50)	155
ГПП-ДСП	3231,8	4	177,7	-	1,4	126,9	0,8	120	3,98	42,7	ААШВ-10-(3×150)	300

53

## **5 Проверка состояния маслонаполненного оборудования**

### **5.1 Основные методы проверки состояния маслонаполненных трансформаторов**

В энергосистемах и на промышленных предприятиях эксплуатируется большое количество дорогостоящего силового маслонаполненного оборудования, в том числе и маслонаполненных трансформаторов. Поскольку высоковольтное оборудование большой мощности является уникальным оборудованием, аварии которого могут приводить к крупным пожарам, дорогостоящим ремонтам и экономическим потерям за счет недопоставки электроэнергии, то диагностика этого оборудования и как можно более раннего выявления отклонения от нормального состояния приобретает особую значимость.

Очень часто повреждению в трансформаторе сопутствует повышенная температура или повышенная напряженность электрического поля внутри изоляции. Следствием этого является разрушение электрической изоляции, сопровождающиеся выделением различных газов, так называемых характеристических газов.

Когда маслонаполненное электрооборудование подвергается воздействию аномальных нагрузок термического и электрического характера, это может приводить к возникновению развивающихся повреждений в виде локальных перегревов и частичных разрядов, переходящих в дуговой разряд. Выделяющаяся при этом энергия вызывает разрушение изоляционной жидкости с образованием продуктов, называемых дефектными газами. Анализ трансформаторного масла на наличие дефектных газов и определение их концентрации позволяет обслуживающему персоналу своевременно распознать развивающийся дефект до того как он, прогрессируя, приведет к аварийному отключению оборудования, что всегда связано с экономическими потерями.

Выделившиеся газы растворяются в трансформаторном масле, поэтому трансформаторное масло является наиболее информативным объектом для диагностики. Также масло является доступным объектом для диагностики силового маслонаполненного оборудования. Отбор пробы масла можно производить без отключения оборудования, поэтому выделение растворенных газов и проведение диагностики маслонаполненного оборудования можно проводить дистанционно.

На основе анализа газов разработаны диагностические схемы, способные дать четкое указание на развивающийся дефект и темпы его развития.

Хроматографический анализ газов, растворенных в трансформаторном масле, является эффективным и достаточным способом определения состава и концентрации всех растворенных газов. [8]

Главным образом, методики анализа растворенных газов, нашедшие распространение в мировой и отечественной практике, основаны на частичном выделении определяемых компонентов. Эти методики подразумевают процесс установления равновесия в системе масло-газ, длительность процесса способствует затягиванию этапа выделения растворенных газов и всего процесса диагностики. Растворимость в равновесном состоянии во многом зависит от природы вещества, поэтому хорошо растворимые вещества в меньшей степени будут присутствовать в выделенной смеси газов.

Указанных недостатков лишена методика выделения газов из масла на основе температурно-вакуумного метода. При таком методе из масла выделяется более 90% растворенных веществ за короткий промежуток времени. Преимущества вакуумного метода выделения газов особенно сказывается при анализе хорошо растворимых газов, что в свою очередь дает возможность значительно расширить ряд анализируемых растворенных веществ.

Экспериментальные исследования позволили найти оптимальную температуру выделения смеси характеристических газов.

Изучение процесса десорбции растворенных газов позволили усовершенствовать конструкцию емкости для выделения, найти оптимальное соотношение газовой фазы и масла позволяющее получить желаемую чувствительность и воспроизводимость анализа.

Создание полностью автоматизированного комплекса для диагностики маслонеполненного оборудования на кафедре Автоматизированных процессов и производств позволяет проводить экспресс-анализ силового высоковольтного оборудования.

Конструкция трансформаторов тока, в том числе и маслонеполненного исполнения, в значительной мере определяется предъявляемыми к ним требованиями в части обеспечения номинальных параметров. Так, необходимость повышения номинального напряжения линий электропередачи до 750 и 1150 кВ привела к созданию каскадных (двух- и трехступенчатых) трансформаторов тока. Требование к надежности внедряемых релейных защит, повышение точности отсчета электроизмерительных приборов определили необходимость разработки маслонеполненных трансформаторов тока, обеспечивающих действие этих защит и приборов при переходных процессах и имеющих пять вторичных обмоток (одна из которых имеет класс точности 0,2). Уменьшение габаритов и массы маслонеполненных трансформаторов тока в значительной мере связано с применением конденсаторной бумажно-масляной изоляции.

С усложнением конструкции маслонеполненных трансформаторов тока существенно возросли требования к их транспортированию, хранению и техническому обслуживанию, а также к квалификации монтажного и ремонтного персонала. Трудности усугубляются еще и тем, что до настоящего

времени выпущено крайне ограниченное количество технической литературы по эксплуатации таких трансформаторов тока.

## **5.2 Хроматографический анализ трансформаторов**

Дефекты трансформаторов, выявляемые хроматографическим анализом, подразделяются на два типа: тепловые и электрические. К одному типу дефектов относятся дефекты разных видов, каждый из которых характеризуется определенным составом растворенных газов.

Процесс диагностирования трансформаторов по результатам хроматографического анализа растворенных в масле газов включает в себя решение двух задач: обнаружение повреждения, определение возможного типа повреждения и оценка степени его опасности.

Одним из перспективных направлений развития систем диагностирования силовых трансформаторов на основе метода газовой хроматографии является применение ЭВМ с целью обработки результатов анализов и оценки состояния трансформаторов по составу и концентрациям растворенных в масле газов. Решение этой задачи требует формализации методики, т.е. разработки алгоритма оценки состояния трансформатора по результатам хроматографического контроля. Использование такого алгоритма полезно и при «ручном» способе составления диагноза, так как облегчает персоналу решение логических задач по определению периодичности контроля и оценке необходимости отключения оборудования.

Результаты последнего анализа сравнивают с граничными значениями концентраций. Если концентрации растворенных газов не превышают граничных значений, то проводится отбор проб масла на хроматографический анализ по графику: для силовых трансформаторов 35-110 кВ периодичность отбора проб не реже одного раза в год, для трансформаторов 220 кВ – не реже одного раза в шесть месяцев.

Если трансформатор до этого не находился на особом контроле, то необходимо проанализировать возможность возрастания концентраций газов из-за влияния следующих эксплуатационных факторов: перегревов по причине дефектов внешней системы охлаждения; сварки на баке трансформатора; перегрева масла термоэлектронагревателями при его обработке в дегазационных и других установках. Если влияния этих факторов на возрастании концентраций газов не установлено, то оценку состояния трансформатора продолжают в соответствии со схемой алгоритма.

Для трансформатора, находящегося на особом контроле, необходимо сравнить результаты данного и предыдущего анализов. При этом возможны следующие три случая:

1. Концентрации одного или нескольких растворенных газов превышают граничные значения и длительно сохраняются в одном уровне. Причиной такого явления может быть перегрев интенсивности. Для выяснения вопроса, существует дефект или его нет, рекомендуется провести дегазацию масла. Если после дегазации масла концентрации растворенных газов не возрастают, то следовательно, дефекта нет. Такой трансформатор снимают с особого контроля, отбор проводят по графику. Если после дегазации масла при вторичных анализах вновь возрастают концентрации растворенных газов, то планируется отключение трансформатора на ремонт.

2. Концентрации одного или нескольких растворенных газов превышают граничные значения, но снизились по сравнению с предыдущим анализом. Возможные причины – уменьшение нагрузки трансформатора, замена силикагеля, длительное отключение, частичная замена масла, остаточные концентрации газов после устраненного дефекта. Рекомендуется отбор проб масла проводить с той же учащенной периодичностью. После того, как концентрации газов снизятся до граничных значений, трансформатор снимают с особого контроля, отбор проб проводится по графику. [10]

3. Концентрации растворенных газов превышают граничные значения и возросли по сравнению с предыдущим анализом. В этом случае новую периодичность отбора проб определяют следующим образом. Вычисляют абсолютную скорость нарастания концентрации  $i$ -го газа, % объемных в месяц, где  $i = 1 \dots 9$ , по формуле:

$$U_i^{abc} = \frac{(C_{mi} - C_{(m-1)i})30}{Tg} \quad (5.1)$$

где  $C_{mi}$ ,  $C_{(m-1)i}$  – концентрации  $i$ -го газа по результатам  $m$  и  $(m-1)$ -го анализов, % объемных;

$Tg$  – интервал времени между двумя последовательными отборами проб масла на хроматографический анализ, дни.

Затем определяют относительную скорость нарастания концентрации  $i$ -го газа, % в месяц из выражения:

$$U_i^{abc} = \frac{U_i^{abc}}{C_{(m-1)i}} 100 \quad (5.2)$$

В зависимости от состава растворенных газов и скорости нарастания их концентрации определяют новую учащенную периодичность отбора проб на хроматографический анализ с целью уточнения диагноза. При возрастании концентраций водорода или углеводородных газов новый интервал диагностирования  $Tg^1$  может быть ориентировочно определен в соответствии  $U_i^{abc}$ , % объемных [16]

в месяц ....	0,025	0,0125	0,0083	0,0625	0,0042	0,0031	0,0025	0,0012
$Tg^1$ , мес. ....	0,1	0,2	0,3	0,4	0,6	0,8	1	2

Например, если абсолютная скорость нарастания концентрации  $i$ -го газа  $U_i^{abc} = 0,0125$ , то очередной отбор пробы масла на хроматографический анализ необходимо провести через 0,2 мес., т.е. через 6 дней. Скорости нарастания концентраций отдельных газов могут существенно различаться. В этом случае выбор новой периодичности следует проводить по газу, у которого нарастание концентрации происходит более ускоренно.

Решение об отключении трансформатора на ремонт принимается в результате всестороннего анализа результатов хроматографического контроля и электрических испытаний.

Состав и периодичность работ по техническому обслуживанию и ремонтам трансформаторов тяговых подстанций регламентируются директивными документами – Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей, нормами испытаний электрооборудования и аппаратов электроустановок потребителей, инструктивными материалами утвержденными Министерством путей сообщения и Инструкцией по техническому обслуживанию оборудования тяговых подстанций и постов секционирования электрифицированных железных дорог.

С выходом Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей, в Инструкцию по техническому обслуживанию оборудования тяговых подстанций внесены изменения в состав и периодичность ремонтов и профилактических испытаний. Принятые в соответствии с Правилами, эти изменения сформулированы в Положении об организации и проведении ремонта основных фондов, хозяйства электроснабжения.

В соответствии с перечисленными нормативными документами действующая система технического обслуживания и ремонта трансформаторов тяговых подстанций включает в себя техническое обслуживание (осмотры, испытания и измерения), текущий и комплексный ремонты.



Наиболее существенные изменения новые нормативные документы вносят в периодичность капитальных ремонтов трансформаторов, предусматривая первый и не позднее чем через 12 лет после ввода в эксплуатацию, а в дальнейшем по мере необходимости в зависимости от результатов измерений и состояния трансформаторов.

Однако, несмотря на эти изменения, нормативная система технического обслуживания и ремонта силовых трансформаторов тяговых подстанций остается весьма трудоемкой и недостаточно эффективной. Главный ее недостаток заключается в несовершенстве применяемых традиционных методов диагностирования. Сложившаяся в течение десятилетий система диагностических испытаний трансформаторов в значительной мере устарела. Установленные на сегодняшний день диагностические параметры и признаки лишь в редких случаях позволяют уверенно определить техническое состояние трансформаторов.

Недостатком нормативной системы испытаний является то, что она не предусматривает применение таких современных и высокоэффективных методов диагностирования трансформаторов, как хроматографический анализ растворенных в масле газов.

Таким образом, способность хроматографического контроля выявлять развивающиеся дефекты на ранней стадии без отключения трансформатора выгодно отличает этот метод от традиционных испытаний, создает основу для пересмотра существующей системы обслуживания силовых трансформаторов и исключения из нормативного перечня неэффективных видов испытаний. При этом появляется возможность дополнить планово-предупредительную систему технического обслуживания и ремонта трансформаторов элементами системы обслуживания по техническому состоянию. Предварительное определение технического состояния позволяет исключить избыточность обслуживания и снизить эксплуатационные расходы.

Для снижения трудозатрат нормативы предусматривают изменение периодичности и объемов работ по обслуживанию трансформаторов. Эти изменения предлагается осуществить следующим образом:

1. Отказаться от проведения планового капитального ремонта трансформаторов контролируемых хроматографическим методом. Выполнять эти ремонты при необходимости по результатам контроля технического состояния.

2. Отказаться от измерения диэлектрических характеристик изоляции обмоток при текущих ремонтах и межремонтных испытаниях, так как эти измерения значительно уступают по чувствительности хроматографическому

контролю масла на газо- и влагосодержание, требуют больших затрат труда и вывода трансформатора из работы.

3. Текущий ремонт проводить с периодичностью один раз в 2 года. При этом текущий ремонт систем охлаждения Д, ДЦ выполняется ежегодно, внеочередной ремонт устройств РПН – после определенного числа переключений в соответствии с инструкцией завода-изготовителя.

4. Ввести средний ремонт с периодичностью один раз в 8 лет. Средний ремонт выполняется для восстановления исправности и частичного ресурса трансформатора. При этом разгерметизация трансформаторов не обязательна и выполняется лишь при необходимости по результатам испытаний.

Анализ статистических данных показывает, что на долю трансформаторов тяговых подстанции приходится около 1% общего числа повреждений устройств электроснабжения дорог. В связи с ростом грузонапряженности и применением краткой тяги на многих участках электрифицированных дорог значительно увеличивается токовые нагрузки (на грузонапряженных линиях 15-минутные токи нагрузок тяговых подстанций зачастую больше 5-6 кА), что особенно усложняет работу тяговых трансформаторов.

Кроме того, на большинстве тяговых подстанций имеется большая районная нетяговая нагрузка, которая достигает 50-70% тяговой и носит неравномерный характер. В этих условиях наряду с увеличением мощности трансформаторов (до МВХА) и числа параллельно работающих преобразовательных агрегатов (в ряде случаев 2-3 агрегата мощности 20 МВХА), важную роль приобретает техническая диагностика трансформаторов

Основные виды контроля и профилактических испытаний изоляции трансформаторов, применяемые в настоящее время на электрифицированных дорогах, проводятся при отключении трансформаторов из рабочей схемы, что создает значительные трудности. Поэтому необходимо внедрение системы технической диагностики трансформаторов под рабочим напряжением, т.е. непосредственно в условиях эксплуатации.

Это позволит повысить надежность и экономичность электроснабжения дороги в целом за счет отказа от создания на время испытаний от так называемых ремонтных схем с неполным составом оборудования и за счет сокращения объема оперативных переключений, которые сами могут стать причиной отказов и несчастных случаев.

Диагностика фактического состояния трансформаторов под рабочим напряжением в условиях их эксплуатации повышает эффективность

выявления дефектов и дает возможность широкого изменения периодичности испытаний, ревизий и ремонтов трансформаторов в зависимости от установленного их фактического состояния.

При диагностике под рабочим напряжением исключаются требования уложиться в заданные сроки, отпадают операции по расшиновке трансформаторов и облегчаются условия труда работников, проводящих диагностику. Кроме того, такая диагностика позволяет выявить дефекты на ранней стадии их развития и дает значительную экономию при проведении ремонта силовых трансформаторов.

Однако на наших электрифицированных дорогах не созданы такие системы диагностики и практически не используется опыт Минтопэнерго РФ по созданию подобных систем. Наиболее оптимальным и достоверным является метод диагностирования дефектов теплового, электрического и механического характеров, основанный на определении растворенных газов в масле трансформаторов, находящихся под рабочим напряжением.

Диагностика развивающихся дефектов на основе хроматографического анализа растворенных газов (АРГ) в масле работающих трансформаторов позволяет не только выявить дефекты трансформаторов на ранней стадии их развития, но и установить сроки профилактического обслуживания для каждого трансформатора индивидуально в зависимости от его фактического состояния по результатам текущей диагностики. 5.2.1 Приборы контроля трансформаторного масла [18]

Контроль растворенных газов является обязательной частью большинства программ обслуживания по состоянию. Регулярный контроль газов на месте установки оборудования при помощи TFGA-P200 позволит владельцу трансформатора снизить расходы и уменьшить количество анализов в лаборатории.

Быстрота получения данных и своевременность - это два основных преимущества, которые получает пользователь TFGA-P200, также как и полный контроль над процессом измерения.

Получение данных непосредственно на компьютер, позволяет передать файл данных для обработки, или выполнить экспертную оценку, если получены данные, вызывающие опасение за состояние оборудования.

Прибор TFGA-P200 - это высокоскоростной газовый микрохроматограф, оптимизированный для измерения семи наиболее важных дефектных газов: водорода, метана, оксида углерода, диоксида углерода, этилена, этана и ацетилен. Особенности прибора являются: собственный внутренний источник газа носителя (гелий), а также внутренние заряжаемые батареи, что обеспечивает автономную работу в течение не менее 15 часов.



Рисунок 5.1 – Прибор TFGA-P200

Прибор поставляется в комплекте с программным обеспечением для управления ходом анализа (EZChrom) и программой оформления протокола испытаний. Последняя программа разработана для подготовки стандартного протокола анализа газов в масле, а также для экспорта данных о пробе и результатов анализа в специальную экспертную диагностическую программу, позволяющую интерпретировать полученные результаты. Для работы анализатора TFGA-P200 и программного обеспечения нужен персональный компьютер на платформе 486 или Pentium с ОС Windows 3.11/95/98.

Специально разработанный шприц является уникальным приспособлением, позволяющим встряхиванием фиксированного объема трансформаторного масла с фиксированным объемом воздуха, очищенным от двуокиси углерода, извлечь дефектные газы из пробы анализируемого масла. Полное описание процедуры извлечения газов дано в нашей технической информации MS-30. Газы, готовые к введению их в анализатор TFGA-P200, будут получены уже через 60 секунд.

Применение в составе прибора специальных шприцев для экстракции газов позволяет выполнить анализ пробы масла в полевых условиях в течение нескольких минут. Продолжительность измерения концентрации всех семи газов в отдельности с момента введения пробы в анализатор составляет менее 120 секунд. Проба газа, отобранная из газового реле или из специального

зонда GP-100<sup>(1)</sup> разработки MS, экстрагирующего газ из масла, может быть проанализирована за несколько минут.

### **5.3 Регенерация трансформаторного масла с целью его повторного употребления**

При правильной эксплуатации трансформаторных масел срок их службы должен соответствовать сроку службы электрооборудования, в которое оно залито. В связи с тем, что в настоящее время имеется достаточно много оборудования с предельными сроками эксплуатации, соответственно есть и масла, имеющие значения показателей качества в области “риска”. Особенно ухудшаются такие показатели как: увеличение кислотного числа (КЧ), тангенса угла диэлектрических потерь ( $\text{tg}\delta$ ) и цветность масла, нормируемые “Объемами и нормами испытаний электрооборудования” (РД 31.45-51.300-97). “Методические указания по эксплуатации трансформаторных масел” (РД 34.43. 105-89) предписывают при этом регенерацию масла крупнопористым адсорбентом.

Представляется экономически выгодной, при нынешних ценах на трансформаторное масло, регенерация его с целью повторного употребления.

На протяжении последних нескольких лет эксплуатируется стационарная установка контактной очистки масла с применением тонкоразмолотого адсорбента-зикеевской опоки. Месторождение этих глин находится на территории Калужской губернии. Опока состоит в основном из окиси кремния (до 80%), а также окислов алюминия, кальция, магния. Выпускается она двух видов: молотая марки А-80 гранулированная ДФ-100. Привлекательность применения зикеевской опоки проявляется в более “мягком”, по сравнению с восстановлением масла тринатрийфосфатом или сернокислой обработкой, действии и более дешевом способе, не требующем дорогих реактивов (серная кислота, силикагель, тринатрийфосфат). Коллоидные частицы мыл в маслах лучше всего адсорбируются естественными отбеливающими землями.

Основной частью установки контактной очистки масла является мешалка. Она представляет из себя бак объемом 2,5 м<sup>3</sup>, в которую засыпается мелкодисперсная отбеливающая глина А-80 и заливается 2,0 м<sup>3</sup> масла. В бак встроены электронагреватели мощностью 24 кВт. Вместе со вспомогательным оборудованием установка занимает площадь 28 м<sup>2</sup>. Стационарные установки для регенерации трансформаторного масла методом интенсивного перемешивания (с применением отбеливающих глин, тринатрийфосфата, серной кислоты) имеют ограниченное применение.

Для организации очистки трансформаторного масла с помощью гранулированных глин методом перколяции (продавливания) была изготовлена на одноосном прицепе передвижная установка (рисунок 5.1). Создание таковой является весьма актуальной задачей, поскольку отсутствие

затрудняет в ряде случаев восстановление отработанных масел. Несмотря на то, что контактная очистка масла с применением мелкодисперсной глины является более эффективным процессом регенерации, технологическая схема установки, изображенной на рисунке 1, позволяет, при соблюдении определенных параметров, восстанавливать масло с КЧ до 0,4 мг КОН/ г. С помощью передвижной регенерационной установки можно на местах осуществлять необходимый цикл восстановления масла. При этом исключаются затраты, связанные с транспортировкой масла к месту регенерации и обратно, строительством помещений.

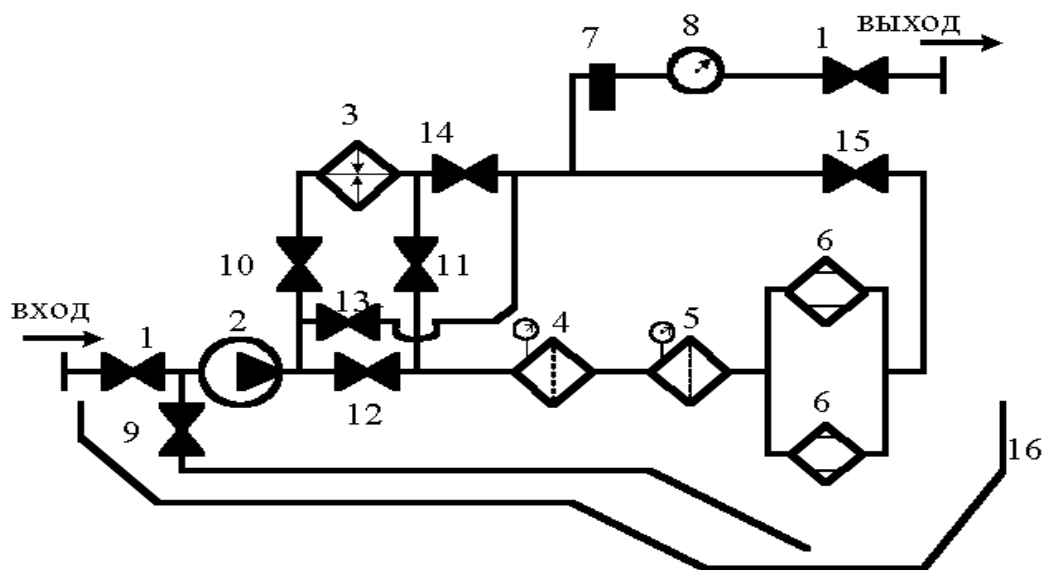


Рис.1. Гидравлическая схема перколяционной установки регенерации трансформаторного масла:

1-кран шаровый; 2-маслонасос; 3-подогреватель масла;  
4-фильтр грубой очистки; 5-фильтр тонкой очистки;  
6-адсорберы; 7-стакан-отстойник; 8-расходомер;  
9-15 -вентили; 16-поддон;

Рисунок 5.2- Гидравлическая схема установки регенерации

Существенной частью установки являются адсорберы (6), маслонагреватель (3) и маслонасос (2) с редуцирующим клапаном. Адсорберы (6) имеют отношение диаметра к высоте 1:4 и загружаются гранулированной “землей” предварительно просеянной от мелких (менее 2,8 мм) фракций. В каждый адсорбер загружается 50 кг адсорбента.

Нагреватель (3) выполнен на ТЭНах суммарной мощности 5,95 кВт. Стакан-отстойник (7) препятствует уносу крупных частиц адсорбента, которые могут повлиять на работу расходомера (8) Для окончательной очистки регенерированного масла от механических примесей имеются полипропиленовые фильтры. (4)-фильтр 1-й ступени 20 мкм и (5)-фильтр 2-й ступени 5 мкм. При работе с маслами недопустимо их попадание на почву.

Поэтому установка имеет общий поддон (16), масло из него удаляется путем открытия крана (9) при работающем маслососе (2). Установка может осуществлять несколько процессов: регенерация зикеевскими землями и крупнопористыми силикагелями, осушка цеолитами, фильтрация, перекачка масла. [11]

Обработка трансформаторного масла осуществляется следующим образом.

Адсорберы (6) загружаются зикеевской опокой марки ДФ-100, подсушенной до влажности менее 10%. Вентили 10, 11, 15 открыты. Вентили 9, 12, 13, 14 должны быть закрыты (рисунок 5.1). Вентили (1) открываются после сборки технологической схемы (рисунок 5.2)

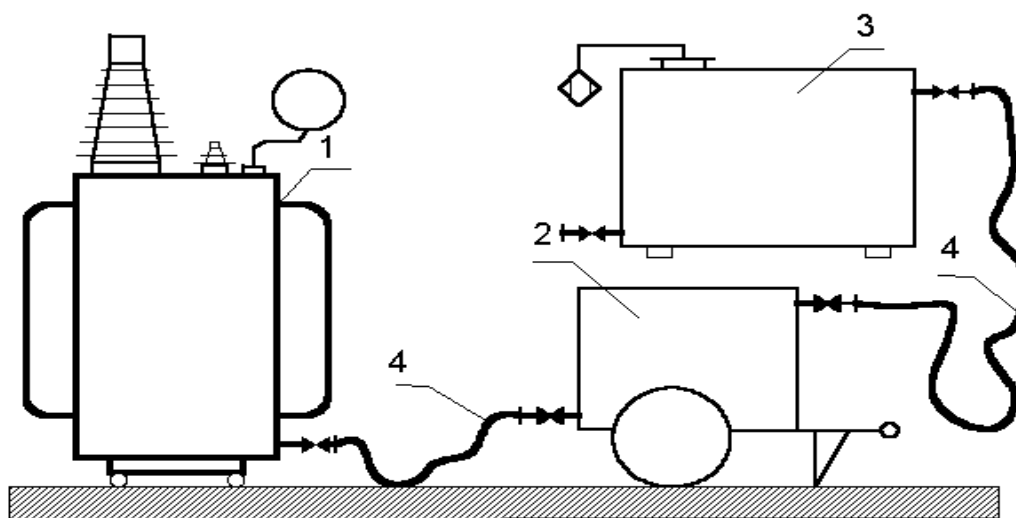


Рис.2. Технологическая схема регенерации масла:  
1-маслонаполненное оборудование; 2-маслоочистительная установка; 3-технологическая емкость; 4-труба полиэтиленовая.

Рисунок 5.3- Технологическая схема регенерации масла

На месте производства работ установка (2) гибкой полиэтиленовой трубой (4) длиной 32 мм подключается к маслоснабженному оборудованию (1), масло которого подлежит регенерации, и к технологической емкости (3), как это показано на рисунок 2. Масло в соответствии с собранной схемой насосом прокачивается через маслоснагреватель. Далее поступает в адсорберы и, после обработки, попадает в технологическую емкость (3).

При регенерации масла важным является установить и выдержать необходимые технологические параметры: температура масла, продавливаемого через адсорберы, +80° С; производительность - около 300 л/час. Последний параметр устанавливается по расходомеру (8): 0,8 литра масла за 10 секунд, насосом (2) с регулируемой подачей и вентилем (10). В зависимости от исходной температуры масла и температуры окружающего воздуха потребление электроэнергии, используемой на нагрев, может меняться. Однако количество восстанавливаемого масла, протекающего через

адсорберы, при данных габаритах и загрузке, не должно превышать 350 л/час. Расход адсорбента зависит от КЧ регенерируемого масла и определяется для умеренно окислившихся масел таблицей 5.1.

Таблица 5.1- Расход адсорбента

Кислотное число масла, мг КОН на один гр. масла	Расход зикеевской опоки, % вес.
До 0,20	7
До 0,30	12
До 0,40	15

После перекачки масла в технологическую емкость регенерация масла продолжается по замкнутому циклу, рисунок 5.3.

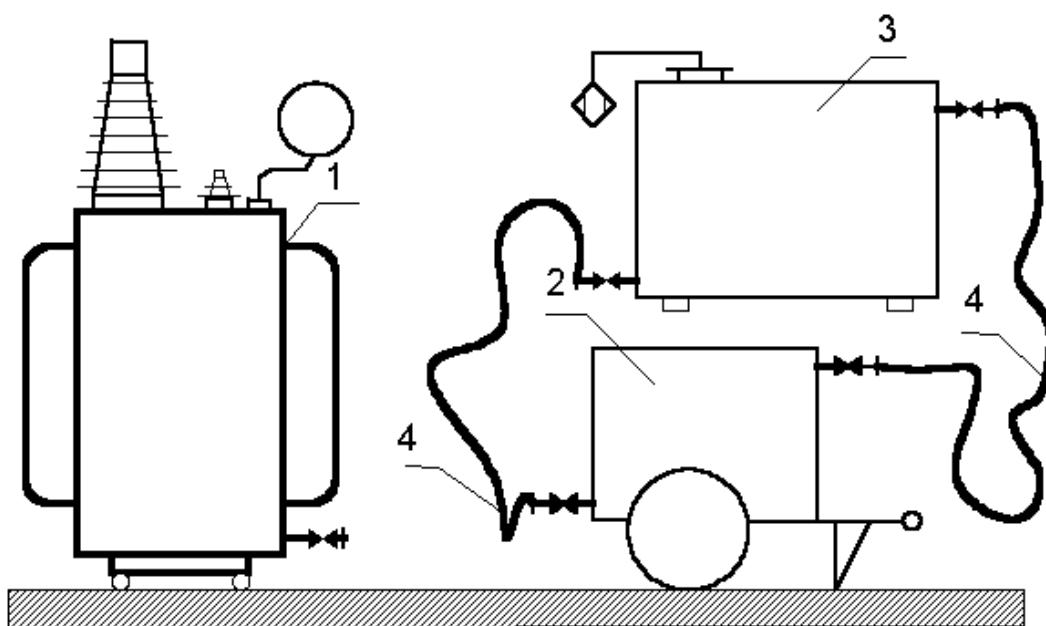


Рис.3. Технологическая схема регенерации масла по замкнутому циклу :

1-маслонаполненное оборудование; 2-маслоочистительная установка; 3-технологическая емкость; 4-труба полиэтиленовая.

Рисунок 5.4- Технологическая схема регенерации масла по кругу

По достижении кислотного числа масла, отвечающего требованиям РД 34.45-51.300-97 “Объемы и нормы испытаний электрооборудования” перколяция масла прекращается.  $t_{gd}$ , как правило, входит в норму. Так, например, 3 тонны трансформаторного масла с КЧ 0,12 мг КОН/гр. и  $t_{gd}$



=7,0% после двух циклов очистки улучшило показатели качества: КЧ=0,022 мг КОН/гр.,  $\text{tgd} = 0,6\%$ .

Так как в процессе обработки масла имеется незначительный занос адсорбента в поток регенерированного масла, не улавливаемого стаканом-отстойником установки, то нужно отфильтровать и осушить масло при той же схеме рисунок 3. Земля в адсорберах заменяется цеолитом, а в фильтры устанавливаются фильтрующие элементы. Перед осушкой обязательно нужно дать маслу остыть, т.к. при температуре более  $+35^{\circ}\text{C}$  эффект может быть противоположным. Поэтому в жаркие летние дни обработка трансформаторных масел предпочтительна в ночное время. Цикл обработки 3-х тонн масла составляет 30-36 часов. Масло отвечает требованиям РД 34.45-51.300-97 к регенерированному маслу за исключением концентрации антиокислительной присадки АГИДОЛ-1, которая вымывается в процессе восстановления. Поэтому требуется довести до нормы содержание присадки, либо смешать восстановленное масло со свежим в отношении 1:1. В маслonaполненное оборудование масло заливается через ту же установку.

При работе с маслами недопустимо их попадание на почву. Для этого установка имеет общий поддон (16), масло из него удаляется путем открытия крана (9) при работающем маслonaсосе (2).

Второй задачей при использовании зикеевской глины является ее утилизация. Поскольку не в каждом городе имеются специализированные предприятия по переработке и утилизации промышленных отходов, то задача может быть решена двумя, сравнительно недорогими способами. В первом случае использованная опока собирается в контейнеры и затем вывозится на угольный склад ГРЭС для последующего сжигания вместе с углем. Во втором случае адсорбент восстанавливается в соответствии с "Методическими указаниями по эксплуатации трансформаторных масел" РД 34.43.105-89, после чего может быть вывезен или использован как обыкновенная глина.

К достоинствам восстановления масла зикеевскими землями методом перколяции можно отнести то, что обработку можно проводить с помощью промышленно выпускаемых передвижных установок для фильтрации и сушки масла типа МЦУ-2, М002-А и др. То есть процесс доступен для электросетевых предприятий и электростанций их имеющих. Не требуется капитальных затрат на строительство помещений и энергоносителей в виде пара. В сравнении с восстановлением масла с помощью селикагеля метод выигрывает в затратах на адсорбент.

#### **5.4 Система диагностики маслonaполненного оборудования**

Экспертно-диагностическая система "АЛЬБАТРОС" дает оценку технического состояния силовых трансформаторов (рисунок 5.4) (все типы, класс напряжений: 10-750 кВ) и высоковольтных вводов трансформаторов и масляных выключателей, трансформаторов тока и напряжения, масляных реакторов (110-1150 кВ) на основании традиционно проводимых измерений.

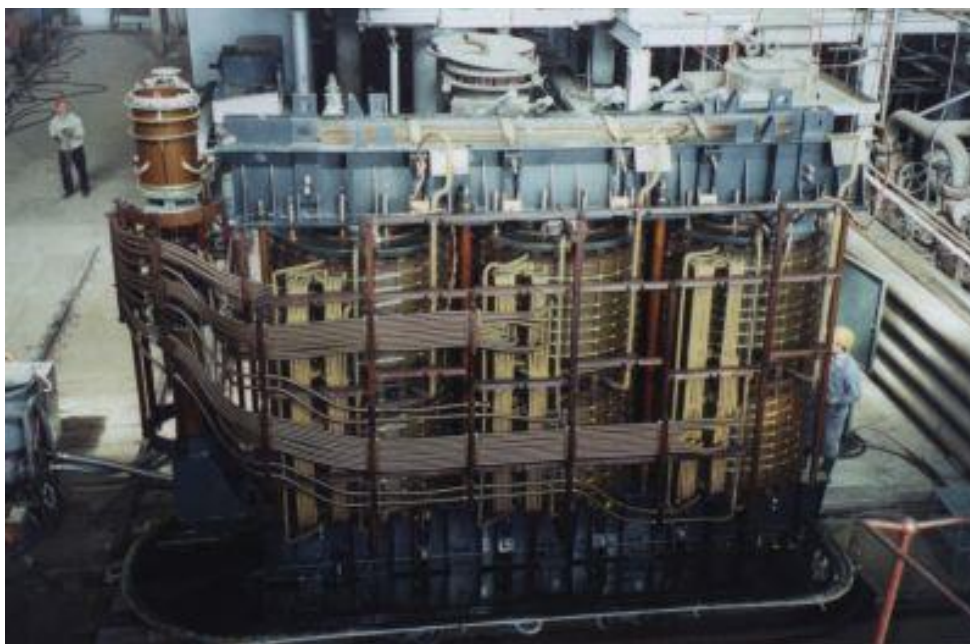


Рисунок 5.5 - Силовые трансформаторы

Критерии оценки, заложенные в базу знаний системы, основаны на многолетнем опыте диагностики, накопленном в энергопредприятиях, на научно-исследовательских работах, отечественных и зарубежных публикациях. В базу знаний включены последние нормативные документы. Периодический контроль за состоянием оборудования осуществляется на основе измерений, проводимых без отключения оборудования из работы. Для оборудования, взятого на контроль по результатам проведенных измерений, назначаются дополнительные измерения для подтверждения, уточнения диагноза, локализации дефекта, определения степени его опасности. Использование для диагностики оборудования нескольких видов измерений повышает достоверность диагнозов. Вносимые в систему данные измерений сравниваются с результатами испытаний на заводе или при монтаже оборудования и с данными предыдущих измерений; отслеживается динамика изменений параметров и соотношений между ними (делаются необходимые расчеты по приведению к одной температуре и пр.); проводится проверка поступающей информации на достоверность. Далее данные сравниваются с нормативными значениями, если тестовая диагностика показывает отклонения от режимов нормальной эксплуатации, то подключается база знаний, которая выдает оценку технического состояния оборудования и рекомендации по дальнейшей его эксплуатации или своевременному отключению.

Основные возможности ЭДИС “Альбатрос” – 5.0

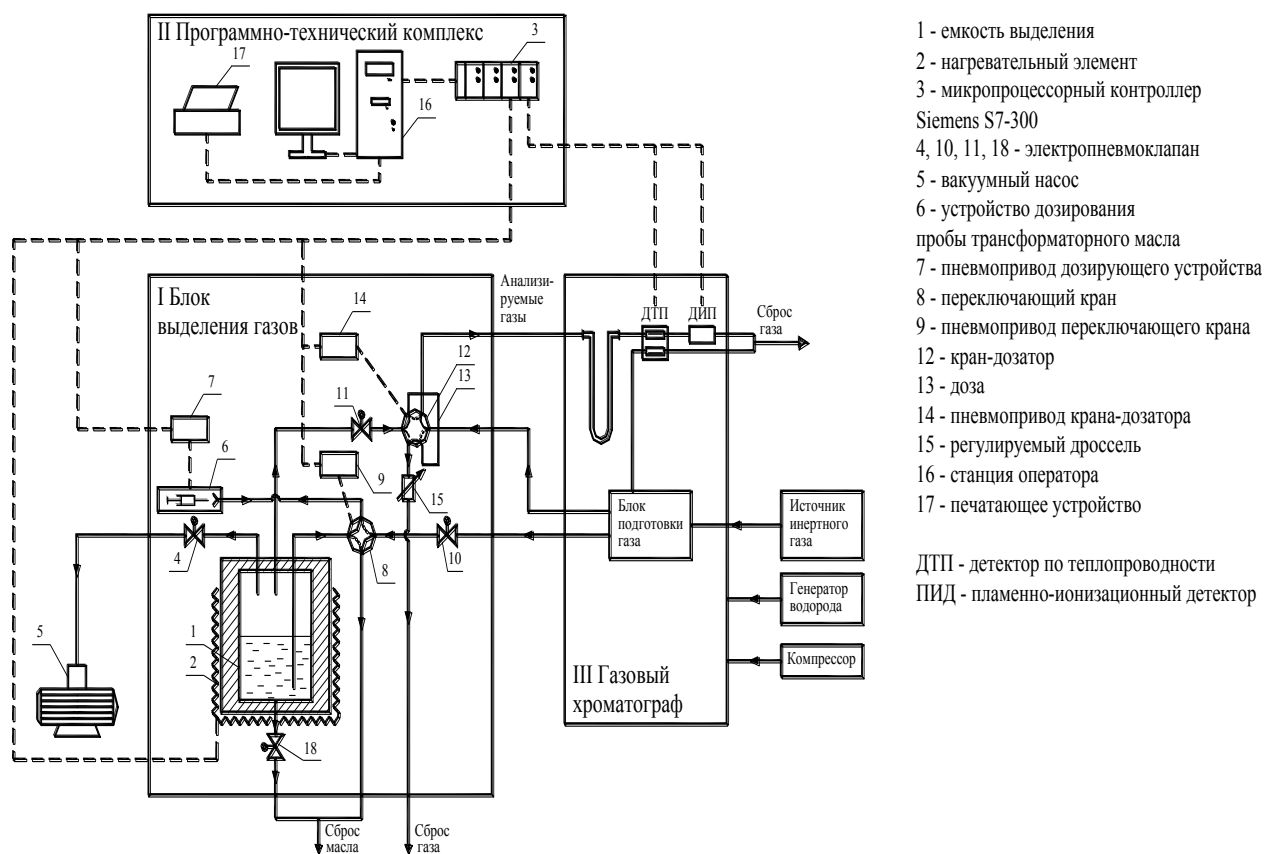


Рисунок 5.6 – Структурная схема автоматизированного диагностического комплекса

База данных по результатам испытаний и измерений:

- хроматографическому анализу растворенных в масле газов;
- физико-химического анализа масла, фурановые соединения, поверхностное натяжение, ИК-поглощение, влагосодержание твердой изоляции (измеренное и расчетное);
- характеристик изоляции;
- опыта холостого хода;
- сопротивления обмоток постоянному току;
- сопротивления короткого замыкания,
- удельного объемного сопротивления масла.

Тестовая оперативная оценка состояния оборудования на основе диагностических моделей, включающая:

- расчет модели и вывод результатов в виде таблиц;
- визуализация моделей в графическом виде с привязкой к датам измерения.

Многоаспектная диагностика по перечисленным видам испытаний и измерений:

- определение характера, места и степени опасности дефекта;

- рекомендации персоналу по дальнейшим эксплуатационным мероприятиям, объему испытаний и измерений, вычисления следующей даты замера;
- ранняя диагностика трансформаторов и вводов по диаграммам состава газов, треугольнику Дюваля.

Сводки выполнения эксплуатационных мероприятий, причин измерений и условий работы оборудования в разрезе структурных подразделений и по годам в виде таблиц и круговых диаграмм.

Сводки оборудования на контроле, поставленных диагнозов по видам измерений в разрезе структурных подразделений и по годам в виде таблиц и круговых диаграмм.

Статистические выборки по любым паспортным характеристикам трансформаторов и вводов.

Выборки по значениям контролируемых параметров трансформаторов и высоковольтных вводов в виде таблиц. Расчет предельно допустимых значений контролируемых параметров и вывод графиков вероятности появления на интервале и интегральной функции распределения.

Возможность пользоваться двумя наборами баз данных граничных параметров по всем видам измерений и их редактировать.

База взаимозаменяемости вводов.

ЭДИС "Альбатрос" имеет развитый сервис, проста и дружелюбна в общении.

## **6 Безопасность жизнедеятельности**

### **6.1 Анализ условий труда в электроремонтном цехе**

Рассмотрим условия труда в электроремонтном цехе. В электроремонтном цехе, имеются различные станки, например токарно-винторезный, поперечно-строгальный и другие разные источники шума. Также они могут создавать вибрацию, которая может быть вредна для работающего персонала.

Большое внимание на производстве уделяется освещению. В электроремонтном цехе выполняются различные виды работ. Поэтому в цехе возможно задымление, что очень вредно для организма. Чтобы концентрация вредных веществ в воздухе помещения не превышало предельно-допустимых норм, в цехе установлена механическая вентиляция.

Производственный шум. В электроремонтном цехе при выполнении разнообразных технологических процессов происходит поступление в воздух рабочих помещений различных вредных веществ и тепловыделений, а также всевозможные шумы. В одних случаях источником их является само технологическое оборудование, в других – вредные выделения образуются при выполнении технологических процессов.

Шум в электроремонтном цехе создается многочисленными и разнообразными источниками, к главным из которых можно отнести например станки, которые производят много шума, техническое оборудование промышленных предприятий, вентиляционные, компрессорные установки. Шум, создаваемый в электроремонтном цехе технологическими установками не превышает предельно допустимых спектров.

В электроремонтном цехе для рабочих, работающих у вертикально-сверлильного станка, у токарно-винторезного в качестве индивидуальных средств защиты от шума используют специальные наушники, вкладыши в ушную раковину. Рабочие поперечно-строгального станка и заточного станка применяют в качестве защиты от шума, противошумные каски, защитное действие которых основано на изоляции и поглощении звука.

Вибрация. В связи с тем, что в электроремонтном цехе установлен большой станок для обработки массивных металлических конструкций, который создает вибрации. Надо учитывать его последствия. В последнее время значительно увеличился контингент работников, подвергающихся в процессе труда воздействию вибрации.

В зависимости от способа передачи вибрации телу человека различают локальную (местную) вибрацию, передающуюся через руки человека, и общую, передающуюся на тело сидящего или стоящего человека через опорные поверхности человека. В реальных условиях часто имеет место сочетание этих вибраций.

Обеспечение вибробезопасных условий труда. В электроремонтном цехе большое внимание уделяется вибробезопасным условиям труда, при которых производственная вибрация не оказывает на работающего неблагоприятного воздействия, в крайних своих проявлениях приводящего к профессиональному заболеванию. Вибробезопасные условия труда

обеспечиваются применением рациональных режимов труда и отдыха. Например 8 часовой рабочий день, ежегодный обязательный отпуск.

Радикальным направлением борьбы, как с вибрацией, так и с шумом является исключение шумных и виброопасных технологических процессов. Например, клепку заменяют сваркой, штамповку – прессованием и другое.

В электроремонтном цехе вертикально- сверлильный станок создает нежелательную вибрацию. Оператор в качестве защиты применяет виброзащитную спецобувь. Средства индивидуальной виброзащиты по месту контакта оператора с вибрирующим объектом подразделяются на для рук, ног и тела оператора.

Производственное освещение. Освещение в электроремонтном цехе осуществляется естественным и искусственным светом. При недостаточности естественного освещения используется совмещенное освещение. Последнее представляет собой освещение, при котором в светлое время суток используется одновременно естественный и искусственный свет.

Естественное освещение в электроремонтном цехе осуществляется через окна в боковых стенах (боковое). Боковое освещение создает значительную неравномерность в освещении участков, расположенных вблизи окон и вдали от них.

Искусственное освещение в электроремонтном цехе предназначено для освещения рабочих поверхностей в темное время суток или при недостаточном естественном освещении. Создается оно искусственными источниками света (лампами накаливания или газоразрядными лампами) и подразделяются на рабочее, аварийное, эвакуационное и охранное. Общая площадь электроремонтного цеха 2343,75 м<sup>2</sup>. Расчетная мощность осветительной нагрузки  $P_p = 32$  кВт. Лампы накаливания марки НПО-07. Дуговые ртутные лампы высокого давления марки РСП-07

Вентиляция. В электроремонтном цехе в связи с производственной необходимостью применяется вентиляция. Благодаря рационально спроектированной и правильно эксплуатируемой вентиляционной системе способствует улучшению самочувствия рабочих и повышению производительности труда. В электроремонтном цехе применяется механическая вентиляция.

#### 6.1.1 Расчет стационарной установки пожаротушения.

Для обеспечения тушения пожара на участке цеха применена, автоматическая стационарная установка порошкового пожаротушения УСП-500. Установка порошкового тушения состоит из сосуда для хранения, баллонов со сжатым газом, редуктора, запорной арматуры, трубопровод и порошковых оросителей, Далее приведен расчет требуемых количества порошка, диаметров труб, количества баллонов со сжатым газом.

В установке применен порошок ПСБ - бикарбонат натрия с 1-2 % кремнеземистого высокодисперсного наполнителя АМ-1-300 и 10 % талька.

Для выбора порошка применяют дефекторные распылители с диаметрами выходных отверстий 10,12,15, и 25 мм. Определяют массовые расходы порошка:

$$Q_{\Pi} = I_{\Pi} \times F; \quad (6.1)$$

$$Q_{\Pi} = 0,1 \times 864 = 86,4 \text{ кг/с},$$

где  $I_{\Pi} = 0,1 \text{ кг/м}^2 \cdot \text{с}$  – требуемый удельный массовый расход порошка.

$$F = A * B = 36 * 24 = 864 \text{ м}^2$$

F - площадь защищаемого помещения, м<sup>2</sup>

A – длина помещения, м

B – ширина помещения, м

Запас порошка определяют по наибольшему расходу.

$$G_{\Pi} = Q_{\Pi} \times t; \quad G_{\Pi} = 86,4 \times 30 = 2592 \text{ кг}.$$

где  $t$  – время тушения, с.

Объем сосуда для порошка  $W_c = 500$  л. В применяемой установке УСП-500.

По номограмме определяются диаметры трубопроводов:  $d = 300$  мм.

На основании данных проектирования установок порошкового пожаротушения принимают суммарную площадь сечения выпускных насадок:

$$F_{\text{мас}} = (0,6 \div 0,8) \times d,$$

$$F_{\text{мас}} = 0,7 \times 30 = 21 \text{ мм},$$

Таким образом, применяем две насадки диаметром по 10 мм.

Определяем число баллонов и узлов транспортирующего газа:

$$N = G_{\Pi} \times P_{\text{атм}} / P_6 \times p_0 \times V_v,$$

$$N = 2592 \times 10^5 / 125 \times 10^6 \times 123 \times 0,3 = 13,0356.$$

Таким образом, для тушения пожара в данном помещении хватит 13 баллонов со сжатым газом.

В соответствии с «Типовыми правилами пожарной безопасности для промышленных предприятий» залы (или подобные им помещения) необходимо оборудовать дымовыми пожарными извещателями.

В настоящее время наиболее распространенными тепловыми пожарными извещателями являются датчики ДТЛ, а дымовыми - извещателями типа РИД-1 и ИДФ-1м.

В случае возникновения очага пожара следует немедленно сообщить об этом в городскую пожарную часть, руководству предприятия.

Меры по пожарной безопасности. С точки зрения пожарной безопасности генеральный план электроцеха должен обеспечивать необходимые безопасные расстояния, удовлетворять требуемым противопожарным разрывам между зданиями и сооружениями.

При планировке цеха были предусмотрены удобный подъезд пожарных автомобилей к зданию.

Противопожарные преграды. Это конструкции с нормируемым пределом огнестойкости, препятствующие распространению огня.

К числу общих противопожарных преград относят противопожарные стены, перегородки, перекрытия, а также противопожарные зоны и водяные завесы.

Противопожарные преграды должны изготавливаться из несгораемых материалов и иметь пределы огнестойкости предусмотренным в СНиП.

Обеспечение безопасной эвакуации людей. Для того чтобы предотвратить воздействие на людей опасных факторов пожара, при проектировании цеха была обеспечена возможность людям быстро покинуть здание.

Устройство путей эвакуации в электроремонтном цехе обеспечивает возможность всем людям покинуть здание через эвакуационные пути за так называемое расчетное время эвакуации, которое не превышает необходимое время эвакуации. Расчетное время эвакуации устанавливается по расчету времени движения одного или нескольких людских потоков через эвакуационные пути от наиболее удаленных мест размещения людей. Методика расчета приведена в СНиП 11-2-80.

#### 6.1.2 Расчет эвакуационных путей в электроремонтном цехе

Особое значение приобретает движение людей во время возникновения пожара в здании, аварии или какого-либо стихийного бедствия. В этом случае от правильной организации движения и состояния коммуникационных помещений зависит жизнь людей.

Рассмотрим пути эвакуации, на примере электроремонтного цеха. Количество человек 38.

Количество эвакуационных выходов из здания или сооружения должно быть, как правило, не менее двух. Эвакуационные выходы располагают рассредоточено. Минимальное расстояние между наиболее удаленными эвакуационными выходами из помещения следует определять по формуле



$$L < 1,5 * P = 1,5 * 120 = 180 \text{ м}$$

где  $P$  – периметр помещения,  $P = 2 * A + 2 * B = 2 * (36 + 24) = 120 \text{ м}$

$A$  – длина помещения, м

$B$  – ширина помещения, м

Допускается проектировать один эвакуационный выход из помещения, если оно расположено на первом этаже и эвакуационный выход ведет непосредственно наружу.

Минимальная ширина коридора или выхода должна быть не менее 1 метра. В электроремонтном цехе минимальная ширина составляет 2 метра.

Наружные пожарные лестницы не применяются, так как здание одноэтажное.

Расчетное время эвакуации людей следует определять как сумму времени движения людского потока по отдельным участкам пути

$$t_p = t_1 + t_2 + \dots + t = \sum t \quad (5.2)$$

Время движения людского потока по первому участку пути

$$t_p = L / V = 24 / 100 = 0,24 \text{ мин}$$

где  $L$  – длина пути

$V$  – скорость движения людского потока  $t_э > t_p$

Значение скорости движения людского потока по горизонтальному пути определяется из справочника в зависимости от плотности людского потока.

$$D = N / L\delta \quad (5.3)$$

$N$  – число людей на участке эвакуационного пути

$\delta$  – ширина рассматриваемого участка пути

Плотность потока  $D$ - чел/м<sup>2</sup>

$$D = 29 / 24 * 2 = 0,6 \text{ чел/м}^2$$

Интенсивность людского потока  $q=5 \text{ м/мин}$

Скорость людского потока

$$V = 100 \text{ м/мин}$$

Из выше приведенных расчетов, мы сделали вывод, что ширина дверных проемов, длина эвакуационных путей, в электроремонтном цехе,

обеспечивает безопасную эвакуацию рабочего персонала при пожаре и полностью соответствует нормам по пожарной безопасности.

### 6.1.3 Расчет осветительной установки электроремонтного цеха

Для заданного цеха произвести расчет электроосветительной установки.

Выполнить следующие мероприятия:

- 1) Выбрать источники света;
- 2) Выбрать вид и систему освещения;
- 3) Выбрать освещенность и коэффициент запаса;
- 4) Выбрать тип и произвести размещение светильников.
- 5) Рассчитать мощность осветительной установки цеха по методу коэффициента использования светового потока с проверкой по методу удельной мощности и точечным методом.

#### 1 Выбор источников света.

Механический участок №1 – лампы ДРЛ;

Механический участок №2 – лампы ДРЛ;

Лаборатория – ЛЛ.

#### 2 Выбор вида и системы освещения.

Согласно СНиП существует четыре вида освещения: рабочее, охранное, аварийное, эвакуационное освещение.

Выбираем для всего цеха рабочее, аварийное и эвакуационное освещение. Система освещения – общее равномерное.

#### 3 Выбор освещенности и коэффициента запаса

Механический участок №1:  $E = 300$  лк;  $K_z = 1,5$

Механический участок №2:  $E = 300$  лк;  $K_z = 1,5$

Лаборатория:  $E = 300$  лк;  $K_z = 1,5$

#### 4 Выбор типа светильников и размещение светильников.

При выборе типа светильников, в первую очередь следует установить условия среды в помещении, для которого проектируется осветительная установка.

В соответствии с этим принимаем:

а) Для механических участков выбираем светильники типа РСП07;

б) Для лаборатории светильники типа ЛПО-01Н.

Размещение светильников:

а) механический участок №1, лаборатория – двухрядное;

б) механический участок №1 – трехрядное.

#### 5 Расчет мощности осветительной установки.

##### 5.1 Механический участок № 1

$h_c = 1$  м – высота подвеса светильника;

$H = 9$  м – высота помещения;

$H_p$  – высота от светильника до пола:

$$H_p = H - h_c = 9 - 1 = 9 \text{ м}$$

а) Метод коэффициента использования:

размеры помещения:  $42 \times 12 \times 9$ ,  $S = 504 \text{ м}^2$

Индекс помещения:

$$i = \frac{A \times B}{H_p(A + B)} = \frac{42 \times 12}{8 \times (42 + 12)} = 1,5;$$

где  $A$  – длина помещения;

$B$  – ширина помещения.

По таблице из справочника определяем  $\eta$  - коэффициент использования,

$\eta = 46\%$  при  $\rho_{\text{п}} = 50\%$ ;  $\rho_{\text{с}} = 30\%$ ;  $\rho_{\text{р}} = 10\%$ , где

$\rho_{\text{п}}$  - коэффициент отражения потолка,

$\rho_{\text{с}}$  - коэффициент отражения стен,

$\rho_{\text{р}}$  - коэффициент отражения пола.

Определим световой поток:

$$\Phi_{\text{расч}} = \frac{E_{\text{min}} \times K_z \times S \times Z}{N \times \eta} = \frac{300 \times 1,5 \times 504 \times 1,1}{14 \times 0,46} = 38739 \text{ лм}$$

Примем лампы типа ДРЛ-700,  $P_{\text{л}} = 700 \text{ Вт}$ ,  $\Phi_{\text{л}} = 35000 \text{ лм}$

Отклонение от нормы:

$$\Delta \Phi = \frac{\Phi_{\text{расч}} - \Phi}{\Phi_{\text{расч}}} \times 100\% = \frac{38739 - 35000}{38739} \times 100\% = 9\%;$$

что находится в норме (допускается от  $-10\%$  до  $+20\%$ )

$$P_{\text{уд}} = \frac{P \times N}{S} = \frac{700 \times 12}{432} = 19,4 \text{ Вт/м}^2$$

б) Проверка расчетной мощности методом удельной мощности.

$N = 14$  шт;  $P_{\text{уд}} = 7,2 \text{ Вт/м}^2$  при  $E = 100 \text{ лк}$ ,  $K_z = 1,5$

Пересчитываем для  $E = 300 \text{ лк}$ ,  $K_z = 1,5$ :

$$P_{\text{уд}} = \frac{7,2 \times 3 \times 1,5}{1,5} = 21,6 \text{ Вт/м}^2$$

$$P = \frac{P_{\text{уд}} \times S}{N} = \frac{21,6 \times 504}{14} = 777 \text{ Вт},$$

принимая лампы ДРЛ –700,  $P_{л}= 700\text{Вт}$

в) Проверка точечным методом:

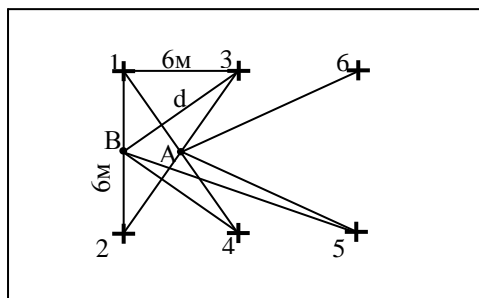


Рисунок 6.1 Размещение светильников в помещении

$$\Phi_{расч} = \frac{1000 \times E_{min} \times K_z}{\mu \times \Sigma e},$$

где  $\mu = 1,1 \div 1,2$ - коэффициент, учитывающий отраженную составляющую;

$\Sigma e$  - суммарная освещенность для наихудшей точки.

По расстоянию  $d$  от освещаемой точки до светильника и расчетной высоте определяем суммарную условную освещенность  $\Sigma e$ , расчеты которой сведены в таблице 6.1.

Таблица 6.1 Расчетные данные по точечному методу

Точка	№ светильника	Расстояние $d$ , м	Условная освещенность	
			От одного светильника, лк	От всех светильников, $\Sigma e$ , лк
А	1,2,3,4	4,2	3	12
	5	9,4	0,7	1,4
				$\Sigma e=13,4$
В	1,2	3	3,2	6,4
	3,4	6,7	1,5	3
	5,6	12,4	0,2	0,4
				$\Sigma e=9,8$

По освещенности в худших условиях находится точка В.

Определяем необходимый поток:

$$\Phi = \frac{1000 \times 300 \times 1,5}{1,1 \times 9,8} = 38265 \text{ лм};$$

Принимаем лампы ДРЛ –700,  $\Phi_{л} = 35000 \text{ лм}$ ,  $P_{л} = 700 \text{ Вт}$ .

Отклонение от нормы:

$$\Delta\Phi = \frac{38265 - 35000}{38265} \times 100\% = 8,5\% , \text{ что входит в пределы}$$

$$E = \frac{\Phi \times \mu \times \Sigma e}{1000 \times Kз} = \frac{35000 \times 1,1 \times 9,8}{1000 \times 1,5} = 251 \text{ лк.}$$

Механический участок № 2

hc = 1 м;

H = 9 м;

Hр = H - hc = 9 - 1 = 8 м

а) Метод коэффициента использования:

размеры помещения: 48×18×9, S= 864 м<sup>2</sup>

Индекс помещения:

$$i = \frac{A \times B}{Hр(A \times B)} = \frac{48 \times 18}{8 \times (48 + 18)} = 1,6;$$

По таблице из справочника: η=50% при ρп = 50%; ρс = 30%; ρр = 10%  
Определим световой поток:

$$\Phi_{расч} = \frac{E_{min} \times Kз \times S \times Z}{N \times \eta} = \frac{300 \times 1,5 \times 864 \times 1,1}{24 \times 0,5} = 35640 \text{ лм}$$

Примем лампы типа ДРЛ-700, Рл= 700Вт, Фл= 35000лм

Отклонение от нормы:

$$\Delta\Phi = \frac{35640 - 35000}{35640} \times 100\% = 1,7\% , \text{ что находится в норме.}$$

$$P_{уд} = \frac{P \times N}{S} = \frac{700 \times 23}{828} = 19,4 \text{ Вт/м}^2$$

б) Проверка расчетной мощности методом удельной мощности.

N = 24 шт; Pуд = 6,8 Вт/м<sup>2</sup> при E = 100 лк, Kз = 1,5

Пересчитываем для E = 300 лк, Kз = 1,5:

$$P_{уд} = \frac{6,8 \times 3 \times 1,5}{1,5} = 20,4 \text{ Вт/м}^2$$

$$P = \frac{P_{уд} \times S}{N} = \frac{20,4 \times 864}{24} = 734 \text{ Вт,}$$

принимаем лампы ДРЛ-700, Рл= 700Вт

в) Проверка точечным методом:

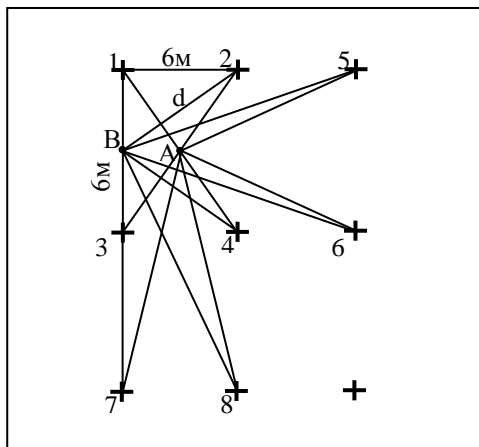


Рисунок 6.2 Размещение светильников в помещении

По расстоянию  $d$  от освещаемой точки до светильника и расчетной высоте определяем суммарную условную освещенность  $\Sigma e$ , все расчеты приведены в таблице 6.2.

Таблица 6.2 Расчетные данные по точечному методу

Точка	№ светильника	Расстояние $d$ , м	Условная освещенность	
			От одного светильника, лк	От всех светильников, $\Sigma e$ , лк
А	1,2,3,4	4,2	2	8
	5,6,7,8	9,4	0,8	3,2
				$\Sigma e=11,2$
В	1,3	3	2,7	5,4
	2,4	6,7	1,4	2,8
	5,6	12,4	0,6	1,2
				$\Sigma e=9,4$

По освещенности в худших условиях находится точка В. Определяем необходимый поток:

$$\Phi = \frac{1000 \times 300 \times 1,5}{1,2 \times 9,4} = 39893 \text{ лм};$$

Принимаем лампы ДРЛ –700,  $\Phi_{л} = 35000 \text{ Лм}$ ,  $P_{л} = 700 \text{ Вт}$ . Отклонение от нормы:

$$\Delta\Phi = \frac{39893 - 35000}{39893} \times 100\% = 12,2\% , \text{ что входит в пределы}$$

$$E = \frac{\Phi \times \mu \times \Sigma l}{1000 \times K_3} = \frac{35000 \times 1,2 \times 9,4}{1000 \times 1,5} = 263 \text{ лк.}$$

## Лаборатория

а) Метод коэффициента использования:

размеры помещения:  $6 \times 12$ ,  $S = 72 \text{ м}^2$ ,  $H_p = 4 \text{ м}$

Для определения  $\eta$  необходимо рассчитать индекс помещения:

$$i = \frac{A \times B}{H_p(A+B)} = \frac{6 \times 12}{4 \times (6+12)} = 1;$$

По таблице из справочника определяем коэффициент использования,  $\eta = 47\%$  при  $\rho_n = 70\%$ ;  $\rho_c = 50\%$ ;  $\rho_p = 10\%$

Определим расчетный световой поток:

$$\Phi_{расч} = \frac{E_{\min} \times K_z \times S \times Z}{N \times \eta} = \frac{300 \times 1,5 \times 72 \times 1,2}{8 \times 0,47} = 10340 \text{ лм}$$

Принимаем лампы типа 2ЛБ-80, т.е. в одном светильнике 2 лампы,  $P_{л} = 80 \text{ Вт}$ ,  $\Phi_{л} = 2 \times 4960 = 9920 \text{ лм}$

Отклонение от нормы:

$$\Delta \Phi = \frac{\Phi_{расч} - \Phi}{\Phi_{расч}} \times 100\% = \frac{10340 - 9920}{10340} \times 100\% = 4\%;$$

что находится в норме (допускается от  $-10\%$  до  $+20\%$ )

$$P_{уд} = \frac{P \times N}{S} = \frac{2 \times 80 \times 8}{72} = 17,7 \text{ Вт/м}^2$$

б) Проверка расчетной мощности методом удельной мощности.

$N = 8 \text{ шт}$ ;  $P_{уд} = 7,9 \text{ Вт/м}^2$  при  $E = 100 \text{ лк}$ ,  $K_z = 1,5$

Пересчитываем для  $E = 300 \text{ лк}$ ,  $K_z = 1,5$

$$P_{уд} = \frac{7,9 \times 3 \times 1,5}{1,5} = 23,7 \text{ Вт/м}^2; P = \frac{P_{уд} \times S}{N} = \frac{23,7 \times 72}{2 \times 8} = 85,3 \text{ Вт}$$

принимаем лампы ЛБ-80,  $P_{л} = 80 \text{ Вт}$

в) Проверка точечным методом

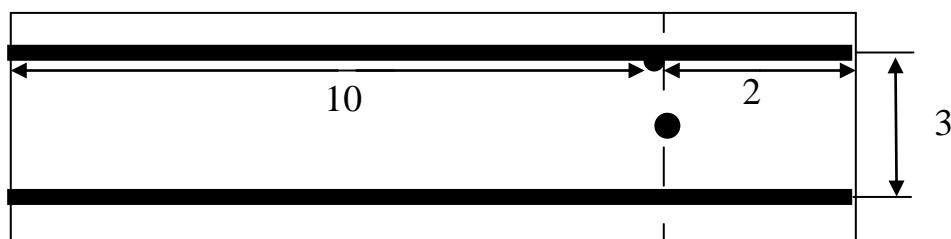


Рисунок 6.3 Размещение светильников в помещении

Излучатели, длина которых превышает половину расчетной  $h$  рассматриваются как светящиеся линии. Характеристиками светящихся линий являются продольная и поперечная кривые силы света элементов, образующих линию, и линейная плотность светового потока –  $\Phi'$ .

Поперечная кривая задается каталожными данными.

$$\Phi' = \frac{1000 \times E_{\min} \times K_3 \times h}{\mu \times \Sigma \varepsilon}; \text{ где}$$

Контрольная точка А расположена посередине между рядами светильников, на расстоянии  $H_p$  от стены. Определим  $\Sigma \varepsilon$ . Все расчеты сведем в таблицу 6.3.

Таблица 6.3 Расчетные данные по точечному методу

Полуряд	$p$	$L$	$p'$	$L'$	$\Sigma \varepsilon$
1,2	1,5	2	0,3	0,4	$2 \times 30$
3,4	1,5	10	0,3	2	$2 \times 100$
					$\Sigma \varepsilon = 260$

Принимая  $\mu = 1,1$ , находим:

$$\Phi' = \frac{1000 \times E_{\min} \times K_3 \times h}{\mu \times \Sigma \varepsilon} = \frac{1000 \times 300 \times 1,5 \times 4}{1,1 \times 260} = 6293 \text{ лм/м}$$

В каждом ряду полный поток ламп должен составлять:  $6293 \times 12 = 75516 \text{ лм}$

На одну лампу приходится:  $75516/8 = 9439 \text{ лм}$

Выбираем лампы люминесцентные  $2 \times \text{ЛБ-80-4}$ , с  $\Phi_{\text{л}} = 2 \times 4960 = 9920 \text{ Лм}$ ,  $P_{\text{л}} = 80 \text{ Вт}$ .

Отклонение от нормы:

$$\Delta \Phi = \frac{\Phi_{\text{расч}} - \Phi}{\Phi_{\text{расч}}} \times 100\% = \frac{9439 - 9920}{9439} \times 100\% = -5\%;$$

$$E = \frac{\Phi' \times \mu \times \Sigma \varepsilon}{1000 \times K_3 \times h} = \frac{9439 \times 1,1 \times 260}{1000 \times 1,5 \times 4} = 359 \text{ лк.}$$

## 6.2 Экологический паспорт предприятия

Завод шарикоподшипников расположен в г. Алматы. Он находится за чертой города. Ближайший населенный пункт, находится на расстоянии 1000 м. Электроснабжение завода осуществляется по двух цепной воздушной



линии электропередач. Завод занимается выпуском подшипников для различных видов машин.

В составе завода, имеются разные производственные цеха.

Литейный цех предназначен для выпуска готовых форм отливок из металла. Вредные выбросы в воздух, в воду, в окружающую среду очень опасны, поэтому необходим жесткий контроль за этими выбросами.

Механический цех предприятия предназначен для обработки отдельных деталей. Конкретно здесь осуществляется обработка подшипников, промывка их растворителями. Эти же растворители опасны при попадании в почву и в воду.

Кузнечный цех. В этом цехе также вредные вещества и выбросы могут быть по невнимательности разлиты или неправильно храниться. Здесь также обязателен строгий контроль за предельно допустимой концентрацией вредных веществ в воздухе, в воде и в почве.

Термический цех. В процессе сварки и наплавке металлов происходит обильное выделение таких вредных веществ, как: сварочный аэрозоль (оксиды железа с примесью оксидов марганца), соединения кремния, фториды, марганец и фтористый водород.

### 6.2.1 Расчет выбросов вредных веществ

Промышленность развивается на базе крупных производственных объединений включающих заготовительные и кузнечные цеха, цехи термической и механической обработки металлов, цеха покрытий, а в ряде случаев крупное линейное производство. В процессе производства машин и оборудования широко используются сварочные работы, механическая обработка металлов, переработка неметаллических материалов, лакокрасочные операции и т. п., что приводит к выбросам вредных веществ в атмосферу.

Для снижения этих выбросов производят разработку нормативов предельно допустимых и временно согласованных выбросов (ПДВ и ВСВ) для стационарных источников.

ПДВ определяется для каждого вещества отдельно, в том числе и в случаях учета суммаций вредного действия нескольких веществ. При установлении ПДВ учитываются фоновые концентрации  $c_{\text{ф}}$ .

Так как в нашем случае предельно допустимые выбросы завода не превышают допустимых, то ПДВ принимаем равным нормативному значению.

В настоящее время существует порядок ведения государственного учета вредных воздействий на окружающую среду предприятиями и организациями. Выбросы завода шарикоподшипников приведены в таблице 6.4. В состав завода входят следующие цеха, выбрасывающие в окружающую среду вредные вещества:

Механический цех - обработка металлов и металлических изделий. При механической обработке металлов, на металлорежущих станках образуется большое количество пыли и стружки обрабатываемых материалов и другие вредные вещества.

Литейный цех. При проведении технологического процесса на всех стадиях обработки материалов возможно появление опасных и вредных производственных факторов. Основными источниками загрязнения атмосферы пылью, окисью углерода, сернистым ангидридом и водоемов механическими взвесями в литейном цехе являются чугунно- и сталеплавильные агрегаты, оборудование смесеприготовительного отделения и др. Сталелитейный цех с годовым выпуском 100 тыс. т литья, оборудованный пылеуловителями с эффективностью очистки 0,7-0,8 выбрасывает в окружающий воздушный бассейн до 1000 т пыли в год. Углекислый газ, применяемый для химической сушки, выделяется в рабочей зоне.

Термический цех. При нагреве в контролируемых атмосферах, термообработке в соляных ваннах, дегазации сушке и некоторых других процессах выделяются вредные газы (окись углерода, окислы азота соединения фтора и хлора, углеводороды, диоксид серы и др.). Вместе с газами, топливом и при сопутствующих термообработке процессах в атмосферу уносится значительное количество пыли.

Кузнечно-прессовый цех. В процессе сварки и наплавке металлов происходит обильное выделение таких вредных веществ, как: сварочный аэрозоль (оксиды железа с примесью оксидов марганца), соединения кремния, фториды, марганец и фтористый водород.

Остальные цеха являются вспомогательными и их выбросами можно пренебречь.

Требованиями «Санитарных норм проектирования промышленных предприятий СН 245-71» предусмотрено, что предприятия, являющиеся источниками выделения в окружающую среду вредных и неприятно пахнущих веществ, следует отделить от жилой застройки санитарно – защитными зонами. Размеры санитарно – защитной зоны до границы жилой застройки устанавливаются в зависимости от мощности предприятия, условий осуществления технологического процесса, характера и количества, выделяемых в окружающую среду вредных и неприятно пахнущих веществ. Для предприятий являющиеся источниками производственных загрязнении, в зависимости от мощности, условий осуществления технологического процесса в соответствии с санитарной классификацией промышленных предприятий устанавливаются следующие размеры санитарно – защитных зон для предприятий: I класса – 1000 м (КОП >106); II класса – 500 м (КОП=104÷106); III класса – 300 м (КОП =103÷104); IV класса – 100 м (КОП<103).

Таблица 6.4 Вредные вещества, выделяемые заводом

Наименование цеха	Наименование вещества	Единица измерения	Количество выбросов (т/год)	ПДК, мг/м <sup>3</sup>	
				средне-суточная	Максимально разовая
1	2	3	4	5	6
Литейный цех	Углекислый газ	кг/ч	697,5	3,5	4,5
	Диокись азота	кг/ч	6,8	0,05	0,07
	Диокись серы	кг/ч	0,25	0,01	0,02
	Сероводород	кг/год	0,3	0,01	0,03
	Свинец	кг/год	0,03	0,003	0,005
	Кислоты	кг/год	0,4	0,02	0,03
Механический цех	Бензин	кг/год	0,34	0,03	0,05
	Ацетон	кг/год	0,015	0,001	0,0015
	Углекислый газ	кг/ч	697,5	3,5	4,5
	Соедин. хлора	кг/ч	0,04	0,001	0,002
	Аммиак	кг/год	0,83	0,05	0,06
	Щелочи	кг/год	0,16	0,04	0,05
Кузнечный цех	Ацетон	кг/год	0,015	0,001	0,0015
	Бензин	кг/год	0,34	0,03	0,05
	Диокись азота	кг/ч	6,8	0,05	0,07
	Диокись серы	кг/ч	0,25	0,01	0,02
	Углекислый газ	кг/ч	697,5	3,5	4,5
	Сероводород	кг/год	0,3	0,01	0,03
Термический цех	Углекислый газ	кг/ч	697,5	3,5	4,5
	Бензин	кг/год	0,34	0,03	0,05
	Ацетон	кг/год	0,015	0,001	0,0015
	Свинец	кг/год	0,03	0,003	0,005
	Соедин. хлора	кг/ч	0,04	0,001	0,002
	Углеводороды	кг/год	0,91	0,01	0,04
	Сероводород	кг/год	0,3	0,01	0,03
	Аммиак	кг/год	0,83	0,05	0,06
	Кислоты	кг/год	0,4	0,02	0,03
	Щелочи	кг/год	0,16	0,04	0,05

где КОП – коэффициент опасности предприятия, определяемый по следующей формуле:

$$\text{КОП} = \sum_{i=1}^n \left( \frac{M_i}{\text{ПДК}_i} \right)^{K_i},$$

где  $K_i$  – коэффициент, зависящий от класса опасности вещества (КОВ) значения которого приведены в таблице 6.5.

Таблица 6.5

КОВ	I	II	III	IV
$K_i$	1,6	1,3	1,0	0,9

В свою очередь КОВ зависит от максимально разовой предельно допустимой концентрации вещества (зависимость сведена в таблицу 6.6)

Таблица 6.6

КОВ	I	II	III	IV
ПДК	менее 0,1	0,1÷1,0	1,1÷10	более 10

Сведем вредные выбросы предприятия в таблицу 6.7

Таблица 6.7 Расчет коэффициента опасности предприятия

Наименование вещества	Количество выбросов в год (т/год)	КОВ	$K_i$	ПДК	КОП
Углекислый газ	697,5	2	1,3	0,35	1375,5
Бензин	0,34	3	1	0,15	0,7
Ацетон	0,015	2	1,3	0,1	0,75
Диокись азота	6,8	1	1,6	0,03	23,6
Диокись серы	0,25	2	1,3	0,001	8,39
Сероводород	0,3	2	1,3	0,002	1,55
Свинец	0,03	1	1,6	0,03	0,91
Соединения хлора	0,04	2	1,3	0,005	0,8
Углеводороды	0,91	3	1	0,1	9,6
Аммиак	0,83	3	1	3,0	1,24
Кислоты	0,4	2	1,3	0,06	1,5
Щелочи	0,16	3	1	0,05	0,3
КОП					1425

Так как для завода значение КОП находится в интервале от  $10^3$  до  $10^4$ , то принимаем предварительную величину СЗЗ равной 300 метров.

## 7 Экономическая часть

### 7.1 Техничко-экономическое обоснование

Методика обоснования включает следующие этапы:

- выбор базы сравнения – альтернативной установки;
- выбор показателей оценки;
- определение расчетного периода;
- установление предельных характеристик новой техники.

В качестве альтернативной установки рассматривается традиционная в эксплуатации техника с наиболее высокими технико-экономическими показателями. При этом сравниваемые варианты должны быть сопоставимы по режиму производства и обеспечивать заданную потребность региона в электрической и тепловой энергии.

При расчетах эффективности могут применяться как интегральные, так и упрощенные показатели, а также те и другие совместно.

Применение дисконтных методов требует обоснования расчетного периода, за который предполагается определять интегральные издержки и результаты инвестиционного решения. Обычно в качестве его выбирают нормативный срок службы (амортизационный период). Но прогрессивных установок правильнее будет учитывать только период морального старения, который может быть короче.

Анализ факторов, влияющих на эффективность прогрессивной техники, позволяет сделать следующие выводы:

- экономические преимущества более капиталоемкого варианта сокращаются с ростом дисконтной ставки.
- экономические преимущества более капиталоемкого варианта сокращаются с уменьшением расчетного периода.

Чем меньше дисконтная ставка (стоимость привлекаемого капитала), тем большее значение придается долгосрочным решениям, т.е. тем большее влияние на результат имеют отдаленные во времени характеристики.

Методические особенности технико-экономического обоснования замены оборудования (внедрение новой техники) на действующих энергопредприятиях заключаются в следующем:

- в качестве альтернативного варианта рассматривается модернизация морально устаревшего оборудования;
- за базу при расчете экономического эффекта принимаются показатели действующего оборудования;
- по варианту замены при расчете капиталовложений в новое оборудование следует учитывать недоамортизированную стоимость заменяемого агрегата (за вычетом его ликвидационной стоимости).

В качестве примера, поясняющего методику расчета обоснования природоохранных мероприятий, приводится инвестиционное решение по защите атмосферы от загрязнений.

## 7.2 Характеристика компании и ее продукция

Продукцией завода являются комплекты для различных станков и приборов. Преимуществами этих комплектов являются: высокое качество, длительная износоустойчивость.

Конкуренцию может составить Российская компания, выпускающая подобные комплекты. Стоимость, которых равна 150 у.е., что на 50 у.е. выше, чем цена нашего комплекта. Несмотря на это, данная продукция Российского производства пользуется спросом, т.к. в данное время на рынке Казахстана не представлена продукция отечественных производителей, а у зарубежных аналогов неприемлемые для отечественных предприятий цены.

Потребители и оценка рынков сбыта. Казахстан - это индустриально развитое государство с развивающейся системой торговли. Потребителем продукции завода являются отечественные предприятия. Также потребителями данных комплектов являются предприятия соседних республик, таких как Узбекистан, Туркменистан, Кыргызстан и Россия. В будущем планируется поставки продукции на мировой рынок.

План маркетинга. Более низкая себестоимость устанавливает более конкурентоспособную цену - это поможет проникнуть на рынок товаров такого типа, увеличить долю рынка в условиях конкуренции и позволить получать достаточную долю прибыли. Так как цена продукции ниже, чем у конкурентов, то прибыльность от производства можно сохранить с помощью большого объема продаж, а также благодаря высокой эффективности производства, низкой себестоимости материалов, невысокими накладными расходами, и уменьшением затрат на электроэнергию в схеме электроснабжения.

Предусмотрены программы по выходу товара на мировой рынок, по рекламе, по уменьшению конкуренции.

Планируется увеличение объема выпуска и продаж в среднем на 1 % в год. Примем, что завод начинает выпуск продукции со 100%.

## 7.3 Себестоимость

Стоимость электроэнергии:

$T = 14$  тенге/кВтч – тариф за электроэнергию

АО «Электросервис» заключает договора по поставке электроэнергии со следующими поставщиками:

$T_{\text{гор.сети (РЭК)}} = 4$  тенге/кВтч – тариф за передачу электроэнергии городским сетям или РЭК

$T_{\text{эпо}} = 7$  тенге/кВтч – тариф за электроэнергию, установленный энергопроизводящей организацией;

$T_{\text{НЭС}} = 1,5$  тенге/кВтч – тариф на услуги по передаче электроэнергии по национальным электрическим сетям.

Суммарные капитальные вложения подстанции и ЛЭП:

$$\sum K_{п/ст, ЛЭП} = 313,38 \text{ млн. тенге}$$

АО «Электросервис» может получить прибыль по двум составляющим:

- 1) услуга за передачу электроэнергии;
- 2) по виду деятельности (т.е. АО выступает в виде гарантированного поставщика электроэнергии предприятию)

1 Услуга за передачу электроэнергии

Затраты на амортизацию оборудования:

$$Z_{ам} = \sum K_{п/ст, ЛЭП} \times H_{\%} = 313,38 \times 0,04 = 12,535 \text{ млн. тенге}$$

где  $H_{\%} = 2 \div 4\%$  - норма амортизации

Другие затраты составят:

$$Z_{другие} = Z_{з/п} + Z_{обсл.} + Z_{ам} + Z_{с/э} + Z_{админ.} + Z_{прочие} = 100 \%$$

где  $Z_{з/п}$  – затраты на заработную плату персонала

$Z_{обсл.}$  – затраты на обслуживание п/ст и ЛЭП

$Z_{ам}$  – затраты на амортизацию

$Z_{с/э}$  – затраты на строительство, эксплуатацию

$Z_{админ.}$  – административные затраты

$Z_{прочие}$  – прочие затраты

Затраты на амортизацию могут достигать до 45%, а 55% составят другие затраты.

Тогда суммарные затраты на передачу электроэнергии составят

$$\sum Z_{передача} = (12,535 \times 1) / 0,45 = 27,856 \text{ млн. тенге}$$

Себестоимость передачи электроэнергии:

$$S = \frac{\sum Z_{передача}}{\mathcal{E}_{год}} = \frac{27,856}{175,3} = 0,16 \text{ тенге}$$

где  $\mathcal{E}_{год} = 20009,4 \times 8760 = 175,3$  млн. кВт ч – годовое энергопотребление предприятия

2 Вид деятельности

Выручка от прогнозируемого объема передачи электроэнергии заводу шарикоподшипников для АО «Электросервис» составит

$$V_{\text{АО «Электросервис»}} = T \times \mathcal{E}_{\text{год}} = 14 \times 175,3 = 2454,2 \text{ млн. тенге}$$

Из прогнозируемой выручки АО «Электросервис» произведет следующие выплаты:

- Выплаты по договору АО «Электросервис» составят:

$$0,16 \times 1,1 \times 175,467 = 30,642 \text{ млн. тенге}$$

- Выплаты городским сетям за передачу электроэнергии составят:

$$4 \times 175,467 = 701,868 \text{ млн. тенге}$$

- Выплаты национальным электрическим сетям составят:

$$1,5 \times 175,5 = 262,924 \text{ млн. тенге}$$

- Выплаты энергопроизводящим предприятиям составят:

$$7 \times 175,5 = 1228,5 \text{ млн. тенге}$$

Остаток из прогнозируемой выручки за передачу электроэнергии составит:

$$2454,2 - 30,642 - 701,868 - 262,924 - 1228,5 = 230,284 \text{ млн. тенге}$$

Чистая прибыль за вычетом налога 20% составит:

$$\text{ЧПр} = \text{Пр}(1 - 0,2) = 230,284 \times 0,8 = 184,227 \text{ млн. тенге}$$

Полученная прибыль будет направлена на погашения инвестиционных средств и это составит 40% от чистой прибыли.

$$\text{Пр} = 184,227 \times 0,6 = 110,536 \text{ млн. тенге}$$

Срок окупаемости сооружаемой подстанции и ЛЭП для АО «Электросервис» составит:

$$\text{PP} = \frac{\sum K_{n/\text{ст. ЛЭП}}}{\text{Пр}} = \frac{313,38}{110,536} = 2,8 \text{ года.}$$

Определение NPV (чистой текущей стоимости).

Для определения NPV, необходимо спрогнозировать величину финансовых потоков в каждый год проекта, а затем привести их к общему знаменателю, для сравнения во времени. То есть NPV – это разница между суммой денежных поступлений порождаемых реализацией проекта и



дисконтированных текущих стоимостей и всех затрат необходимых для реализации этого проекта.

Чистая приведенная стоимость определяется:

$$NPV = \sum_1^n \frac{CF_n}{(1+r)^n} - I_0,$$

где CF – ежегодные денежные поступления;

n - годы реализации проекта;

$I_0$  - полные суммарные инвестиции;

r – процентная ставка.

Таблица 7.7 Результаты расчета чистой текущей стоимости

ё	CF, млн. тенге	r (10%)	Текущая стоимость
0	-313,38	1	-313,38
1	110,536	0,909	100,477
2	110,536	0,826	91,303
3	110,536	0,751	83,013
4	110,536	0,683	75,496
			NPV=36,909

Целью разработки проекта являлось строительство подстанции 110/10 кВ и прилегающих к ней сетей 110 и 10 кВ. Для строительства подстанции, передачи электроэнергии по тарифу, который ниже действующего, создается АО «Электросервис». Целью создания является получение прибыли от передачи электроэнергии с шин подстанции до потребителя. Капитальные вложения в подстанцию составили 313,38 млн.тенге. Затраты на амортизацию составили 12,535 млн. тенге. Чистая прибыль за вычетом налога 20% составила 184,227 млн. тенге. Срок окупаемости сооружаемой подстанции и ЛЭП для АО «Электросервис» составил 2,8 года. Для реализации проекта организация брала кредит с процентной ставкой равной 10 %. В итоге с учетом дисконтирования срок окупаемости составил 4 года.

## Заключение

Данная дипломная работа посвящена проектированию электроснабжения завода шарикоподшипников с выбором электрооборудования. В работе были получены следующие основные результаты. При заданном числе электроприемников и их мощности вычислена методом «упорядоченных диаграмм» нагрузка по заводу напряжением 0,4 кВ:  $S_p = 14349,7$  кВА. Выбраны 14 цеховых трансформаторов типа ТСЗ-1000-10/0,4. А так же произведена компенсация реактивной мощности на 0,4 кВ с помощью низковольтных батарей конденсаторов типа УКБН-0,38-300-150У30. Определена нагрузка по заводу в целом с учетом СД, ДСП, ВБК и потерь в ЦТП:  $S_{p,зав} = 20525,3$  кВА.

В дипломной работе было рассмотрено технико-экономическое сравнение вариантов внешнего электроснабжения завода шарикоподшипников. В работе рассмотрены два варианта схем внешнего электроснабжения завода. И из них выбран наиболее рациональный с экономической и технической точки зрения, которым является первый вариант питания завода, где электроэнергия передается по ЛЭП 115 кВ.

Для принятого варианта выбрано следующее высоковольтное оборудование: вводные выключатели; секционный выключатель; выключатели нагрузки; выключатели отходящих линий, выключатели к СД, ДСП, а также силовые кабели к ним. Выбраны измерительные приборы, трансформаторы тока и напряжения. Был произведен выбор шин ГПП и изоляторов к ним. Для электроремонтного цеха было выбрано низковольтное оборудование: автоматы, предохранители, провода и кабели.

В отдельном разделе было рассмотрено оборудования для диагностики маслonaполненного оборудования. После подробного изучения вопроса можно сделать вывод:

1. Использование гранулированных отбеливающих глин позволяет проводить регенерацию трансформаторных масел передвижными установками.
2. Не требуется больших капитальных вложений, в сравнении со стационарными установками.
3. Процесс отличается низкой себестоимостью и простотой технологического процесса.

В экономическом разделе рассмотрена оценка эффективности схемы внешнего электроснабжения завода шарикоподшипников.

В разделе «Безопасность жизнедеятельности» выявлены основные вредные вещества, выделяемые предприятием. Для электроремонтного цеха были рассмотрены вопросы: по пожарной безопасности, расчет осветительной установки цеха.

## Список литературы

1. Киреева Э.А. Электроснабжение и электрооборудование цехов промышленных предприятий. – М.: «Кнорус», 2011.
2. Кудрин Б.И. Системы электроснабжения. – М.: «Академия», 2011.
3. Гужов Н.П. Системы электроснабжения. – Ростов-на/Д.: «Феникс», 2011.
4. Бозжанова Р.Н., Живаева О.П. Сборник заданий. Методические указания к выполнению курсового проекта (часть 1,2) для студентов всех форм обучения специальности 050718 - Электроэнергетика - Алматы: АИЭС, 2005.
5. Живаева О.П., Тергеусизова М.А. Проектирование систем электроснабжения. Методические указания и задания к выполнению курсовой работы для студентов всех форм обучения специальности 050718 - Электроэнергетика - Алматы: АИЭС, 2009.
6. Щербаков Е.Ф. Электроснабжение и электропотребление на предприятиях. – М.: «Форум», 2010.
7. Маньков В.Д. Основы проектирования систем электроснабжения. – СПб.: «Электросервис», 2010.
8. Шеховцов В.П. Справочное пособие по электрооборудованию и электроснабжению. – М.: «Форум-Инфра-М», 2009.
9. Сибикин Ю.Д. Монтаж, эксплуатация и ремонт электрооборудования промышленных предприятий и установок. – М.: «Высшая школа», 2008.
10. Правила устройства электроустановок Республики Казахстан. – Алматы, 2007.
11. Ерошенко Г.П., Коломиец А.П. Эксплуатация электрооборудования. – М.: «КолосС», 2005.
12. Киреева Э.А. Справочные материалы по электрооборудованию (цеховые электрические сети, электрические сети жилых и общественных зданий), 2004.
13. Сибикин Ю.Д. Электроснабжение промышленных предприятий и установок: Учебник для проф. Учебных заведений. – М.: Высшая школа, 2001.
14. Алиев И.И. Справочная книга по электротехнике и электрооборудованию. – М., 2000.
15. Безопасность жизнедеятельности. Безопасность технологических процессов и производств. Охрана труда. П.П. Кукин, В.Л. Лапин, Н.Л. Пономарев, Н.Н. Сердюк-М: «Высшая школа» 2002.
16. Экология и безопасность жизнедеятельности. Под редакцией доктора физ.-мат.наук, чл.-корр. РЭА, профессора Л.А.Муравья. Издательство Юнитидап, 2000.
17. Сайт [www.forca.ru](http://www.forca.ru)
18. Самсонов В.С., Вяткин М.А. Экономика предприятий энергетического комплекса: Учеб. для вузов. – 2-е изд. – М.: Высш. шк., 2003.

## Приложение А

Все расчеты проводились в программе Microsoft Office Excell.

№ по плану	Наименование производственного помещения	Размеры помещ.		Площадь	ρ <sub>0</sub>	K <sub>с</sub>	P <sub>л0</sub>	P <sub>л0</sub>	cosφ	tgφ	Q <sub>л0</sub>
		Длина	Ширина								
1	заводоуправление	47	230	10810	0,015	0,9	162,15	145,94	0,9	0,5	72,97
2	блок механических цехов № 1	103	305	31415	0,016	0,8	502,64	402,11	0,9	0,5	201,06
3	блок механических цехов № 2	103	136	14008	0,016	0,8	224,13	179,30	0,9	0,5	89,65
4	блок механических цехов № 3	80	305	24400	0,016	0,8	390,40	312,32	0,9	0,5	156,16
5	литейный	80	136	10880	0,012	0,8	130,56	104,45	0,9	0,5	52,22
6	компрессорная	33	47	1551	0,01	0,8	15,51	12,41	0,9	0,5	6,20
7	насосная	33	47	1551	0,01	0,8	15,51	12,41	0,9	0,5	6,20
8	газогенераторная	33	47	1551	0,01	0,8	15,51	12,41	0,9	0,5	6,20
9	кузнечный цех	89	84	7476	0,015	0,8	112,14	89,71	0,9	0,5	44,86
10	термический цех № 1	33	47	1546	0,013	0,8	20,10	16,08	0,9	0,5	8,04
11	термический цех № 2	85	24	1988	0,013	0,8	25,85	20,68	0,9	0,5	10,34
12	котельная	42	99	4175	0,015	0,8	62,63	50,10	0,9	0,5	25,05
13	склад	28	37	1036	0,01	0,7	10,36	7,25	0,9	0,5	3,63
14	электроремонтный цех	32	56	1792	0,02	0,85	35,84	30,46	0,9	0,5	15,23
15	столовая	47	79	3713	0,02	0,9	74,26	66,83	0,9	0,5	33,42
16	экспериментальная лаборатория	47	126	5922	0,015	0,8	88,83	71,06	0,9	0,5	35,53
	Освещение территории	723	465	336195	0,002	1	672,39	672,39	0,9	0,5	336,20

Рисунок А.1 Расчет осветительной нагрузки

№ по плану	Наименование цеха	Кол-во ЭП л	Установленная				m	Ки	cosφ	tgφ	Сред. мощн.		P <sub>л</sub>	K <sub>м</sub>	Расчетные нагрузки						
			P <sub>мин</sub> , кВт	P <sub>max</sub> , кВт	Суммарная P <sub>н</sub> , кВт	Р <sub>см</sub> , кВт					Q <sub>см</sub> , квар	P <sub>р</sub> , кВт			Q <sub>р</sub> , квар	S <sub>р</sub> , кВА					
1	заводоуправление	3	1,1	20	310	>3	0,4	0,90	0,48	124	60,1	31	1,1	138,9	60,1	145,94	72,97	284,8	133,0	314,3	47
2	блок механических цехов № 1	220	1	40	4000	>3	0,4	0,65	1,17	1400	1636,8	200	1,2	1680,0	1636,8	402,11	201,06	2082,1	1837,8	2777,2	422
3	блок механических цехов № 2	150	3	50	3200	>3	0,4	0,65	1,17	1120	1309,4	128	1,1	1276,8	1309,4	179,30	89,65	1456,1	1399,1	2019,3	307
4	блок механических цехов № 3	300	1	100	4500	>3	0,4	0,65	1,17	1575	1841,4	90	1,2	1921,5	1841,4	312,32	156,16	2233,8	1997,5	2996,7	456
5	литейный	120	1	50	2100	>3	0,6	0,75	0,88	1260	1111,2	84	1,6	2066,4	1111,2	104,45	52,22	2170,8	1163,4	2463,0	374
6	компрессорная	0	0	0	0	0	0	0,00	0,00	0	0,0	0	1,1	0,0	0,0	12,41	6,20	12,4	6,2	13,9	2
7	насосная	10	5	100	520	>3	0,7	0,80	0,75	338	253,5	10	1,1	368,4	278,9	12,41	6,20	380,8	285,1	475,7	72

Рисунок А.2 Расчет электрических нагрузок по цехам предприятия