

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 тяжелого машиностроения

Специальность 5B071800 - Электроэнергетика

Выполнил (а) Шукиров Н.Б. Эсн - 10  
(Фамилия и инициалы) группа

Научный руководитель Полванов Д.А. - главный инженер ТОО «ЭМ-Транс».  
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

Консультанты:

по экономической части:

Жакупов А.А. - к.э.н., профессор АУЭС

(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

«    »    20    г.

(подпись)

по безопасности жизнедеятельности:

Мананбаева С.Е. - старший преподаватель кафедры «ОТиОС»

(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

«    »    20    г.

(подпись)

по применению вычислительной техники:

Полванов Д.А. - главный инженер ТОО «ЭМ-Транс»

(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

«    »    20    г.

(подпись)

Нормоконтролер: Казанина И.В., к.т.н., доцент кафедры ЭПП

(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

«    »    20    г.

(подпись)

Рецензент: Гамурзаков Р.Б. - Инженер наладчик ТОО «Релейная защита и автоматика»

(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 Шукиров Н.Б.  
(фамилия, имя, отчество)

Тема проект Электроснабжение завода тяжелого машиностроения

утверждена приказом ректора № 115 от «24» сентября 2013 г.

Срок сдачи законченной работы « 25 » 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 установлены два трансформатора мощностью по 40 МВА, напряжением 110/37 кВ. Трансформаторы работают отдельно. Реактивное сопротивление системы на стороне 110 кВ, отнесенное к мощности системы – 0,4. Расстояние от подстанции энергосистемы до завода 5 км. Завод работает в две смены

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


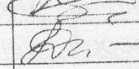
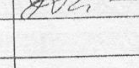
Расчет электрических нагрузок. Выбор числа и мощности цеховых трансформаторов и компенсация реактивной мощности на напряжение 0,4 кВ. Расчет электрических нагрузок по заводу. Сравнение вариантов внешнего электроснабжения. Выбор электрооборудования. Рассмотрение вопросов безопасности жизнедеятельности. Рассмотрение экономических вопросов. Рассмотрены вопросы молниезащиты ГПП. Безопасность жизнедеятельности. Экономическая часть.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

Рекомендуемая основная литература

*Справочник по проектированию электроснабжения. Под ред. Барыбина Ю.Г. – М.: Энергоатомиздат, 1990; Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций. – М.: Энергоатомиздат, 1987; Безопасность жизнедеятельности. Методические указания к выполнению раздела «Электробезопасность в электроустановках» в выпускных работах для специальности 050718 – Электроэнергетика. Сост. Санатова Т.С. – А., АИЭС, 2009.; Экономика отрасли. Методические указания к выполнению экономической части выпускных работ (для студентов специальности 5В0718 «Электроэнергетика»). Сост. Голубина А.Ю. – А., АИЭС, 2010.*

Консультанты по проекту с указанием относящихся к ним разделов

Раздел	Консультант	Сроки	Подпись
Экономическая часть	Жакупов А.А.		
БЖД	Мананбаева С.Е.		
Применение ЭВМ	Полванов Д.А.		

**Г Р А Ф И К**  
подготовки дипломного проекта

№ п/п	Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления руководителю	Примечание
1	Расчет электрических нагрузок. Расчет осветительных нагрузок.	2.11.2013	выполнено
2	Расчет электрических нагрузок. Выбор числа и мощности цеховых трансформаторов.	18.11.2013	выполнено
3	Уточненный расчет электрических нагрузок по заводу.	2.12.2013	выполнено
4	Выбор схемы внешнего электроснабжения. Выбор оборудования и расчет токов короткого замыкания $U > 1$ кВ.	23.12.2013	выполнено
5	Расчет токов короткого замыкания на шинах ГПП. Выбор выключателей.	6.01.2014	выполнено
6	Выбор трансформаторов тока. Выбор трансформатора напряжения.	20.01.2014	выполнено
7	Выбор выключателей нагрузок на ТП.	10.02.2014	выполнено
8	Выбор кабелей к ТП и СД. Выбор шин ГПП. Выбор изоляторов.	27.02.2014	выполнено
9	Выбор высоковольтного оборудования.	10.03.2014	выполнено
10	Условия выбора выключателей и силового кабеля.	14.03.2014	выполнено
11	Экономическая часть.	21.03.2014	выполнено
12	Безопасность жизнедеятельности.	28.03.2014	выполнено
13	Графическая часть.	26.04.2014	выполнено

Дата выдачи задания «01» октября 2013 г.

Заведующий кафедрой \_\_\_\_\_ (Бакенов К.А.)  
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Руководитель \_\_\_\_\_ (Полванов Д.А.)  
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Задание принял к исполнению студент \_\_\_\_\_ (Шукиров Н.Б.)  
(подпись) (Фамилия) (подпись) (Фамилия и инициалы)

## **Аннотация**

Дипломная работа посвящена разработке системы электроснабжения завода тяжелого машиностроения. Произведен расчет нагрузок по всему заводу в целом, выбор наиболее рациональной схемы электроснабжения (сравнение двух вариантов), рассчитаны токи короткого замыкания на шинах 115 кВ и 37 кВ, по результатам которых осуществлен выбор электрооборудования. В специальной части произведено технико-экономическое сравнение схем внутреннего электроснабжения. В дипломной работе были рассмотрены вопросы безопасности жизнедеятельности и экономическая часть.

## **Андатпа**

Дипломдық жұмыс ауыр машина жасау зауытын электрмен қамтамасыз ету жүйесін жостарлауға арналған. Жалпы зауытқа түсетін электр жүктеменің есептеуі, электрмен қамтамасыз етудің рационалды сұлбасы (екі вариантты салыстырмасы), 115кВ және 37 кВ шинадағы тұйықталған тоқ есептелініп, оған арналған 115кВ және 37 кВ электр жабдығы таңдалынған. Арнайы бөлімде ішкі электрмен қамтамасыз ету сұлбасының техника-экономикалық салыстыруы келтірілген. Дипломдық жұмыс экономикалық бөлім мен өміртіршілік қауіпсіздігі мәселелері қарастырылды.

## **Annotation**

The thesis is devoted to the development of power supply system of the plant of heavy engineering. Calculation of loads throughout the whole plant, the choice of the most rational schemes of power supply (comparison of the two options) for currents of short circuit on the buses and 115 kV and 37 kV, which carried out the selection of electrical equipment. In a special part of produced technical and economic comparison of schemes internal power supply. In the dissertation were examined questions of safety and economic part.

## Содержание

Введение.....	8
1 Технология производства завода тяжелого машиностроения .....	9
1.1 Исходные данные к проекту .....	11
2 Расчет электрических нагрузок по заводу .....	12
2.1 Расчет осветительной нагрузки .....	12
2.2 Расчет электрических нагрузок по заводу.....	13
2.3 Выбор числа цеховых трансформаторов и компенсация реактивной мощности на напряжение 0,4 кВ .....	19
2.4 Уточненный расчет электрических нагрузок по заводу .....	24
3 Выбор схемы внешнего электроснабжения .....	30
4 Выбор оборудования U=10 кВ.....	43
5 Технико-экономическое сравнение вариантов схем внутреннего электроснабжения завода .....	58
5.1 Виды схем внутреннего электроснабжения предприятий.....	58
5.2 Расчет технико-экономического сравнения схем внутреннего электроснабжения .....	62
5.3 Вывод.....	73
6 Экономическая часть .....	75
6.1 История и основная идея проекта .....	75
6.2 Экономическая оценка и финансовый анализ .....	75
6.3 Оценка влияния финансовых результатов на экономику предприятия....	79
7 Безопасность жизнедеятельности.....	80
7.1 Анализ условий труда электроремонтного цеха.....	80
7.2 Расчет зануления электрооборудования электроремонтного цеха.....	81
7.3 Расчет вентиляции электроремонтного цеха .....	87
8 Применение вычислительной техники .....	90
Заключение .....	91
Список литературы .....	92

## **Введение**

Передача, распределение и потребление выработанной энергии на промышленных предприятиях должны производиться с высокой экономичностью и надежностью. Для обеспечения этого энергетиками создана надежная и экономичная система распределения электроэнергии на всех ступенях применяемого напряжения с максимальным приближением высокого напряжения к потребителям.

Потребители электрической энергии имеют свои специфические особенности, чем и обусловлены определенные требования электроснабжению - надежность питания, качество электроэнергии, резервирование и защита отдельных элементов. При проектировании сооружений и эксплуатации систем электроснабжения промышленных предприятий необходимо правильно в технико-экономическом аспекте осуществлять выбор напряжений, определять электрические нагрузки, выбирать типаж, число и мощность трансформаторных подстанций, виды их защит, системы компенсации реактивной мощности и способы регулирования напряжения.

В системе цехового распределения электроэнергии широко используют комплектные распределительные устройства, подстанции и силовые токопроводы. Это создает гибкую и надежную систему распределения, в результате чего экономится большее количество проводов и кабелей. Широко применяют совершенные системы автоматики, а также простые и надежные устройства защиты отдельных элементов системы электроснабжения промышленных предприятий.

## 1 Технология производства завода тяжелого машиностроения

Технологическая схема выпуска основных видов продукции представлена на рисунке 1.1.



Рисунок 1.1 – Технологическая схема выпуска тяжелых машин

Основные производства:

*Прессовое производство*, в его состав входят цеха крупной, средней и мелкой штамповки и участок по раскрою листопроката. Общий объем перерабатываемого листопроката почти 90 тыс. тонн; выполняется штамповка деталей для автомобиля общим количеством почти 2 000 тыс. наименований.

*Сварочное производство* – это единый комплекс гибких автоматизированных линий для сборки-сваривания кузова и его узлов. В составе гибких линий и комплексов применяется около 120 единиц сварочных роботов.

*Окрасочное производство*. Подготовка поверхности кузова выполняется посредством погружения с использованием прогрессивного состава фосфатирования и катодного электрофореза.

*Сборочное производство* занимает площадь почти 35 тыс. кв. м. Сборка осуществляется на толкающих конвейерах с адресной доставкой кузовов.

*Механосборочное производство* представлено цехами: шасси, автоматномеханическим, арматурным, автономалей, механосборочным. Выпускает детали и узлы шасси, кузовные арматуры, автономали.



*Моторное производство* выпускает силовые агрегаты, которые собираются с двигателями объемом 1,3; 1,5 и 1,7л и пятиступенчатой коробкой передач. В производстве установлено более 200 единиц оборудования, как отечественного, так и импортного, в том числе 20 автоматических линий, в которых установлено 175 единиц оборудования.

*Производство изделий из пластмасс* оснащен термопластавтоматами с объемом рабочей камеры от 125 куб.см. до 16 000 куб.см. Всего почти 130 единиц технологического оборудования. Изготавливаются также изделия из пенополиуретана, ковровые покрытия.

*Литейное производство* обеспечивает потребность в слитках из чугуна с шаровидным и пластинчатым графитом, а также из цветного и стального литья.

*Производство товаров народного потребления*, автоприборов и запасных частей осуществляется на специальных производствах в городах Пологи, Илличевск, а также в технологических потоках основного производства по выпуску автомобильной техники и силовых агрегатов в Алматы. Кроме основных производств завод имеет собственное инструментальное производство и станкостроение.

*Инструментальное производство* проектирует и изготавливает следующие виды продукции:

- штамповую оснастку, в т.ч. крупные штампы с объемными поверхностями для автомобилей;

- пресс-формы для изготовления различных пластмассовых и резинотехнических изделий, литье металлов давлением;

- приспособления механообработки, стнды сборки и сварки, сварочную оснастку;

- инструмент: резцы, метчики, протяжки, вспомогательный, измерительный, холодн-высадочный инструмент, электроды, электрододержатели и другой инструмент, включая нестандартный.

*Станкостроение* состоит из отдела главного конструктора по станкостроению и цеха станкостроения, специализируется на проектировании и изготовлении оборудования для сборки-сварки кузовных узлов автомобилей, а также специального технологического оборудования для механизации и автоматизации технологических процессов. В производстве используются 170 единиц универсального металлорежущего, прессового и сварочного оборудования.

## 1.1 Исходные данные

Питание может быть осуществлено от подстанции энергосистемы, на которой установлены два трансформатора мощностью по 40 МВА, напряжением 110/37 кВ. Трансформаторы работают раздельно. Реактивное сопротивление системы на стороне 110 кВ, отнесенное к мощности системы – 0,4. Расстояние от подстанции энергосистемы до завода 5 км. Завод работает в две смены. Исходные данные представлены в таблице 1.1.[5]

Таблица 1.1 – Электрические нагрузки по заводу

Наименование	Кол-во ЭП	Установленная мощность, кВт	
		Одного ЭП, $P_H$	Суммарная, $\Sigma P_H$
1 Цех обработки цветных металлов №1	120	2-50	2000
1а Отделение цеха обработки цветных металлов	31	8-150	600
2 Механический цех №2	225	1-55	3600
3 Механический цех №3	130	2-45	2000
4 Инструментальный цех	44	1-85	1000
5 Электроремонтный цех	56	2-55	900
6 Деревообрабатывающий цех	33	1-25	270
7 Сборочный цех	56	1-70	1600
8 Склад готовой продукции	8	1-20	70
9 Компрессорная: а) 0,4 кВ	10	8-25	200
б) СД 10 кВ	4	1250	5000
10 Цех черного литья: а) 0,4 кВ	60	1-60	3000
б) ДСП 12 т	2	по каталогу	
11 Механический цех №4	100	2-50	2200
12 Цех цветного литья	52	3-50	1600
13 Заводоуправление	32	1-20	300
14 Кузнечнопрессовый цех	66	10-80	1800
15 Насосная	10	50-100	800
16 Гараж	25	1-120	1700
17 Испытательная станция	32	1-160	2100

## 2 Расчет электрических нагрузок по заводу

### 2.1 Расчет осветительной нагрузки

Расчет осветительной нагрузки при определении нагрузки предприятия предлагается производить 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 формулам[5]:

$$P_{p0} = K_{c0} \cdot P_{y0}, \text{ кВт} \quad (2.1)$$

$$Q_{p0} = \text{tg}\varphi \cdot P_{p0}, \text{ квар} \quad (2.2)$$

где  $K_{c0}$  – коэффициент спроса по активной мощности осветительной нагрузки, числовые значения которого принимаются по таблицам;

$\text{tg}\varphi$  – коэффициент реактивной мощности, определяется по известному  $\cos\varphi$  осветительной установки;

$P_{y0}$  – установленная мощность приемников освещения по цеху, отделу и т.п. определяется по удельной осветительной нагрузке  $1 \text{ м}^2$  поверхности пола и известной производственной площади, кВт.

Установленная мощность приемников освещения определяется по формуле:

$$P_{y0} = \rho_0 \cdot F, \text{ кВт} \quad (2.3)$$

где  $\rho_0$  – удельная расчетная мощность, кВт/м<sup>2</sup>.

$F$  – площадь пола производственного помещения, м<sup>2</sup>.

Величина  $\rho_0$  зависит от рода помещений и выбирается по справочнику. Расчет осветительной нагрузки предприятия проводится в таблице 2.1 в следующей последовательности:

- По генеральному плану предприятия замеряется и вычисляется с учетом масштаба генплана длина и ширина каждого производственного помещения и территории предприятия в метрах;

- Вычисляется площадь освещаемой поверхности для каждого производственного помещения, площадь наружного освещения территории вычисляется как разность площади всей территории предприятия и суммы площадей, занятых производственными помещениями.

- Для каждого цеха и территории предприятия выбирается удельная плотность осветительной нагрузки на  $1 \text{ м}^2$  и вычисляется установленная мощность приемников освещения по формуле (2.3).

- По таблице определяется в зависимости от объекта освещения коэффициент спроса осветительной нагрузки и вычисляется расчетная осветительная нагрузка по формуле (2. 1).

## **2.2 Расчет электрических нагрузок завода**

Расчет электрических нагрузок напряжением до 1 кВ по цехам завода производим методом упорядоченных диаграмм упрощенным способом. [5] Результаты расчета силовых и осветительных нагрузок по цехам сведены в таблицу 2.2.

Таблица 2.1 - Расчет осветительной нагрузки

Наименование производственного помещения	Размеры помещения	Площадь помещения, м <sup>2</sup>	Удельная осветитель- ная нагрузка q <sub>о</sub> , кВт/м <sup>2</sup>	Кoeffи- циент спроса K <sub>с</sub>	Установленная мощность освещения P <sub>уо</sub> кВт	Расчетная осветительная нагрузка		cosφ	tgφ
						P <sub>ро</sub> , кВт	Q <sub>ро</sub> , кВт		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1 Цех обработки цветных металлов №1	190×30	5700	0,015	0,8	85,5	68,4	34,2	0,9	0,5
1а Отделение цеха обработки цветных металлов	70×30	2100	0,015	0,8	31,5	25,2	12,6	0,9	0,5
2 Механический цех №2	185×65	12025	0,015	0,8	180,3	144,3	72,2	0,9	0,5
3 Механический цех №3	160×30	4800	0,015	0,8	72,0	57,6	28,8	0,9	0,5
4 Инструментальный цех	105×22,5	2362,5	0,015	0,8	35,4	28,35	14,2	0,9	0,5
5 Электроремонтный цех	75×22,5	1687,5	0,015	0,8	25,3	20,25	10,1	0,9	0,5
6 Деревообрабатывающий цех	45×22,5	1012,5	0,015	0,8	15,19	12,15	6,1	0,9	0,5
7 Сборочный цех	225×40	9000	0,015	0,8	135,00	108	54	0,9	0,5
8 Склад готовой продукции	65×55	3575	0,01	0,6	35,8	21,45	0	1	0
9 Компрессорная	80×25	2000	0,012	0,7	24,0	16,8	0	1	0
10 Цех черного литья	220×65	14300	0,015	0,8	214,5	171,6	85,8	0,9	0,5
11 Механический цех №4	235×57,5	13512,5	0,015	0,8	202,7	162,2	81,1	0,9	0,5
12 Цех цветного литья	200×22,5	4500	0,015	0,8	67,50	54	27	0,9	0,5
13 Заводоуправление	(100×55)-(35×25)	4750	0,02	0,9	95,0	85,5	42,8	0,9	0,5
14 Кузнечнопрессорный цех	80×80	6400	0,015	0,8	96,0	76,8	38,4	0,9	0,5
15 Насосная	(65×32,5)-(30×10)	1812,5	0,012	0,7	21,75	15,2	0	1	0
16 Гараж	(80×32,5)-(45×10)- (15×10)	2000	0,01	0,6	20,00	12	0	1	0
17 Испытательная станция	(90×47,5)- (42,5×10)-(25×25)	3225	0,02	0,9	64,50	58,05	0	1	0
Территория		246487,5	0,002	1	492,98	492,98	246,49	0,9	0,5

Таблица 2.2 - Расчет нагрузок по цехам завода тяжелого машиностроения, U=0,4кВ

Наименование цехов и групп ЭП	Кол-во ЭП п	Номинальная мощность		m	Ки	cosφ	tgφ	Средняя нагрузка		пэ	Км	Расчетная мощность			Iр, А	
		Pmin/ Pmax кВт	ΣPн кВт					Pсм кВт	Qсм квар			Pr кВт	Qr квар	Sp кВА		
1 Цех обработки цветных металлов																
силовая	120	5-50	2000	>3	0,7	0,8	0,75	1400	1050	80	1,06	1484	1053			
осветительная								68,4	34,2			68,4	34,2			
Итого								1468,4	1084,2			1552,4	1087,2	1895,2	2879,5	
1а Отделение цеха обработки цветных металлов																
силовая	31	8-150	600	>3	0,7	0,8	0,75	420	315	8	1,2	504	346,5			
осветительная								25,2	12,6			25,2	12,6			
Итого								445,2	327,6			529,2	359,1	639,5	971,6	
2 Механический цех №2																
силовая	225	1-55	3600	>3	0,3	0,65	1,17	1080	1262,6	131	1,08	1166,4	1262,7			
осветительная								144,3	72,15			144,3	72,2			
Итого								1224,3	1334,8			1310,7	1334,8	1870,7	2842,3	
3 Механический цех №3																
силовая	130	2-45	2000	>3	0,3	0,65	1,17	600	701,5	89	1,1	660	701,5			
осветительная								57,6	28,8			57,6	28,8			
Итого								657,6	730,3			717,6	730,3	1023,9	1555,6	
4 Инструментальный цех																
силовая	44	1-85	1000	>3	0,3	0,65	1,17	300	350,74	24	1,28	384	350,74			
осветительная								28,4	14,2			28,4	14,18			
Итого								328,4	364,9			412,4	364,9	550,6	836,6	

Продолжение таблицы 2.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
5 Электроремонтный цех															
силовая	56	2-55	900	>3	0,3	0,7	1,02	270	275,46	33	1,24	334,8	275,46		
осветительная								20,3	10,1			20,25	10,13		
Итого								290,3	285,5			355,05	285,59	455,66	692,3
6 Деревообрабатывающий цех															
силовая	33	1-25	270	>3	0,2	0,6	1,33	54	72	22	1,4	75,6	72		
осветительная								12,15	6,08			12,15	6,08		
Итого								66,15	78,08			87,75	78,08	117,46	178,4
7 Сборочный цех															
силовая	56	1-70	1600	>3	0,3	0,65	1,17	480	561,18	46	1,16	556,8	561,18		
осветительная								108	54			108	54		
Итого								588	615,18			664,8	615,18	905,76	1376,2
8 Склад готовой продукции															
силовая	8	1-20	70	>3	0,3	0,8	0,75	21	15,75	7	1,8	37,8	17,325		
осветительная								21,45	0			21,45	0		
Итого								42,45	15,75			59,25	17,325	61,73	93,8
9 Компрессорная															
силовая	10	8-25	200	>3	0,6	0,7	1,02	120	122,42	10	1,26	141,6	122,42		
осветительная								16,8	8,4			16,8	8,4		
Итого								136,8	130,82			158,4	130,82	205,44	312,1
10Цех черного литья															
силовая	60	1-60	3000	>3	0,5	0,7	1,02	1500	1530,3	60	1,11	1620	1530,3		
осветительная								171,6	85,8			171,6	85,8		
Итого								1671,6	1616,1			1791,6	1616,1	2412,81	3665,9
11 Механический цех №4															
силовая	100	2-50	2200	>3	0,3	0,65	1,17	660	771,63	88	1,1	726	771,63		

Окончание таблицы 2.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
осветительная								162,15	81,08			162,15	81,08		
Итого								822,1	852,71			888,15	852,71	1231,23	1870,7
12 Цех цветного литья															
силовая	52	3-50	1600	>3	0,6	0,8	0,75	960	720	52	1,1	1046,4	720		
осветительная								54	27			54	27		
Итого								1014	747			1100,4	747	1330,00	2020,7
13 Заводоуправление															
силовая	32	1-20	300	>3	0,4	0,7	1,02	120	122,4	30	1,19	142,8	122,42		
осветительная								85,5	0			85,5	0		
Итого								205,5	122,4			228,3	122,42	259,05	393,6
14 Кузнечнопрессовый цех															
силовая	66	10-80	1800	>3	0,4	0,75	0,88	720	634,9	45	1,14	820,8	634,98		
осветительная								76,8	38,4			76,8	38,4		
Итого								796,8	673,38			897,6	673,38	1122,11	1704,9
15 Насосная															
силовая	10	50-100	800	<3	0,6	0,7	1,02	480	489,7	10	1,26	604,8	538,67		
осветительная								15,23	0			15,23	0		
Итого								495,2	489,7			620,03	538,67	821,34	1247,9
16 Гараж															
силовая	25	1-120	1700	>3	0,2	0,7	1,02	340	346,87	25	1,34	455,6	346,87		
осветительная								12	0			12	0		
Итого								352	346,87			467,6	346,87	582,21	884,6
17 Испытательная станция															
силовая	32	1-160	2100	>3	0,3	0,7	1,02	630	642,73	26	1,24	781,2	642,73		
осветительная								58,05	0			58,05	0		
Итого								688,0	642,73			839,25	642,73	1057,09	1606,1
Освещение территории												492,98	246,49	551,17	837,4
Итого на шинах 0,4 кВ												13173	10789,7	17093	25970,1



## 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. [5]

Составим схему замещения показанную на рисунке 2.1.

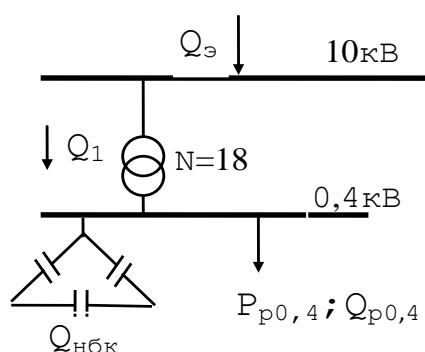


Рисунок 2. 1 – Схема замещения реактивной мощности на шинах 0,4 кВ

Данные для расчета:

$$P_{р0,4} = 13173,41 \text{ кВт};$$

$$Q_{р0,4} = 10789,69 \text{ квар};$$

$$S_{р0,4} = 17093,04 \text{ кВА}.$$

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

Для каждой технологически концентрированной группы цеховых трансформаторов одинаковой мощности минимальное их число, необходимое для питания наибольшей расчетной активной нагрузки, рассчитывается по формуле[5]:

$$N_{т \min} = \frac{P_{р0,4}}{K_3 \times S_{нт}} + \Delta N = \frac{13173,41}{0,8 \times 1000} = 16,47 + 0,53 = 17$$

где  $P_{р0,4}$  – 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:

$$N_{т.э} = N_{min} + m \quad (2.4)$$

где  $m$  – дополнительное число трансформаторов;

$N_{т.э}$  - определяется удельными затратами на передачу реактивной мощности с учетом постоянных составляющих капитальных затрат  $Z_{п/ст}^*$ .  
 $Z_{п/ст}^* = 0,5$ ;  $K_3 = 0,8$ ;  $N_{min} = 17$ ;  $\Delta N = 0,53$ .

Тогда из справочника по кривым определяем  $m$ , для нашего случая  $m = 1$ , значит:

$$N_{т.э} = 17 + 1 = 18 \text{ трансформаторов}$$

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

$$Q_1 = \sqrt{(N_{тэ} \times S_{нт} \times K_3)^2 - P_{р0,4}^2} \quad (2.5)$$

$$Q_1 = \sqrt{(N_{тэ} \times S_{нт} \times K_3)^2 - P_{р0,4}^2} = \sqrt{(18 \times 1000 \times 0,8)^2 - 13173,41^2} = 5815,61 \text{ квар.}$$

Из условия баланса реактивной мощности на шинах 0,4 кВ определим величину  $Q_{нбк1}$ , квар[5]:

$$Q_{нбк1} + Q_1 = Q_{р0,4} \quad (2.6)$$

$$Q_{нбк1} = Q_{р0,4} - Q_1 = 10789,69 - 5815,61 = 4974,08 \text{ квар.}$$

Дополнительная мощность  $Q_{нбк2}$  в большинстве случаев меньше 0, то расчет ведется по первой составляющей  $Q_{нбк1}$ .

Определим мощность одной батареи конденсаторов, приходящуюся на каждый трансформатор, квар:

$$Q_{нбк\text{ тп}} = \frac{Q_{нбк}}{N_{тз}} \quad (2.7)$$

$$Q_{нбк\text{ тп}} = \frac{Q_{нбк}}{N_{тз}} = \frac{4974,08}{18} \approx 276,34$$

Выбираем батарею конденсатора НБК: УКБН-0,38-300-150У30.

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

Таблица 2.3 - Распределение нагрузок цехов по ТП

№ ТП	Sнт, кВА	Qнбк, квар	№ цехов	Pp 0,4, кВт	Qp 0,4, квар	Sp 0,4, кВА	Kз
ТП1 2×1000	2×(2×1000)+ 1×1000	5×300= 1500	1	1552,4	1087,2		
ТП2 2×1000			1а	529,2	359,1		
ТП3 1×1000			4	412,35	364,92		
			5	355,05	285,59		
			6	87,75	78,08		
			7	664,8	615,18		
			8	59,25	17,325		
Итого				3660,8	2807,395		
Qвбк				0	-1500		
Итого'				3660,8	1307,395	3887,2	0,78
ТП4 2×1000	2×(2×1000)+ +1×1000	5×300=1500	2	1310,7	1334,81		
ТП5 2×1000			13	228,3	122,42		
ТП6 1×1000			3	717,6	730,28		
			9	158,4	130,82		
			14	897,6	673,38		
			осв.	492,98	246,49		
Итого				3805,58	3238,2		
Qвбк				0	-1500		
Итого'				3805,58	1738,2	4183,7	0,84
ТП7 2×1000	2×1000+ +1×1000	3×300=900	11	888,15	852,71		
ТП8 1×1000			16	467,6	346,87		
			17	839,25	642,73		
Итого				2195	1842,31		
Qвбк				0	-900		
Итого'				2195	942,31	2388,7	0,8
ТП9 2×1000	2×(2×1000)+ +1×1000	5*300=1500	12	1100,4	747		
ТП10 2×1000			10	1791,6	1616,11		
ТП11 1×1000			15	620,03	538,67		
Итого				3512,03	2901,78		
Qвбк				0	-1500		
Итого'				3512,03	1401,78	3781,4	0,76

Распределим  $Q_{нбк}$  по ТП пропорционально их мощностям.

Исходные данные:  $Q_{p0,4} = 10789,69$  квар;  $Q_{нбк} = 4974,08$  квар.  
 Данные для ТП1, ТП2, ТП3:  $Q_{p\text{ ТП1,2,3}} = 2807,4$  квар;  $Q_{p\text{ нбк}} = x$ .  
 Расчетная реактивная мощность батарей конденсаторов, квар, определяется по формуле:

$$Q_{p\text{ нбк}} = \frac{Q_{нбк} \times Q_{p\text{ ТП}}}{Q_{p0,4}} \quad (2.8)$$

$$Q_{p\text{ нбк ТП1,2,3}} = \frac{Q_{нбк} \times Q_{p\text{ ТП1,2,3}}}{Q_{p0,4}} = \frac{4974,08 \cdot 2807,4}{10789,69} = 1294,22 \text{ квар}$$

Фактическая реактивная мощность, квар, равна:

$$Q_{ф\text{ ТП1,2,3}} = 4 \times 300 + 1 \times 50 = 1250 \text{ квар}$$

Нескомпенсированная реактивная мощность, квар, определяется по формуле:

$$Q_{неск} = Q_{p\text{ ТП}} - Q_{ф\text{ ТП}} \quad (2.9)$$

$$Q_{неск} = Q_{p\text{ ТП1,2,3}} - Q_{ф\text{ ТП1,2,3}} = 2807,4 - 1250 = 1557,4$$

Данные для ТП4, ТП5, ТП6:

$Q_{p\text{ ТП4,5,6}} = 3238,2$  квар;

$Q_{p\text{ нбк}} = x$ .

Расчетная реактивная мощность батарей конденсаторов, квар, равна:

$$Q_{p\text{ нбк}} = \frac{Q_{нбк} \times Q_{p\text{ ТП}}}{Q_{p0,4}} = \frac{4974,08 \cdot 3238,2}{10789,69} = 1492,82$$

Фактическая реактивная мощность, квар, равна:

$$Q_{ф\text{ ТП4,5,6}} = 4 \times 300 + 1 \times 250 = 1450$$

Нескомпенсированная мощность, квар, равна:

$$Q_{неск} = Q_{p\text{ ТП4,5,6}} - Q_{ф\text{ ТП4,5,6}} = 3238,2 - 1450 = 1788,2$$

Данные для ТП7, ТП8:

$Q_{p\text{ ТП7,8,9}} = 1842,31$  квар;  $Q_{p\text{ нбк}} = x$ .

Расчетная реактивная мощность батарей конденсаторов, квар, равна:

$$Q_{p \text{ нбк}} = \frac{Q_{\text{нбк}} \times Q_{p \text{ ТП}}}{Q_{p 0,4}} = \frac{4974,08 \cdot 1842,31}{10789,69} = 849,31$$

Фактическая реактивная мощность, квар, равна:

$$Q_{\phi \text{ ТП7,8}} = 3 \times 300 = 900$$

Нескомпенсированная реактивная мощность, квар, равна:

$$Q_{\text{неск}} = Q_{p \text{ ТП7,8,9}} - Q_{\phi \text{ ТП7,8,9}} = 1842,31 - 900 = 942,31$$

Данные для ТП9, ТП10, ТП11:

$Q_{p \text{ ТП10,11,12}} = 2901,78$  квар;

$Q_{p \text{ нбк}} = X$ .

Расчетная реактивная мощность батарей конденсаторов, квар, равна:

$$Q_{p \text{ нбк}} = \frac{Q_{\text{нбк}} \times Q_{p \text{ ТП}}}{Q_{p 0,4}} = \frac{4974,08 \cdot 2901,78}{10789,69} = 1337,73$$

Фактическая реактивная мощность, квар, равна:

$$Q_{\phi \text{ ТП10,11,12}} = 4 \times 300 + 1 \times 100 = 1300$$

Нескомпенсированная реактивная мощность, квар, равна:

$$Q_{\text{неск}} = Q_{p \text{ ТП9,10,11}} - Q_{\phi \text{ ТП9,10,11}} = 2901,78 - 1300 = 1601,78$$

Уточненное распределение  $Q_{\text{нбк}}$  по ТП сведем в таблицу 2.4

Таблица 2 . 4 - Уточненное распределение  $Q_{\text{нбк}}$  по ТП

№ ТП	$Q_{p \text{ ТП}}$ , квар	$Q_{p \text{ нбк}}$ , квар	$Q_{\phi \text{ РП}}$ , квар	$Q_{\text{неск.}}$ , квар
ТП1, ТП2, ТП3	2807,40	1294,22	1250	1557,40
ТП4, ТП5, ТП6	3238,2	1492,82	1450	1788,2
ТП7, ТП8,	1842,31	849,31	900	942,31
ТП9, ТП10, ТП11	2901,78	1337,73	1300	1601,78
Итого	10789,69	4974,08	4900	5889,69

## 2.4 Уточненный расчет электрических нагрузок по заводу тяжелого машиностроения

### 2.4.1 Определение потерь мощности в ЦТП.

Для ЦТП выбираем трансформаторы ТМЗ-1000-10/0,4 ( $S_H=1000$  кВА,  $\Delta P_{xx}=2,45$  кВт,  $\Delta P_{кз}=12,2$  кВт,  $I_{xx}=1,4$  %,  $U_{кз}=5,5$  %).

Расчет потери мощности проводим по формулам:

$$\Delta P = \Delta P_{xx} + k_3^2 \times \Delta P_{кз}, \text{ кВт} \quad (2.10)$$

$$\Delta Q = \frac{\Delta I_{xx} \times S_H}{100} + \frac{K_3^2 \times \Delta U \times S_H}{100}, \text{ кВар} \quad (2.11)$$

$$\sum \Delta P = n \cdot \Delta P, \text{ кВт} \quad (2.12)$$

$$\sum \Delta Q = n \cdot \Delta Q, \text{ кВар} \quad (2.13)$$

Результаты расчетов сводим в таблицу 2.5

Таблица 2.5 – Потери мощности в ТП

	ТП1, ТП2, ТП3	ТП4, ТП5, ТП6	ТП7, ТП8	ТП9, ТП10, ТП11	Итого
$\Delta P_T$ , кВт	9,87	11,06	10,26	9,5	40,69
$\Delta Q_T$ , квар	47,46	52,81	49,2	45,77	195,24
$\sum P_T$ , кВт	49,35	55,3	51,3	47,5	203,45
$\sum Q_T$ , квар	237,3	264,05	246	228,85	976,2

### 2.4.2 Определение расчетной мощности синхронных двигателей

Используем СД для компенсации реактивной мощности на стороне ВН.

Данные СД:

$P_{нсд} = 1250$  кВт;  $\cos \varphi = 0,9$ ;

$N_{сд} = 4$ ;  $K_3 = \beta = 0,85$ .

Определим расчетные мощности для СД по формулам:

$$P_{рсд} = P_{нсд} \times N_{сд} \times K_3 = 1250 \times 4 \times 0,85 = 4250, \text{ кВт},$$

$$Q_{рсд} = P_{рсд} \times \text{tg } \varphi = 4250 \times 0,48 = 2040, \text{ квар}.$$

### 2.4.3 Определение расчетной мощности ДСП

Дана ДСП-12М2, для нее выбираем трансформатор ЭТЦПК-2500/10-74У3, с соединением звезда-треугольник 11 группа,  $\Delta(Y)/\Delta-0(11)$ .

Данные трансформатора:  $S_H=5$  кВА;  $\cos \varphi=0,82$ ;  $K_3=0,6$ ;  $U_1=10$  кВ;  $N=2$ .

Расчетные мощности ДСП определяем по формуле:

$$P_{рдсп} = S_n \cdot \cos\varphi \cdot N \cdot K_3 = 5000 \cdot 0,82 \cdot 2 \cdot 0,6 = 4920, \text{ кВт},$$

$$Q_{рдсп} = P_{рдсп} \cdot \text{tg}\varphi = 4920 \cdot 0,7 = 3444, \text{ квар.}$$

Потери в печных трансформаторах, с учетом, что  $\Delta P_{тр} = 2\%$  от  $S_n$  и  $\Delta Q_{тр} = 10\%$  от  $S_n$ , определяются по формулам:

$$\Delta P_{трдсп} = 0,02 \cdot 5000 = 100 \text{ кВт}; \Delta Q_{трдсп} = 0,1 \cdot 5000 = 500, \text{ квар},$$

$$\sum \Delta P_{трдсп} = 2 \cdot 100 = 200 \text{ кВт}; \sum \Delta Q_{трдсп} = 2 \cdot 500 = 1000, \text{ квар.}$$

#### 2.4.4 Расчет компенсации реактивной мощности на шинах 10 кВ РП Составим схему замещения, показанную на рисунке 2.2. [5]

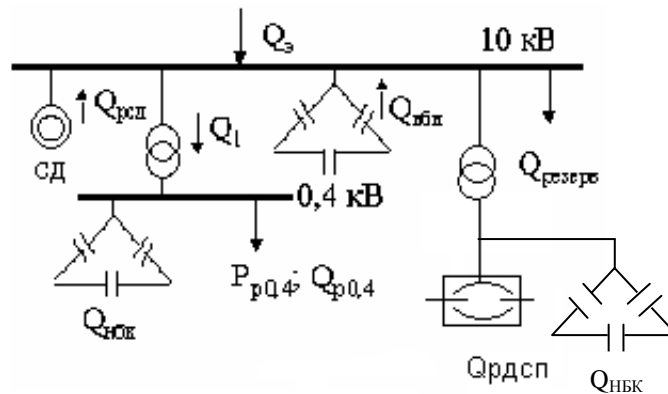


Рисунок 2.2 – Схема замещения реактивной нагрузки на шинах 10кВ

Баланс реактивной мощности для шин 10 кВ ГПП, квар, определяется по формулам:

$$\sum Q = 0; \sum Q_{потр} = \sum Q_{ист},$$

$$Q_{р0,4} + \Delta Q_{тр} + Q_{рдсп} + \Delta Q_{трдсп} + Q_{рез} - Q_э - Q_{нбк} - Q_{сд} - Q_{вбк} = 0,$$

$$\sum Q_p = Q_{р0,4} + \Delta Q_{тр} + Q_{рдсп} + \Delta Q_{трдсп} = 10789,69 + 976,2 + 3444 + 500 = 15710.$$

Резервная мощность, квар, определяется по формуле:

$$Q_{рез} = 0,1 \times \sum Q_p = 0,1 \cdot 15710 = 1571$$

Мощность, поступающая от энергосистемы, квар, определяется по формуле:

$$Q_3 = \operatorname{tg}\varphi_3 \times \Sigma P_{\text{рзав}} = (0,23 - 0,25) \times \Sigma P_{\text{рзав}} \quad (2.4.1)$$

Сумарная расчетная мощность завода, кВт, определяется по формуле:

$$\Sigma P_{\text{рзав}} = P_{\text{р0,4}} + \Delta P_{\text{тр}} + P_{\text{рдсп}} + \Delta P_{\text{трдсп}} + P_{\text{рсд}} = 13173,41 + 203,45 + 4920 + 100 + 4250 = 22647$$

Отсюда мощность, поступающая от энергосистемы, квар, равняется:

$$Q_3 = 0,23 \cdot 22647 = 5209$$

Мощность ВБК, квар, определим из условия баланса реактивной мощности:

$$Q_{\text{ВБК}} = Q_{\text{р0,4}} + \Delta Q_{\text{тр}} + Q_{\text{рдсп}} + \Delta Q_{\text{трдсп}} + Q_{\text{рез}} - Q_3 - Q_{\text{НБК}} - Q_{\text{сд}};$$

$$Q_{\text{ВБК}} = 10789,69 + 195,24 + 3444 + 500 + 1571 - 4974,08 - 5209 - 2040 = 4278 \text{квар}$$

Т.к. расчетная реактивная мощность  $Q_{\text{рдсп}} = 3444$  квар, то мощность одной печи составит 1722 квар. Принимаем для индивидуальной компенсации реактивной мощности ДСП батареи конденсаторов мощностью 1500 квар. Выбираем 2×УКЛ-10,5-1500 УЗ и 2×УКЛ-10,5-600УЗ на шины

Уточненный расчет электрических нагрузок по заводу приведены в таблице 2.6.



Таблица 2.6 - Уточненный расчет электрических нагрузок

№ ТП	№ цехов	Количество ЭП	Установленная мощность		Ки	Средняя нагрузка за макс.загруженн ую смену		пэ	Км	Расчетная мощность			Кз
			п	Pmin/Pmax кВт		Общая $\sum P_H$ кВт	Pсм кВт			Qсм квар	Pp, кВт	Qp, квар	
<i>ТП1, ТП2, ТП3</i>	1	120	2-50	2000		1400	1050						
<i>5*1000</i>	1a	31	8-150	600		420	315						
	4	44	1-85	1000		300	350,74						
	5	56	2-55	900		270	275,46						
	6	33	1-25	270		54	72						
	8	8	1-20	70		21	15,75						
	7	56	1-70	1600		480	561,18						
<i>силовая</i>		348	8-150	6440		0,46	2945						
<i>осветительная</i>										283,8	131,19		
<i>Qнбк</i>										0	-1250		
<i>Итого</i>										3523,3	1521,32	3837,7	0,77
<i>ТП4, ТП5, ТП6</i>	2	225	1-55	3600		1080	1262,66						
<i>5*1000</i>	3	130	2-45	2000		600	701,48						
	9	10	8-25	200		120	122,42						
	13	32	1-20	300		120	122,42						
	14	66	10-80	1800		720	634,98						
<i>силовая</i>		463	1-80	7900	0,33	2640	2843,96	198	1,09	2877,6	2843,96		
<i>осветительная</i>										381	182,1		
<i>освещение территории</i>										492,98	246,49		
<i>Qнбк</i>										0	-1450		

<i>Итого</i>											3751,5	1576,1	4069,2	0,81
--------------	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--------	--------	--------	------

*Окончание таблицы 2.6*

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
<i>ТП7,ТП8</i>	11	100	2-50	2200		660	771,63						
<i>3*1000</i>	16	25	1-120	1700		340	346,87						
	17	32	1-160	2100		630	642,73						
<i>силовая</i>		157	1-160	6000	0,27	1630	1761,23	75	1,16	1890,8	1761,23		
<i>осветительная</i>										232,2	81,08		
<i>Qнбк</i>										0	-900		
<i>Итого</i>										2123	942,31	2322,7	0,77
<i>ТП9,ТП10,ТП11</i>	10	60	1-60	3000		1500	1530,31						
<i>5*1000</i>	12	52	3-50	1600		960	720						
	15	10	50-100	800		480	489,7						
<i>силовая</i>		122	1-100	5400	0,54	2940	2740,01	108	1,08	3175,2	2740,01		
<i>осветительная</i>										240,83	112,8		
<i>Qнбк</i>										0	-1300		
<i>Итого</i>										3416,03	1552,81	3752,4	0,75
<i>Итого 0,4 кВ</i>										12813,91	5592,5		
$\sum P_m \sum Q_m$										204,35	980,4		
<i>Итого нагрузка, приведенная к шинам 10кВ</i>										13018,2	6572,9		
<i>Нагрузка 10 кВ</i>													
<i>Компрессорная</i>	9	4	1250	5000						4250	-2040		
<i>Цех цветного литья</i>	10	2	5000	10000						4920	3444		
<i>трансформаторы ДСП</i>										100	500		
<i>Qвбк</i>										0	-4200		
<i>Всего по заводу</i>										22188,2	3776,9	22507,4	

### 3 Выбор схемы внешнего электроснабжения

При решении задач оптимизации промышленного электроснабжения возникает необходимость сравнения большого количества вариантов. Многовариантность задач промышленной энергетики обуславливает проведение технико-экономического расчета, целью которого является определение оптимального варианта схемы, параметров электросети и ее элементов

Для технико-экономического сравнения вариантов электроснабжения завода рассмотрим два варианта[5]:

- I вариант – ЛЭП 110 кВ,
- II вариант – ВЛ 37 кВ.

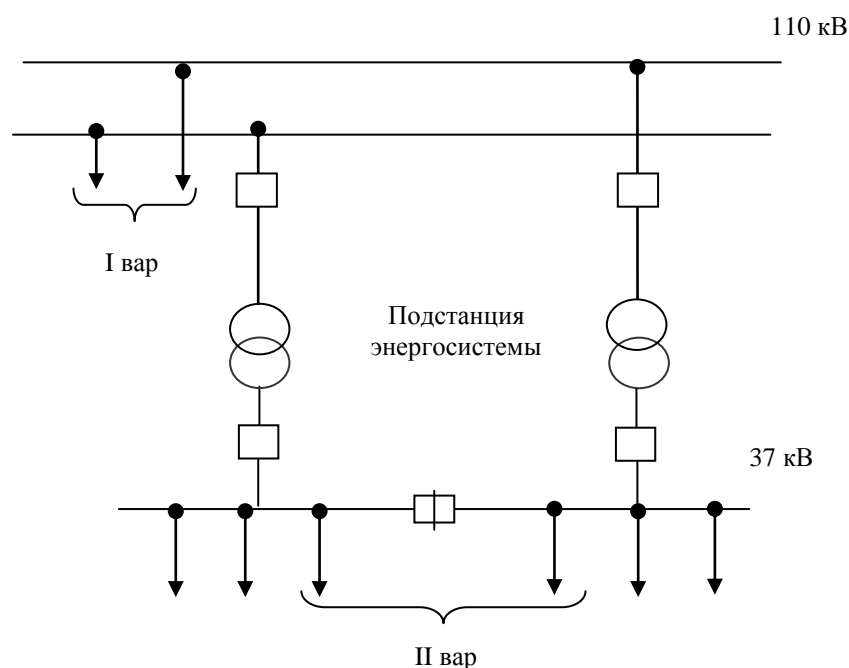


Рисунок 3.1 – Схема питания завода от подстанций энергосистемы.

#### 3.1 I Вариант схемы внешнего электроснабжения завода (110 кВ)

Для данного варианта электрическая схема внешнего питания представлена на рисунке 3.2. [5]

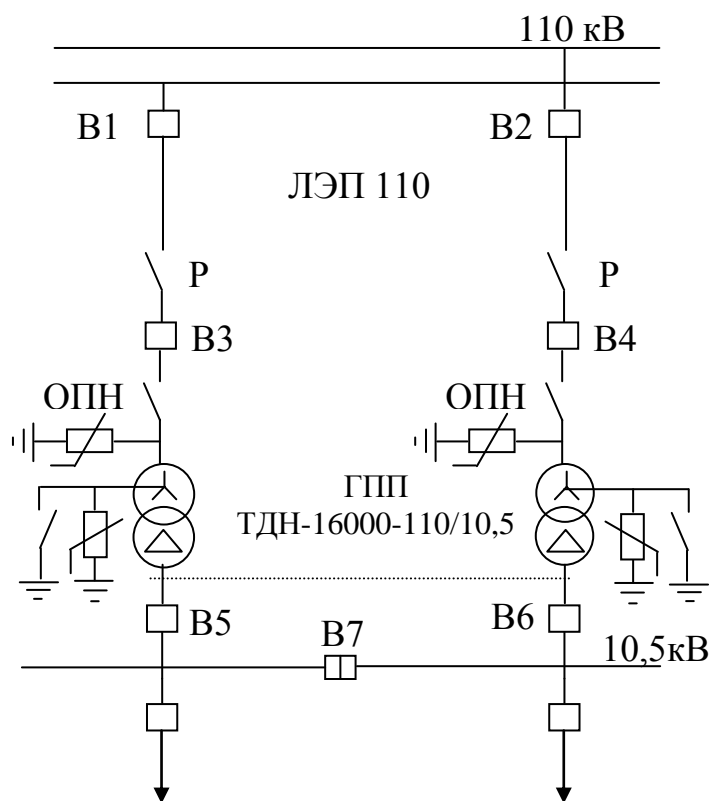


Рисунок 3.2 - I вариант схемы электроснабжения

Годовые приведенные затраты, у.е./год, определяются по формуле:

$$Z_r = EK + I \quad (3.1)$$

Капитальные затраты, у.е., определим по формуле:

$$K_I = K_{B1, B2} + K_{ЛЭП} + K_{трТП} + K_{B3, B4} + K_{раз} + K_{ОПН} \quad (3.2)$$

Годовые издержки производства, у.е., определим по формуле:

$$I_I = I_a + I_{пот.эн} + I_{экспл.} \quad (3.3)$$

Выбираем электрооборудование по I варианту. [5]

Выбираем трансформаторы ТПП. Полная расчетная мощность ТПП, кВА, определяется по формуле:

$$S_{расчТПП} = \sqrt{P_p^2 + Q_э^2} = \sqrt{22188,3^2 + 5209^2} = 22791,5$$

Выбираем два трансформатора мощностью 10000 кВА.

Коэффициент загрузки определим по формуле:

$$K_3 = \frac{S_p}{2 \cdot S_H} = \frac{22791,5}{2 \cdot 16000} = 0,71$$

Паспортные данные трансформатора:

Тип т –ра.....	ТДН –16000/110;
$S_H$ , кВА.....	16000;
$\Delta P_{xx}$ , кВт.....	26;
$\Delta P_{кз}$ , кВт.....	85;
$U_{кз}$ , %.....	10,5;
$I_{xx}$ , %.....	0,85.

Потери мощности в трансформаторах. Потери активной мощности, кВт, определяются по формуле:

$$\Delta P_{тгпш} = 2 \cdot (\Delta P_{xx} + \Delta P_{кз} \cdot K_3^2) = 2 \cdot (26 + 85 \cdot 0,71^2) = 137,7$$

Потери реактивной мощности, квар, определяются по формуле:

$$\Delta Q_{\delta\delta\bar{A}\bar{H}} = 2 \cdot \left( \frac{0,9}{100} \cdot 16000 + \frac{10,5}{100} \cdot 16000 \cdot 0,71^2 \right) = 1965,78$$

Потери энергии в трансформаторах при двухсменном режиме работы составляют  $T_{вкл}=4000$ ч ,  $T_{макс}=3000$ ч. Тогда время максимальных потерь, ч, определяются по формуле: [5]

$$\tau = (0,124 + T_m \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = (0,124 + 3000 \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = 1575 .$$

Потери активной энергии в трансформаторах, кВтч, определяется по формуле:

$$\Delta W = 2(\Delta P_{xx} \cdot T_{вкл} + \Delta P_{кз} \cdot \tau \cdot K_3^2), \quad (3.1.4)$$

$$\Delta W = 2(26 \cdot 4000 + 85 \cdot 1575 \cdot 0,71^2) = 342972,78$$

Расчет ЛЭП–110 кВ. Полная мощность, проходящая по ЛЭП, кВА, определяется по формуле:

$$S_{лэп} = \sqrt{\left( P_p + \Delta P_{тгпш} \right)^2 + Q_э^2} = \sqrt{(22188,3 + 137,7)^2 + 5209^2} = 22925,6$$

Расчетный ток, проходящий по одной линии, А, вычисляется по формуле:

$$I_p = \frac{S_{лэп}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{22925,6}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 115} = 57,6$$

Ток аварийного режима, А, находится по формуле:

$$I_{ab} = 2 \cdot I_p = 2 \cdot 57,6 = 115,2$$

По экономической плотности тока определяем сечение проводов, мм<sup>2</sup>, определяется по формуле:

$$F_{\dot{Y}} = \frac{I_{\dot{b}}}{j_{\dot{Y}}} = \frac{57,6}{1,1} = 52,36$$

где  $j=1,1$  - экономическая плотность тока при  $T_m=3000$ ч и алюминиевых проводах, А/мм<sup>2</sup>.

Принимаем провод АС -70 с  $I_{доп}=265$  А. Проверим выбранные провода по допустимому току.

а) при расчетном токе:  $I_{доп}=265$  А  $>$   $I_p=57,6$  А;

б) при аварийном режиме:  $I_{доп ав}=1,3 \cdot I_{доп}=1,3 \cdot 265=344,5$  А  $>$   $I_{ав}=115,2$  А

Окончательно выбираем провод АС-70.

Определим потери электроэнергии в ЛЭП110, кВтч, определим по формуле:

$$\Delta W_{лэп} = 2 \cdot 3 \cdot I_p^2 \cdot R \cdot 10^{-3} \cdot \tau = 2 \cdot 3 \cdot 57,6^2 \cdot 2,3 \cdot 10^{-3} \cdot 1575 = 72111,51$$

где  $R=r_0 \cdot L=0,46 \cdot 5=2,3$  Ом;

$r_0=0,46$  Ом/км;

$l=5$  - длина линии, км.

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

Перед выбором аппаратов составим схему замещения (рисунок 3.3) и рассчитаем ток короткого замыкания.

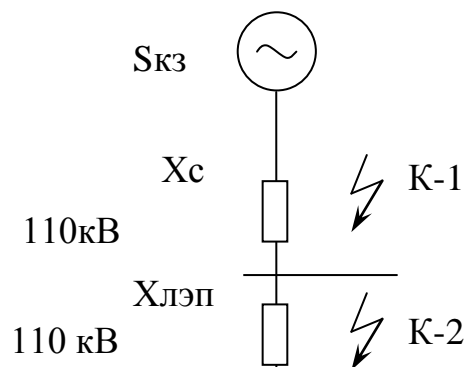


Рисунок 3.3 – Схема замещения для расчета токов к.з.

Найдем параметры схемы замещения: [5]  
 $S_6=1000$  МВА;  $U_6=115$  кВ;  $X_c=0,4$  о.е.

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,03 \text{ кА};$$

$$X_{ЛЭП} = X_0 \cdot L \cdot \frac{S_6}{U_{cp}^2} = 0,34 \cdot 5 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,13 \text{ о.е.}$$

Определим токи и мощности короткого замыкания по формулам:

$$I_{k1} = \frac{I_6}{X_c} = \frac{5,03}{0,4} = 12,58 \text{ кА};$$

$$i_{y_{K-1}} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{k1} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 12,58 = 31,93 \text{ кА};$$

$$S_{k1} = \sqrt{3} \cdot U_6 \cdot I_{k1} = \sqrt{3} \cdot 115 \cdot 12,58 = 2502,79 \text{ МВА};$$

$$I_{k2} = \frac{I_6}{X_c + X_l} = \frac{5,03}{0,4 + 0,13} = 9,49 \text{ кА};$$

$$i_{y_{K-2}} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{k2} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 9,49 = 24,09 \text{ кА};$$

$$I_{S_{k2}} = \sqrt{3} \cdot U_6 \cdot I_{k2} = \sqrt{3} \cdot 115 \cdot 9,49 = 1888,04 \text{ МВА};$$

После расчета токов произведем выбор оборудования:

- выключатели В1, В2: МКП-110-630-20У1;

$$I_H = 630 \text{ А} \geq I_{ав} = 115,2 \text{ А}$$

$$I_{отк.} = 20 \text{ кА} \geq I_{кз} = 12,58 \text{ кА}$$

$$I_{пред.ком.} = 80 \text{ кА} > i_{уд} = 31,93 \text{ кА}$$

- разъединители: РДЗ-2-110/1000;

$$I_H = 1000 \text{ А} \geq I_{ав} = 115,2 \text{ А}$$

$$I_{отк.} = 80 \text{ кА} \geq I_{кз} = 9,49 \text{ кА}$$

$$I_{пред.терм.стойк.} = 31,5 \text{ кА} > i_{уд} = 24,09 \text{ кА}$$

- выключатели В3, В4: МКП-110-630-20У1;

$$I_H = 630 \text{ А} \geq I_{ав} = 115,2 \text{ А}$$

$$I_{отк.} = 20 \text{ кА} \geq I_{кз} = 9,49 \text{ кА}$$

$$I_{пред.ком.} = 80 \text{ кА} > i_{уд} = 24,09 \text{ кА}$$

- ограничители перенапряжений: ОПНп-110/420/56-10 III УХЛ1.

Определим капитальные затраты для выбранного оборудования:

а) Затраты на выключатели В1, В2, В3, В4:

$$K_{B1 \div B4} = 4 \times 16,24 = 64,96 \text{ тыс. у.е.}$$

б) Затраты на ЛЭП на двухцепной железобетонной опоре:

$$K_{уд}=13500 \text{ у.е./км.}$$

$$K_{ЛЭП}=L \times K_{уд}=5 \times 13,5=67,5 \text{ тыс.у.е.}$$

- в) Затраты на тр ГПП:  $K_{тр \text{ ГПП}}=2 \times 53=106 \text{ тыс.у.е.}$   
г) Затраты на разъединители:  $K_p=2 \times 3,643=7,286 \text{ тыс.у.е.}$   
д) Затраты на ОПНп:  $K_{ОПНп}=2 \cdot 1,01 =2,02 \text{ тыс.у.е.}$

Суммарные затраты первого варианта, тыс у.е, определяются по формуле:

$$K_{\Sigma 1}=K_{В1-В4}+K_{ЛЭП}+K_{разъед}+K_{ОПНп}+ K_{т \text{ ГПП}}, \quad (3.5)$$

$$K_{\Sigma 1}=64+67,5+106+7,286+2,02=247,77$$

Суммарные издержки, тыс. у.е., рассчитываются по формуле:

$$\Sigma И_1=И_a+И_{пот}+И_э, \quad (3.6)$$

Амортизационные отчисления, тыс у.е., определяются по формуле:

$$И_a: И_a=E_a \cdot K \quad (3.7)$$

Для ВЛ-35 кВ на железобетонных опорах  $E_a=0,028$ .

Для распределителей и подстанций  $E_a=0,063$ .

Рассчитаем издержки:

а) Издержки на эксплуатацию ЛЭП:

$$И_{экс \text{ ЛЭП}}=0,028 \times K_{ЛЭП}=0,028 \times 67,5=1,89 \text{ тыс.у.е.}$$

б) Амортизация ЛЭП:

$$И_a \text{ ЛЭП}=0,028 \times K_{ЛЭП}=0,028 \times 67,5=1,89 \text{ тыс.у.е.}$$

в) Издержки на эксплуатацию оборудования:

$$И_{экс \text{ об}}=0,03 \times K_{об}=5,41 \text{ тыс.у.е.}$$

г) Амортизация оборудования:

$$И_a \text{ об}=0,063 \times K_{об}=11,36 \text{ тыс.у.е.}$$

д) Определим издержки на потери электроэнергии, с учетом, что стоимость потерь электроэнергии  $С_0=0,08 \text{ тг/кВт ч}$ :

$$И_{пот.}=С_0 \times (W_{тр \text{ ГПП}}+ W_{лэп})=0,08 \times (342973+72161,6)=33,21 \text{ тыс.у.е.}$$

Суммарные издержки:

$$И_{\Sigma 1}=И_a+И_{пот}+И_э=11,36+1,89+5,41+1,89+33,21=53,76 \text{ тыс. у.е.}$$



$$I_{\Sigma 1} = 53,76 \text{ тыс. у.е.}$$

Приведенные суммарные затраты являющиеся мерой стоимости, определяются по выражению:

$$Z_I = 0,12 \times K_{\Sigma 1} + I_{\Sigma 1} = 0,12 \times 247,77 + 53,76 = 83,49 \text{ тыс. у.е.}$$

где  $E = 0,12$  - нормативный коэффициент эффективности капиталовложений  $Z_I$ , тыс. у.е.

### 3.2 II Вариант схемы внешнего электроснабжения завода (37 кВ)

Для данного варианта электрическая схема внешнего питания представлена на рисунке 3.4. [5]

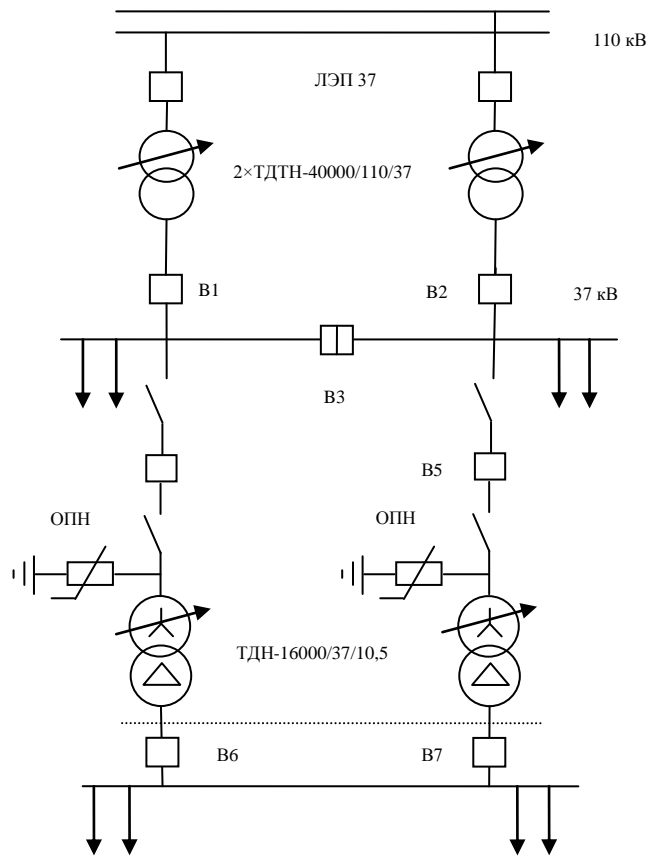


Рисунок 3.4 – Второй вариант схемы электроснабжения.

Выбираем электрооборудование по II варианту.

Выбираем трансформаторы ГПП:

Паспортные данные трансформатора:

Тип т-ра.....	ТДН –16000/37/10,5;
$S_H$ , кВА.....	16000;
$\Delta P_{XX}$ , кВт.....	21;
$\Delta P_{K3}$ , кВт.....	90;

$$U_{кз}, \% \dots\dots\dots 8;$$

$$I_{хх}, \% \dots\dots\dots 0,75.$$

Потери мощности в трансформаторах. Потери активной мощности, кВт, определяются по формуле:

$$\Delta P_{тгпш} = 2 \cdot (\Delta P_{хх} + \Delta P_{кз} \cdot K_3^2) = 2 \cdot (21 + 90 \cdot 0,71^2) = 188,07 \text{ кВт}$$

Потери реактивной мощности, квар, определяются по формуле:

$$\Delta Q_{тгпш} = 2 \cdot \left( \frac{0,75}{100} \cdot 16000 + \frac{8}{100} \cdot 16000 \cdot 0,71^2 \right) = 1530,5 \text{ квар}$$

Потери энергии в трансформаторах при двухсменном режиме работы составляют  $T_{вкл}=4000$ ч ,  $T_{макс}=3000$ ч. Тогда время максимальных потерь, ч, определяются по формуле:

$$\tau = (0,124 + T_m \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = (0,124 + 3000 \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = 1575 \text{ ч.}$$

Потери активной энергии в трансформаторах, кВтч, определяется по формуле 3.1.4:

$$\Delta W = 2(21 \cdot 4000 + 90 \cdot 1575 \cdot 0,71^2) = 3109,12 \text{ кВтч.}$$

Расчет ЛЭП–35 кВ. Полная мощность, проходящая по ЛЭП, кВА, определяется по формуле:

$$S_{лэп} = \sqrt{(P_p + P_{тгпш})^2 + Q_3^2} = \sqrt{22376,37^2 + 5209^2} = 22975 \text{ кВА}$$

Расчетный ток, проходящий по одной линии, А, вычисляется по формуле:

$$I_p = \frac{S_{лэп}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{22975}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 37} = 179 \text{ А}$$

Ток аварийного режима, А, находится по формуле:

$$I_{ab} = 2 \times I_p = 2 \times 179 = 358 \text{ А.}$$

По экономической плотности тока определяем сечение проводов, мм<sup>2</sup>, определяется по формуле:

$$F_{\text{э}} = \frac{I_p}{j_{\text{э}}} = \frac{179}{1,1} = 163 \text{ мм}^2$$

где  $j=1,1 \text{ А/мм}^2$  экономическая плотность тока при  $T_M=3000\text{ч}$

Принимаем провод АС-150, где  $r_0=0,21 \text{ Ом/км}$ ,  $x_0= 0,35 \text{ Ом/км}$  и  $I_{\text{доп}} = 445 \text{ А}$ .  
Проверим по допустимому току в нормальном режиме.

а) при расчетном токе:  $I_{\text{доп}}=445\text{А}>I_p=179 \text{ А}$

б) при аварийном режиме:  $I_{\text{доп ав}}=1,3 \cdot I_{\text{доп}}=1,3 \cdot 445=578,5 \text{ А}>I_{\text{ав}}=358 \text{ А}$

Определим потери электроэнергии в ЛЭП-37кВ, кВтч, определим по формуле:

$$\Delta W_{\text{ЛЭП}} = 2 \cdot 3 \cdot I_p^2 \cdot R \cdot 10^{-3} \cdot \tau = 2 \cdot 3 \cdot 179^2 \cdot 1,05 \cdot 10^{-3} \cdot 1575 = 319563 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

где  $R=1,05 \text{ Ом/км}$ ;

$l= 5$  - длина линии, км.

Выбираем трансформаторы энергосистемы:

Тип т –ра.....	ТДТН – 40000/110;
$S_{\text{н}}$ , кВА.....	40000;
$U_{\text{вн}}$ , кВ.....	115;
$U_{\text{нн}}$ , кВ.....	38,5;
$\Delta P_{\text{хх}}$ , кВт.....	43;
$\Delta P_{\text{кз}}$ , кВт.....	200;
$U_{\text{кз}}$ , %.....	10,5;
$I_{\text{хх}}$ , %.....	0,6.

Определим  $\gamma_1$ -коэффициент долевого участия завода в мощности трансформатора системы по формуле:

$$\gamma_1 = \frac{S_{\text{рзав}}}{2 \cdot S_{\text{нтр}}} = \frac{22975}{2 \cdot 40000} = 0,57$$

Выбор выключателей, разъединителей и ОПН на стороне  $U=37 \text{ кВ}$ .

Перед выбором аппаратов составим схему замещения (рисунке 3.5) и рассчитаем ток короткого замыкания в о.е.

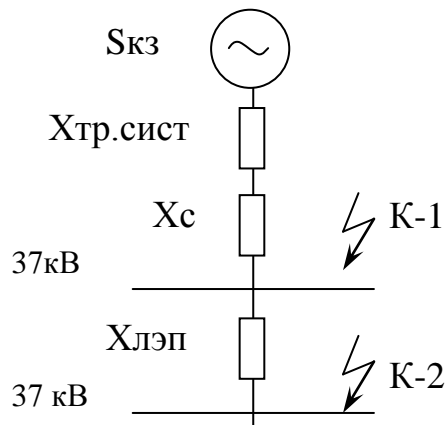


Рисунок 3.5 – Схема замещения для расчета токов к.з.

Найдем параметры схемы замещения:  $S_6=1000$  МВА;  $U_6=37$  кВ;

$$X_{\text{тр.сист}} = \frac{U_{\text{вс}} \cdot S_6}{100 \cdot S_{\text{н}}} = \frac{10,5 \cdot 1000}{100 \cdot 40} = 2,63 \text{ о.е.};$$

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 15,62 \text{ кА};$$

$$X_{\text{л}} = X_0 \cdot L \cdot \frac{S_6}{U_{\text{ср}}^2} = 0,32 \cdot 5 \cdot \frac{1000}{38,5^2} = 1,08 \text{ о.е.}$$

Определим токи и мощности короткого замыкания по формулам:

$$I_{\text{к1}} = \frac{I_6}{X_{\text{с}} + X_{\text{тр.сист}}} = \frac{15,62}{0,4 + 2,63} = 5,16 \text{ кА};$$

$$i_{\text{ку}} = \sqrt{2} \cdot K_{\text{у}} \cdot I_{\text{к1}} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 5,16 = 13,1 \text{ кА}$$

$$S_{\text{к1}} = \sqrt{3} \cdot U_6 \cdot I_{\text{к1}} = \sqrt{3} \cdot 37 \cdot 5,16 = 330,29 \text{ МВА};$$

$$I_{\text{к2}} = \frac{I_6}{X_{\text{с}} + X_{\text{тр.сист}} + X_{\text{л}}} = \frac{15,62}{0,4 + 2,63 + 1,08} = 3,8 \text{ кА};$$

$$i_{\text{ку}} = \sqrt{2} \cdot K_{\text{у}} \cdot I_{\text{к2}} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 3,8 = 9,64 \text{ кА}$$

$$S_{\text{к2}} = \sqrt{3} \cdot U_6 \cdot I_{\text{к2}} = \sqrt{3} \cdot 37 \cdot 3,8 = 243,24 \text{ МВА};$$

Выбираем В1, В2 по аварийному току трансформаторов системы, рассчитанному по формулам:

$$S_{ав} = 2 \cdot S_{н} = 2 \cdot 40 = 80 \text{ МВА};$$

$$I_{ав} = \frac{S_{ав}}{1,73 \cdot U} = \frac{80000}{1,73 \cdot 37} = 1250 \text{ А}$$

$$I_{р} = \frac{I_{ав}}{2} = \frac{1250}{2} = 625 \text{ А};$$

Выбираем выключатели типа ВМУЭ-35Б-25/1250УХЛ1.

$$U_{н} = 37 \text{ кВ} \geq U_{р} = 37 \text{ кВ}$$

$$I_{н} = 1250 \text{ А} \geq I_{автр сист} = 1249,8 \text{ А}$$

$$I_{откл} = 25 \text{ кА} \geq I_{к1} = 5,16 \text{ кА}$$

$$I_{дин} = 64 \text{ кА} \geq I_{уд1} = 13,1 \text{ кА}$$

Коэффициент долевого участия завода в стоимости выключателей В1 и В2 определяется по формуле:

$$\gamma_2 = \frac{I_{завода}}{I_{н}} = \frac{358,78}{1250} = 0,29$$

Найдем ток, проходящий через выключатель В3:

$$I_{В3} = I_{АВ} / 2 = 179,39 \text{ А}$$

Принимаем выключатель ВМУЭ-35Б-25/1250УХЛ1.

$$U_{н} = 37 \text{ кВ} \geq U_{р} = 37 \text{ кВ}$$

$$I_{н} = 1250 \text{ А} \geq I_{автр сист} = 624,9 \text{ А}$$

$$I_{откл} = 25 \text{ кА} \geq I_{к1} = 5,1 \text{ кА}$$

$$I_{дин} = 64 \text{ кА} \geq I_{уд1} = 13,1 \text{ кА}$$

Коэффициент долевого участия завода в стоимости выключателя В3, определяется по формуле:

$$\gamma_3 = \frac{I_{завода}}{I_{н}} = \frac{179,39}{630} = 0,28$$

Выключатели В4-В7 выбираем по аварийному току завода:

$$I_{ав.завода} = 358,8 \text{ А}$$

Принимаем выключатель С-35М-630-10У1.

$$U_{н} = 37 \text{ кВ} \geq U_{р} = 37 \text{ кВ}$$

$$I_{н} = 630 \text{ А} \geq I_{автр сист} = 358,8 \text{ А}$$

$$I_{откл} = 10 \text{ кА} \geq I_{к1} = 5,16 \text{ кА}$$

$$I_{дин} = 64 \text{ кА} \geq i_{уд1} = 13,1 \text{ кА}$$

Выбираем разъединители типа РДЗ-2-35/1000

$$U_H = 37 \text{ кВ} \geq U_p = 6 \text{ кВ}$$

$$I_H = 1000 \text{ А} \geq I_{ав} = 263 \text{ А}$$

$$I_{скв.ампл.} = 63 \text{ кА} \geq I_{к2} = 3,8 \text{ кА}$$

$$I_{пред.терм. ст.} = 25 \text{ кА} \geq i_{уд2} = 9,64 \text{ кА}$$

Принимем ОПНп-35/400/40,5-10УХЛ1

Определим капитальные затраты для выбранного оборудования:

а) Затраты на тр ГПП:

$$K_{тр. ГПП} = 2 \times 37 = 74 \text{ тыс. у.е.}$$

б) Затраты на трансформаторы системы:

$$K_{тр. сис} = \gamma_1 \cdot 2 \cdot K_{тр} = 0,57 \cdot 2 \cdot 107,2 = 123,1 \text{ тыс. у.е.}$$

в) Затраты на выключатели В1 и В2:

$$K_{В1, В2} = \gamma_2 \cdot 2 \cdot K_B = 2 \cdot 0,29 \cdot 3,17 = 1,82 \text{ тыс. у.е.}$$

г) Затраты на выключател В3:

$$K_{В3} = \gamma_3 \cdot K_B = 0,28 \cdot 5,54 = 1,58 \text{ тыс. у.е.}$$

д) Затраты на выключатели:

$$K_{В4, В5} = 4 \times K_B = 4 \times 5,54 = 22,16 \text{ тыс. у.е.}$$

е) Затраты на ЛЭП-37 кВ на двухцепной железобетонной опоре:

$$K_{лэп} = 5 \cdot 15,2 = 76 \text{ тыс. у.е.}$$

ж) Затраты на разъединители:

$$K_p = 2 \times K_p = 2 \cdot 1,073 = 1,146 \text{ тыс. у.е.}$$

з) Затраты на ОПНп:

$$K_{ОПНп} = 2 \times K_{ОПНп} = 2 \cdot 0,03 = 0,06 \text{ тыс. у.е.}$$

Суммарные затраты на оборудование для II варианта, определяются по формуле:

$$K_{\Sigma 2} = K_{\text{тр ГПП}} + K_{\text{ЛЭП 10}} + K_{\text{В4,В5}} + K_{\text{тр.сис}} \cdot \gamma_1 + K_{\text{В1,В2}} \cdot \gamma_2 + K_{\text{В3}} \cdot \gamma_3 + K_{\text{р}} + K_{\text{ОПНп}}$$

$$K_{\Sigma 2} = 300,86 \text{ тыс.у.е.}$$

Определим издержки:

а) Издержки на эксплуатацию оборудования:

$$I_{\text{экс об}} = 0,03 \cdot K_{\text{об}} = 6,75 \text{ тыс.у.е.}$$

где  $K_{\text{об}}$  – суммарные затраты без стоимости ЛЭП-37 кВ.

б) Амортизация оборудования:

$$I_{\text{а об}} = 0,063 \cdot K_{\text{об}} = 14,17 \text{ тыс.у.е.}$$

в) Издержки на эксплуатацию ЛЭП:

$$I_{\text{экс ЛЭП}} = 0,028 \cdot K_{\text{ЛЭП}} = 2,13 \text{ тыс.у.е.}$$

г) Амортизация ЛЭП:

$$I_{\text{а ЛЭП}} = 0,028 \cdot K_{\text{ЛЭП}} = 2,13 \text{ тыс.у.е.}$$

д) Определим издержки на потери электроэнергии, с учетом, что стоимость потерь электроэнергии  $C_0 = 0,08$  тг/кВт ч:

$$I_{\text{пот.}} = C_0 \times (W_{\text{ЛЭП10}} + \Delta W) = 0,08 \times (310912 + 319563) = 50,42 \text{ тыс.у.е.}$$

Суммарные издержки:

$$I_{\Sigma 2} = I_{\text{а}} + I_{\text{пот.}} + I_{\Sigma} = 6,75 + 14,17 + 2,13 + 2,13 = 75,6 \text{ тыс. у.е.}$$

Приведенные суммарные затраты:

$$Z = 0,12 \cdot K_{\Sigma 2} + I_{\Sigma 2} = 111,7 \text{ тыс.у.е.}$$

Составим сводную таблицу 3.8 по всем вариантам.

Таблица 3.1 – Результаты ТЭР

Вариант	$U_{\text{ном}}$ , кВ	$K_{\Sigma}$ т.у.е	$I_{\Sigma}$ т.у.е	$Z$ т.у.е
I	110	247,77	53,76	83,49
II	37	300,86	75,6	111,7

Вывод: проходит I вариант по минимальным годовым потерям в трансформаторе и ЛЭП.

## 4 Выбор оборудования U=10 кВ

### 4.1 Расчет токов короткого замыкания на шинах РП

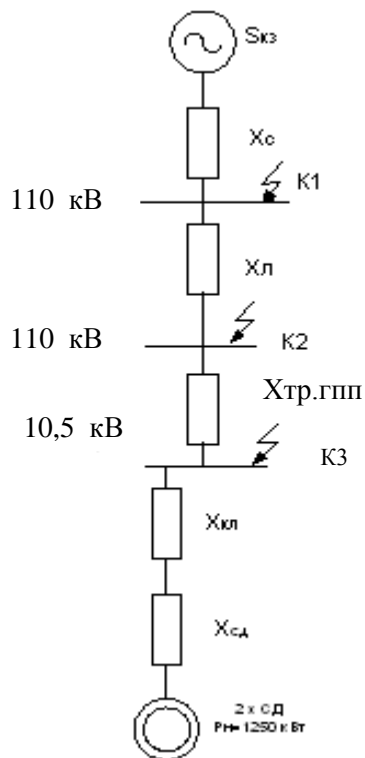


Рисунок 4.1 – Схема замещения для расчета токов к.з.

Найдем параметры схемы замещения: [5]

$S_{\delta}=1000$  МВА;  $U_{\delta}=10,5$  кВ;  $X_c=0,4$  о.е.;

$$I_{\delta} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 55,05 \text{ кА};$$

$$X_{л} = L \cdot X_0 \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{ср}^2} = 0,34 \cdot 5 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,13 \text{ о.е.};$$

$$X_{\text{ТРГПП}} = \frac{U_k}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_H} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{16} = 6,56 \text{ о.е.}$$

Ток короткого замыкания определяется по формуле: [5]

$$I_{K-3(1)} = \frac{I_{\delta}}{X_c + X_{ЛЭП} + X_{\text{ТРГПП}}} = \frac{55,05}{0,4 + 0,13 + 6,56} = 7,8 \text{ кА.}$$



В компрессорной установлено 4 синхронных двигателя типа СДН 14-56-10У3 со следующими характеристиками:

$$P_H = 1250 \text{ кВт}; U_H = 10 \text{ кВ}; \eta = 94\%; X''_d = 0,2.$$

$$S_{НСД1,2} = \frac{P_{НСД}}{\cos \varphi} = \frac{1250}{0,9} = 1389 \text{ кВА.}$$

$$I_{НСД1,2} = \frac{S_{НСД} \cdot K_3}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{1389 \cdot 0,85}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 65 \text{ А.}$$

Выбираем кабель к СД по экономической плотности тока:

$$F_{\text{э}} = \frac{I_{НСД1,2}}{j_{\text{э}}} = \frac{65}{1,4} = 46,4 \text{ мм}^2$$

Принимаем кабель ААШВ-10-(3×50),  $I_{\text{доп}} = 140 \text{ А}$ .

Расчет минимального сечения кабеля по току к.з. по формуле:

$$F_{\text{min КЗ}} = \alpha \cdot I_{\text{кз(1)}} \cdot \sqrt{t_n} = 12 \cdot 7,8 \cdot \sqrt{0,4} = 66 \text{ мм}^2$$

Окончательно принимаем кабель ААШВ-10-(3×70), где  $I_{\text{доп}} = 165 \text{ А}$ ,  $x_0 = 0,09 \text{ Ом/км}$ ,  $r_0 = 0,625 \text{ Ом/км}$ ,  $l = 30 \text{ м} = 0,03 \text{ км}$ .

Сопротивление кабельной линии, питающей СД, определяется по формуле:

$$X_{\text{КЛ}} = X_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_H^2 \cdot N} = 0,09 \cdot 0,03 \cdot \frac{1000}{10,5^2 \cdot 2} = 0,012 \text{ о.е.}$$

$$X_{\text{СД}} = X_{\text{сд}}^{11} \cdot l \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{\text{нсд}} \cdot N} = 0,2 \cdot 0,3 \cdot \frac{1000}{1,39 \cdot 2} = 22 \text{ о.е.}$$

Ток КЗ от СД, определяется по формулам:

$$E_{\text{СД}} = E'' \cdot \frac{U_H}{U_B} = 1,1 \cdot \frac{10}{10,5} = 1,048$$

$$I_{K3CD(2)} = \frac{E_{CD} \cdot I_B}{X_{KL} + X_{CD}} = \frac{55,05 \cdot 1,048}{0,12 + 22} = 2,6 \text{ кА}$$

$$I_{K-3} = I_{K3(1)} + I_{K3(2)} = 7,8 + 2,6 = 10,4 \text{ кА}$$

Суммарный ударный ток, определяется по формуле:

$$i_{удK\Sigma} = \sqrt{2} \cdot K_{уд} \cdot I_{K-3} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 10,4 = 26,4 \text{ кА}$$

Мощность КЗ, определяется по формуле:

$$S_{K3\Sigma} = \sqrt{3} \cdot U_H \cdot I_{K-3} = 1,73 \cdot 10,5 \cdot 10,4 = 189 \text{ МВА}$$

## 4.2 Выбор аппаратуры на напряжение 10 кВ (РП)

Выбор вводных выключателей В1÷В2. [5]

Определим расчетную мощность по формуле:

$$S_p = \sqrt{P_{p10}^2 + Q_{\Sigma}^2} = \sqrt{22188,3^2 + 5209^2} = 22792 \text{ кВА};$$

Расчетный ток определяется по формуле:

$$I_p = \frac{S_{P,10}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{22792}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5} = 627 \text{ А}$$

Аварийный ток определяется по формуле:

$$I_a = 2 \times I_p = 2 \times 627 = 1254 \text{ А}$$

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

Таблица 4.1 - Проверка выбранного выключателя

Паспортные данные	Расчетные данные
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U = 10 \text{ кВ}$
$I_H = 1600 \text{ А}$	$I_{AB} = 1254 \text{ А}$
$I_{откл} = 25 \text{ кА}$	$I_{K3} = 10,4 \text{ кА}$
$I_{пред скв} = 52 \text{ кА}$	$I_{уд} = 26,4 \text{ кА}$
$I_t^2 \cdot t_T = 25^2 \cdot 4 = 2500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K = (10,4)^2 \cdot 4 = 432,64 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$S_{K3} = 432,5 \text{ МВ} \cdot \text{А}$	$S_{K-3} = 189 \text{ МВ} \cdot \text{А}$
Привод ППВ	

Выбор секционного выключателя ВЗ.

Через секционный выключатель проходит половина мощности, проходящей через вводные выключатели. Следовательно, аварийный ток, проходящий через выключатель:  $I_{AB}=627A$ .

Принимаем выключатель ВВ/TEL-10-630-25УЗ.

Таблица 4.2 - Проверка выбранного выключателя

Паспортные данные	Расчетные данные
$U_H=10$ кВ	$U=10$ кВ
$I_H=630A$	$I_{AB}=627 A$
$I_{откл}=25$ кА	$I_{кз}=10,4$ кА
$I_{пред скв}=52$ кА	$I_{уд}=26,4$ кА
$I_t^2 \cdot t_T = 25^2 \cdot 4 = 2500 \text{ кА}^2 \cdot c$	$B_K = (10,4)^2 \cdot 4 = 432,64 \text{ кА}^2 \cdot c$
$S_{кз}=432,5$ МВ·А	$S_{кз}=189$ МВ·А
Привод ППВ	

Выбор выключателей отходящих линий:

1) Магистраль ГПП-ТП 1-ТП-2-ТП-3.

$$S_p = \sqrt{(P_p + \Delta P_T)^2 + (Q_p + \Delta Q_T)^2}$$

$$S_p = \sqrt{(3660,8 + 9,87)^2 + (1738,2 + 47,46)^2} = 3913 \text{ кВА}$$

$$\text{Расчетный ток: } I_a = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{3913}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 215,4 \text{ А}$$

$$\text{Аварийный ток: } I_p = I_a / 2 = 107,7 \text{ А}$$

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

Таблица 4.3 - Проверка выбранного выключателя

Паспортные	Расчетные
$U_H=10$ кВ	$U=10$ кВ
$I_H=630A$	$I_{ав}=215,4 A$
$I_{откл}=12,5$ кА	$I_{кз}=10,4$ кА
$I_{скв}=25,5$ кА	$I_{уд}=26,4$ кА
$I_t^2 \cdot t_T = 25^2 \cdot 4 = 2500 \text{ кА}^2 \cdot c$	$B_K = (10,4)^2 \cdot 4 = 432,64 \text{ кА}^2 \cdot c$
Привод ПЭ	

2) ГПП-ТП4-ТП5-ТП6.

$$S_p = \sqrt{(P_p + \Delta P_T)^2 + (Q_p + \Delta Q_T)^2}$$

$$S_p = \sqrt{(3815,2 + 10,45)^2 + (1738,2 + 50,09)^2} = 4093,64 \text{ кВА}$$

$$I_{ав} = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{4093,64}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 225,4 \text{ А}$$

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

Таблица 4.4 - Проверка выбранного выключателя

Паспортные	Расчетные
U <sub>H</sub> =10 кВ	U=10 кВ
I <sub>H</sub> =630А	I <sub>ав</sub> =225,4 А
I <sub>откл</sub> =12,5 кА	I <sub>кз</sub> =10,4 кА
I <sub>скв</sub> =25,5 кА	I <sub>у</sub> =26,4 кА
$I_t^2 \cdot t_T = 25^2 \cdot 4 = 2500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K = (10,4)^2 \cdot 4 = 432,64 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Привод ПЭ	

3) Магистраль РП-ТП7-ТП8.

$$S_p = \sqrt{(P_p + \Delta P_T)^2 + (Q_p + \Delta Q_T)^2}$$

$$S_p = \sqrt{(2195 + 11,06)^2 + (942,31 + 52,81)^2} = 2549 \text{ кВА}$$

$$I_{ав} = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{2549}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 140 \text{ А}$$

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

Таблица 4.5 - Проверка выбранного выключателя

Паспортные	Расчетные
U <sub>H</sub> =10 кВ	U=10 кВ
I <sub>H</sub> =630А	I <sub>ав</sub> =140 А
I <sub>откл</sub> =12,5 кА	I <sub>кз</sub> =10,4 кА
I <sub>скв</sub> =25,5 кА	I <sub>у</sub> =26,4 кА
$I_t^2 \cdot t_T = 25^2 \cdot 4 = 2500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K = (10,4)^2 \cdot 4 = 432,64 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Привод ПЭ	

4) Магистраль РП-ТП9-ТП10-ТП11.

$$S_p = \sqrt{(P_p + \Delta P_T)^2 + (Q_p + \Delta Q_T)^2}$$

$$S_p = \sqrt{(3567 + 9,68)^2 + (1402 + 46,61)^2} = 3859 \text{ кВА}$$

$$I_{ав} = \frac{Sp}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{3859}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 212 \text{ А}$$

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

Таблица 4.6 - Проверка выбранного выключателя

Паспортные	Расчетные
$U_H=10 \text{ кВ}$ $I_H=630 \text{ А}$ $I_{откл}=12,5 \text{ кА}$ $I_{скв}=25,5 \text{ кА}$ $I_t^2 \cdot t_T = 25^2 \cdot 4 = 2500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U=10 \text{ кВ}$ $I_{ав}=212 \text{ А}$ $I_{кз}=10,4 \text{ кА}$ $I_y=26,4 \text{ кА}$ $B_K = (10,4)^2 \cdot 4 = 432,64 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Привод ПЭ	

5) Выключатели РП-СД.

$$S_{НСД} = \frac{P_{НСД}}{\cos \varphi} = \frac{1250}{0,9} = 1389 \text{ кВА};$$

$$I_{НСД1,2} = \frac{S_{НСД} \cdot K_3}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{1389 \cdot 0,85}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 65 \text{ А.}$$

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

Таблица 4.7 - Проверка выбранного выключателя

Паспортные	Расчетные
$U_H=10 \text{ кВ}$ $I_H=630 \text{ А}$ $I_{откл}=12,5 \text{ кА}$ $I_{скв}=25,5 \text{ кА}$ $I_t^2 \cdot t_T = 25^2 \cdot 4 = 2500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U=10 \text{ кВ}$ $I_{ав}=65 \text{ А}$ $I_{кз}=10,4 \text{ кА}$ $I_y=26,4 \text{ кА}$ $B_K = (10,4)^2 \cdot 4 = 432,64 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Привод ПЭ	

6) Выключатели к ДСП

$$P_{рдсп} = S_H \cdot K_3 \cdot \cos \varphi = 5000 \cdot 0,85 \cdot 0,7 = 2975 \text{ кВт};$$

$$Q_{рдсп} = P_{рдсп} \cdot \text{tg} \varphi = 2975 \cdot 0,62 = 1844,5 \text{ квар};$$

$$Q_{вбк} = 1350 \text{ квар.}$$

$$S_{\text{рдсп}} = \sqrt{(P_{\text{рдсп}} + \Delta P_{\text{тдсп}})^2 + (Q_{\text{рдсп}} + \Delta Q_{\text{тдсп}} - Q_{\text{вбк}})^2}$$

$$S_p = \sqrt{(2975 + 100)^2 + (1844,5 + 500 - 1350)^2} = 3232 \text{ кВА}$$

$$I_{\text{рдсп}} = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}} = \frac{3232}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 178 \text{ А}$$

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

Таблица 4.8 - Проверка выбранного выключателя

Паспортные	Расчетные
$U_{\text{н}}=10 \text{ кВ}$ $I_{\text{н}}=630 \text{ А}$ $I_{\text{откл}}=12,5 \text{ кА}$ $I_{\text{скв}}=25,5 \text{ кА}$ $I_t^2 \cdot t_T = 25^2 \cdot 4 = 2500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U=10 \text{ кВ}$ $I_{\text{ав}}=178 \text{ А}$ $I_{\text{кз}}=10,4 \text{ кА}$ $I_y=26,4 \text{ кА}$ $B_K = (10,4)^2 \cdot 4 = 432,64 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Привод ПЭ	

7) Выключатели РУ-ВБК.

$$Q_{\text{вбк}} = 600 \text{ кВА};$$

$$I_{\text{вбк}} = \frac{S_{\text{вбк}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}} = \frac{600}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 33 \text{ А.}$$

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

Таблица 4.9 - Проверка выбранного выключателя

Паспортные	Расчетные
$U_{\text{н}}=10 \text{ кВ}$ $I_{\text{н}}=630 \text{ А}$ $I_{\text{откл}}=12,5 \text{ кА}$ $I_{\text{скв}}=25,5 \text{ кА}$ $I_t^2 \cdot t_T = 25^2 \cdot 4 = 2500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U=10 \text{ кВ}$ $I_{\text{ав}}=33 \text{ А}$ $I_{\text{кз}}=10,4 \text{ кА}$ $I_y=26,4 \text{ кА}$ $B_K = (10,4)^2 \cdot 4 = 432,64 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Привод ПЭ	

Выбор трансформаторов тока

Условия выбора ТТ:

- 1) по напряжению установки:  $U_{\text{ном тт}} \geq U_{\text{ном уст-ки}}$ ;
- 2) по току:  $I_{\text{ном тт}} \geq I_{\text{расч}}$ ;

- 3) по электродинамической стойкости:
- 4) по вторичной нагрузке:  $S_{н2} \geq S_{нагр\ расч}$ ;
- 5) по термической стойкости:  $I_r^2 t_r > Вк$ ;
- 6) по конструкции и классу точности

Трансформаторы тока ввода

На вводах к шинам первой и второй секции и на секционном выключателе примем трансформатор тока ТЛ-10 УЗ ( $I_n = 1500$  А;  $S_n = 30$  ВА,  $U_n = 10$  кВ,  $I_{дин} = 81$  кА,  $I_{доп.терм.ст.} = 31,5$  кА,  $t_{доп} = 4$  с).

Таблица 4.10 – Нагрузка трансформатора тока

Прибор	Тип	Фаза А, ВА	Фаза В, ВА	Фаза С, ВА
A	Э-350	0,5	0,5	0,5
W	Д-365	0,5	-	0,5
Var	И-395	0,5	-	0,5
Wh	САЗ-И681	2,5	2,5	2,5
Varh	СРУ-И689	2,5	2,5	2,5
Итого		6,5	5,5	6,5

Сопротивление приборов определяется по формуле:

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

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

где  $S_{приб}$  – мощность, потребляемая приборами, кВА;  
 $I_2$  – вторичный номинальный ток прибора, А.

Допустимое сопротивление проводов, определяется по формуле:

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

$$F_{пров} = \frac{\rho \times L}{r_{доп}} = \frac{0,028 \times 5}{0,84} = 0,17 \text{ мм}^2;$$

Принимаем провод АКРТВ  $F = 2,5 \text{ мм}^2$ ;

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

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

$$S_2 = R_2 \cdot I_2^2 = 0,416 \cdot 5^2 = 10,4 \text{ ВА};$$

Таблица 4.11 - Условия проверки ТТ ТЛ-10У3

Расчетные величины	По каталогу
$U_H=10 \text{ кВ}$	$U_H=10 \text{ кВ}$
$I_{ав}=1239 \text{ А}$	$I_H=1500 \text{ А}$
$i_{уд}=26,4 \text{ кА}$	$I_{дин}= 81 \text{ кА}$
$S_{2p}=10,4 \text{ ВА}$	$S_{2p}=10,4 \text{ ВА}$

Трансформатор тока на линии ГПП-ТП1-ТП2-ТП3:

Таблица 4.12 – Нагрузка трансформатора тока

Прибор	Тип	А, ВА	В, ВА	С, ВА
А	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

Сопротивление приборов определяется по формуле:

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

$$r_{2н} = \frac{S_{2н\text{ТТ}}}{I_2^2} = \frac{20}{5^2} = 0,8 \text{ Ом}.$$

где  $S_{\text{приб}}$  – мощность, потребляемая приборами, кВА;  
 $I_2$  – вторичный номинальный ток прибора, А.

Допустимое сопротивление проводов:



$$r_{\text{доппр}} = r_{2Н} - r_{\text{приб}} - r_{\text{кон}} = 0,8 - 0,26 - 0,1 = 0,44 \text{ Ом.}$$

$$F_{\text{пров}} = \frac{\rho \times L}{r_{\text{доп}}} = \frac{0,028 \times 5}{0,44} = 0,32 \text{ мм}^2;$$

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

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

$$S_2 = R_2 \times I_2^2 = 0,42 \times 5^2 = 10,5 \text{ ВА};$$

$$R_2 = R_{\text{приб}} + R_{\text{пров}} + R_{\text{к-тов}} = 0,26 + 0,056 + 0,1 = 0,42 \text{ Ом}$$

Таблица 4.13 - Прием трансформатор тока ТПЛК-10У3

Расчетные величины	По каталогу
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{ав}} = 215,4 \text{ А}$	$I_H = 1000 \text{ А}$
$S_{2p} = 10,5 \text{ ВА}$	$S_{2H} = 20 \text{ ВА}$
$i_{\text{уд}} = 26,4 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 81 \text{ кА}$

Выбор трансформаторов тока на СД:

Таблица 4.14 – Нагрузка трансформатора тока

Прибор	Тип	A, ВА	B, ВА	C, ВА
A	Э-350	0,5	0,5	0,5
A	Э-350	0,5	0,5	0,5
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		7,5	6,5	7,5

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{7,5}{5^2} = 0,3 \text{ Ом}; \quad r_{2Н-ка} = \frac{S_{2НТТ}}{I_2^2} = \frac{20}{5^2} = 0,8 \text{ Ом};$$

$$r_{\text{доппр}} = r_{2Н} - r_{\text{приб}} - r_{\text{кон}} = 0,8 - 0,16 - 0,1 = 0,54 \text{ Ом};$$

$$F_{\text{пров}} = \frac{\rho \times L}{r_{\text{доп}}} = \frac{0,028 \times 5}{0,54} = 0,26 \text{ мм}^2;$$

Принимаем провод АКРТВ;  $F=2,5 \text{ мм}^2$ ;

$$R_{\text{пров}} = \frac{\rho \times L}{F} = \frac{0,028 \times 5}{2,5} = 0,056 \text{ Ом}; S_2 = R_2 \times I_2^2 = 0,456 \times 5^2 = 11,4 \text{ ВА};$$

$$R_2 = R_{\text{приб}} + R_{\text{пров}} + R_{\text{к-тов}} = 0,3 + 0,056 + 0,1 = 0,456 \text{ Ом}.$$

Примем ТПЛК-10У3:

Таблица 4.15

Расчетные величины	По каталогу
$U_H=10 \text{ кВ}$	$U_H=10 \text{ кВ}$
$I_p=65 \text{ А}$	$I_H=100 \text{ А}$
$S_{2p}=11,4 \text{ ВА}$	$S_{2H}=20 \text{ ВА}$

Трансформаторы на остальные элементы СЭС:

- На линии к ТП4-ТП5-ТП6: ТПЛК-10У3
- На линии к ТП7-ТП8: ТПЛК-10У3
- На линии к ТП9-ТП10-ТП11: ТПЛК-10У3

Для всех элементов СЭС ТА: ТЗЛН-10.

Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим условиям:

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

Таблица 4.16 – Нагрузка трансформатора напряжения

Прибор	Тип	$S_{\text{об-ки}}$ , ВА	Число об-к	cosφ	sinφ	Число приборов	$P_{\text{сум}}$ , Вт	$Q_{\text{сум}}$ , вар
V	Э-335	2	2	1	0	1	4	-
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	10	60	145,8
Varh	СР4-И689	3 вар	2	0,38	0,925	10	60	145,8
Итого							120	291,6

Расчетная вторичная нагрузка:

$$S_{2p} = \sqrt{P_{\text{сум}}^2 + Q_{\text{сум}}^2} = \sqrt{120^2 + 291,6^2} = 315,33 \text{ ВА.}$$

Принимаем трансформатор напряжения типа НТМК – 10- 66 УЗ

Таблица 4.17 – условие выбора ТН

$U_{HT}=10 \text{ кВ}$	$U_{HT}=10 \text{ кВ}$
$S_{H2}=315,33 \text{ кВА}$	$S_{p2}=193,5 \text{ кВА}$
Схема соединения обмоток $Y^{\circ}/Y^{\circ}/\Delta_1-0$	

Выключатели нагрузки к цеховым трансформаторам. Расчёт токов, проходящих по кабелям, приведён ниже.

Токи, проходящие по линиям к цеховым подстанциям:

ТП1:  $I_{ав} = 215,4 \text{ А}$  ;                      ТП7:  $I_{ав} = 133 \text{ А}$  .  
 ТП2:  $I_{ав} = 107,7 \text{ А}$  ;                      ТП8:  $I_{ав} = 66,5 \text{ А}$  ;  
 ТП3:  $I_{ав} = 53,85 \text{ А}$  .                      ТП9:  $I_{ав} = 212 \text{ А}$  .  
 ТП4:  $I_{ав} = 233 \text{ А}$  ;                      ТП10:  $I_{ав} = 106 \text{ А}$  .  
 ТП5:  $I_{ав} = 116,5 \text{ А}$  ;                      ТП11:  $I_{ав} = 53 \text{ А}$  ;  
 ТП6:  $I_{ав} = 58,3 \text{ А}$  .

Для всех трансформаторов принимаем выключатель нагрузки типа ВНПу – 10 / 400 –10УЗ

Таблица 4.18 – условия выбора выключателя нагрузки

Паспортные данные	Расчётные данные
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_P = 10 \text{ кВ}$
$I_H = 400 \text{ А}$	$I_{ав} = 53 \text{ А} - 233 \text{ А}$
$I_{скв} = 25 \text{ кА}$	$i_{уд}=21,9 \text{ кА}$

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;  $I_{доп}=1625 \text{ А}$  (одна полоса на фазу,  $I_{ав}=215,4 \text{ А}$ ;  $i_{уд}=21,9 \text{ кА}$ ):

- а)  $I_{доп} \geq I_{ав}$ ;
- б) проверка по термической стойкости к  $I_{кз}$

$$F_{min} = \alpha \times I_{кз} \times \sqrt{t_{привед}} \text{ мм}^2 = 12 \times 8,63 \times 1 = 103,56 < 480;$$

- в) проверка по динамической стойкости к  $i_{уд кз}$  :  $\sigma_{доп}=700 \text{ кгс/см}^2$ :

$$f = \frac{1,75 \times 10^{-2} \times i_{уд}^2 \times L}{a} = 11,2 \text{ кгс},$$

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

$$\sigma_{расч} = \frac{f \times L}{10 \times W} = 18,7 \frac{\text{кгс}}{\text{см}^2}.$$

где  $L=80$  см-расстояние между изоляторами,  
 $a=60$  см-расстояние между фазами,  
 $b=0,8$  см-толщина одной полосы,  
 $h=6$  см-ширина (высота) шины.

Из условия видно, что шины динамически устойчивы.

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.

$$F_{расч} = \frac{\sqrt{3} \times 10^{-1} \times i_{уд}^2 \times L}{a} = \frac{0,173 \times 479,6 \times 80}{60} = 110,6 \text{ кгс}.$$

Выбираем изолятор типа ОНШ-6-500У1 ( $F_{разруш} = 500$  кгс).

$F_{доп} = 0,6 \times F_{разруш} = 0,6 \times 500 = 300$  кгс. ( $> 110,6$  кгс), условие выполняется.

Выбор силовых кабелей отходящих линий от шин ГПП и между ТП.

Выбор кабелей производится по следующим условиям:

- по экономической плотности тока:  $F_3 = I_p / j_3$ ;
- по минимальному сечению  $F_{мин} = \alpha \times I_{кз} \times \sqrt{t_{п}}$ ;
- по условию нагрева рабочим током  $I_{доп каб} \geq I_p$ ;
- по аварийному режиму  $I_{доп ав} \geq I_{ав}$ ;
- по потере напряжения  $\Delta U_{доп} \geq \Delta U_{рас}$

ГПП-ТП 1:  $S_p=3913$  кВА,  $I_{ав}=215,4$  А,  $I_p=I_{ав}/2=107,7$  А.

$$F_{\text{ЭК}} = \frac{107,7}{1,4} = 76,84 \text{ мм}^2;$$

$$F_{\text{терм}} = 12 \cdot 10,4 \cdot \sqrt{0,4} = 78,93 \text{ мм}^2$$

Принимаем кабель ААШВ-10-(3х95) с  $I_{\text{доп}}=205 \text{ А}$ .

$I_{\text{доп}}=205 \text{ А} > I_{\text{р}}=107,7 \text{ А}$ .

$1,3 \times I_{\text{доп}}=266,5 \text{ А} > I_{\text{ав}}=215,4 \text{ А}$ .

ТП 1-ТП2:

$S_{\text{р}}=1956,5 \text{ кВА}$ ,  $I_{\text{ав}}=107,7 \text{ А}$ ,  $I_{\text{р}}=I_{\text{ав}}/2=53,85 \text{ А}$ .

$$F_{\text{ЭК}} = \frac{53,85}{1,4} = 38,42 \text{ мм}^2;$$

$$F_{\text{терм}} = 12 \cdot 10,4 \cdot \sqrt{0,4} = 78,93 \text{ мм}^2$$

Принимаем кабель ААШВ-10-(3х95) с  $I_{\text{доп}}=205 \text{ А}$ .

$I_{\text{доп}}=205 \text{ А} > I_{\text{р}}=53,85 \text{ А}$ .

$1,3 \times I_{\text{доп}}=266,5 \text{ А} > I_{\text{ав}}=107,7 \text{ А}$ .

ТП2-ТП3:

$S_{\text{р}}=978,25 \text{ кВА}$ ,  $I_{\text{ав}}=53,85 \text{ А}$ ,  $I_{\text{р}}=I_{\text{ав}}/2=27 \text{ А}$ .

$$F_{\text{ЭК}} = \frac{27}{1,4} = 19,21 \text{ мм}^2;$$

$$F_{\text{терм}} = 12 \cdot 10,4 \cdot \sqrt{0,4} = 78,93 \text{ мм}^2$$

Принимаем кабель ААШВ-10-(3х95) с  $I_{\text{доп}}=205 \text{ А}$ .

$I_{\text{доп}}=205 \text{ А} > I_{\text{р}}=27 \text{ А}$ .

$1,3 \times I_{\text{доп}}=266,5 \text{ А} > I_{\text{ав}}=53,85 \text{ А}$ .

Все расчетные данные выбора кабелей занесены в таблицу 4.18.

Таблица 4.1 8 – Кабельный журнал

Наименование участка	S <sub>p</sub> , кВА	Кол-во кабелей в траншее	По экономической плотности тока		По току короткого замыкания		По условию нагрева рабочим током		По аварийному режиму		По допустимой нагрузке, мм <sup>2</sup>		Выбранный кабель	I <sub>доп</sub> , А
			j <sub>э</sub>	F <sub>э</sub> , мм <sup>2</sup>	I <sub>к</sub> , кА	S, мм <sup>2</sup>	I <sub>доп</sub> каб, А	I <sub>p</sub> , А	1,3I <sub>доп</sub> , А	I <sub>ав</sub> , А	K <sub>п</sub>	F <sub>доп</sub> , мм		
ГПП-ТП1	4650,2	4	1,4	91,3	10,4	78,9	205	127,8	266,5	255,7	0,8	95	ААШВ-10-(3x95)	205
ГПП-ТП4	5046,9	4	1,4	99,1	10,4	78,9	205	138,8	266,5	277,5	0,8	95	ААШВ-10-(3x95)	205
ГПП-ТП7	2905,3	4	1,4	57,1	10,4	78,9	165	79,9	214,5	159,8	0,8	50	ААШВ-10-(3x70)	165
ГПП-ТП9	4635,0	4	1,4	91,0	10,4	78,9	205	127,4	266,5	254,9	0,8	95	ААШВ-10-(3x95)	205
ТП1-ТП2	2325,1	2	1,4	45,7	10,4	78,9	165	63,9	214,5	127,8	0,9	50	ААШВ-10-(3x70)	165
ТП2-ТП3	1162,5	1	1,4	22,8	10,4	78,9	165	32,0	214,5	63,9	1	25	ААШВ-10-(3x70)	165
ТП4-ТП5	2523,4	2	1,4	49,6	10,4	78,9	165	69,4	214,5	138,8	0,9	50	ААШВ-10-(3x70)	165
ТП5-ТП6	1261,7	1	1,4	24,8	10,4	78,9	165	34,7	214,5	69,4	1	25	ААШВ-10-(3x70)	165
ТП7-ТП8	1452,7	2	1,4	28,5	10,4	78,9	165	39,9	214,5	79,9	0,9	25	ААШВ-10-(3x70)	165
ТП9-ТП10	2317,5	2	1,4	45,5	10,4	78,9	165	63,7	214,5	127,4	0,9	50	ААШВ-10-(3x70)	165
ТП10-ТП11	1158,7	1	1,4	22,8	10,4	78,9	165	31,9	214,5	63,7	1	25	ААШВ-10-(3x70)	165
ГПП-СД	1389,0	1	1,4	23,2	10,4	78,9	165	32,5	214,5	65,0	1	25	ААШВ-10-(3x70)	165
ГПП-ДСП	3232,0	1	1,4	63,6	10,4	78,9	205	89,0	266,5	178,0	1	95	ААШВ-10-(3x95)	205
ГПП-ВБК	600,0	2	1,4	11,8	10,4	78,9	165	16,5	214,5	33,0	0,9	50	ААШВ-10-(3x70)	165

## 5 Технико-экономическое сравнение вариантов схем внутреннего электроснабжения

### 5.1 Виды схем внутреннего электроснабжения предприятий

Электрическая сеть строится на базе следующих принципов:

- максимальное приближение ЦП к приемникам;
- исключение «холодного» (т. е. обесточенного) резерва;
- раздельная работа ИП по условиям надежности электроснабжения и снижения уровня токов КЗ;
- применение АВР для питания приемников I категории;
- ступенчатое распределение электрической энергии (принципы распределенной коммутации и распределенной трансформации);
- широкое применение кабельных (а не воздушных) линий электропередачи.

Первые два требования диктуются экономическими соображениями, причем первое вызвано стремлением сократить потери мощности и энергии, а второе — снизить капитальные затраты на сооружение сети. Выполнить второе требование для приемников I категории удастся не всегда, а для приемников особой группы вообще невозможно. Обычно стараются иметь «скрытый» резерв, например, трансформаторы в нормальном режиме недогружены, а в послеаварийных — несут полную нагрузку и т. д.

Третье требование обусловлено стремлением исключить влияние повреждений в одной части системы электроснабжения на оставшиеся в работе части. Короткие замыкания сопровождаются резким снижением напряжения в поврежденной части. При раздельной работе напряжение в неповрежденной части снижается незначительно, и приемники продолжают практически нормально функционировать.

Следует подчеркнуть принципиальную разницу в требованиях к параллельной работе источников в энергосистеме и системе электроснабжения. В энергосистеме все источники включают на параллельную синхронную работу. В системе электроснабжения стремятся к раздельной работе источников питания.

Раздельная работа источников питания уменьшает уровень токов КЗ по сравнению с параллельной работой. Уменьшение тока КЗ снижает требования к электрооборудованию по электродинамической и термической стойкости и в конечном счете приводит к его удешевлению.

Это требование также обусловлено экономическими соображениями, т. к. оборудование, рассчитанное на более низкий уровень тока КЗ, получается менее дорогим и громоздким.

Использование АВР диктуется требованиями к надежности электроснабжения приемников I категории с одновременным обеспечением условия раздельной работы ИП.

Широкое применение кабельных линий объясняется факторами безопасности и ограниченности территории, т. к. охранные зоны ВЛ занимают много места. Кроме того, замыкание на землю оборванной фазы ВЛ напряжением 6—35 кВ создает опасные для людей и животных напряжения шага или (и) прикосновения.

Ступенчатое распределение электрической энергии объясняется стремлением упростить схему и снизить стоимость ЦП. По существу, РП является как бы продолжением (секцией) сборных шин ЦП (принцип распределенной коммутации). Совокупность ЦП-линии-РП получается более дешевой и надежной, чем сложное двух-трехэтажное РУ ЦП без использования РП. Этот принцип также реализуют магистральные схемы, с помощью которых к одному источнику подключают одной линией несколько приемников, удаленных друг от друга на некоторое расстояние.

На первых этапах развития систем электроснабжения распределение электроэнергии на территории потребителя осуществлялось с помощью сетей напряжением до 1 кВ. Это приводило к большим затратам проводникового материала (кабельной продукции) и было связано с повышенными потерями в системе. Принцип распределенной трансформации, т. е. сооружение, кроме главной, понизительной подстанции (ГПП) непосредственно вблизи от потребителя ТП с высшим напряжением 6—10 кВ и низшим до 1 кВ, позволил передавать по территории города электроэнергию напряжением 6—10 кВ, а не на 0,4 кВ при меньших токах, соответственно. Это дало возможность существенно уменьшить объем токоведущих частей, снизило потери мощности и энергии.

Электроснабжающие сети по существу представляют собой группу (часто кольцо) ПС и линий с высшим напряжением 220—35 кВ, причем часть (или все) ПС расположены на территории города. Такие ПС называют подстанциями глубокого ввода высокого напряжения, а на промышленных предприятиях — главными понижающими подстанциями (ГПП).

К схемам внутризаводского электроснабжения при напряжении выше 1 кВ относятся сети распределения электроэнергии напряжением 6-35 кВ. Внутризаводское распределение электроэнергии выполняется по магистральной, радиальной или смешанной схеме в зависимости от территориального размещения нагрузок, их величины, требуемой степени надежности питания. При прочих равных условиях применяются магистральные или смешанные схемы как наиболее экономичные.

Радиальные схемы распределения электроэнергии применяются главным образом в тех случаях, когда нагрузки расположены в различных направлениях от центра питания. Они могут быть 2-х ступенчатыми или 1-ступенчатыми. 1-ступенчатые схемы применяются главным образом на малых предприятиях, а 2-ступенчатые – на больших.

Радиальная схема электроснабжения напряжением выше 1 кВ представлена.



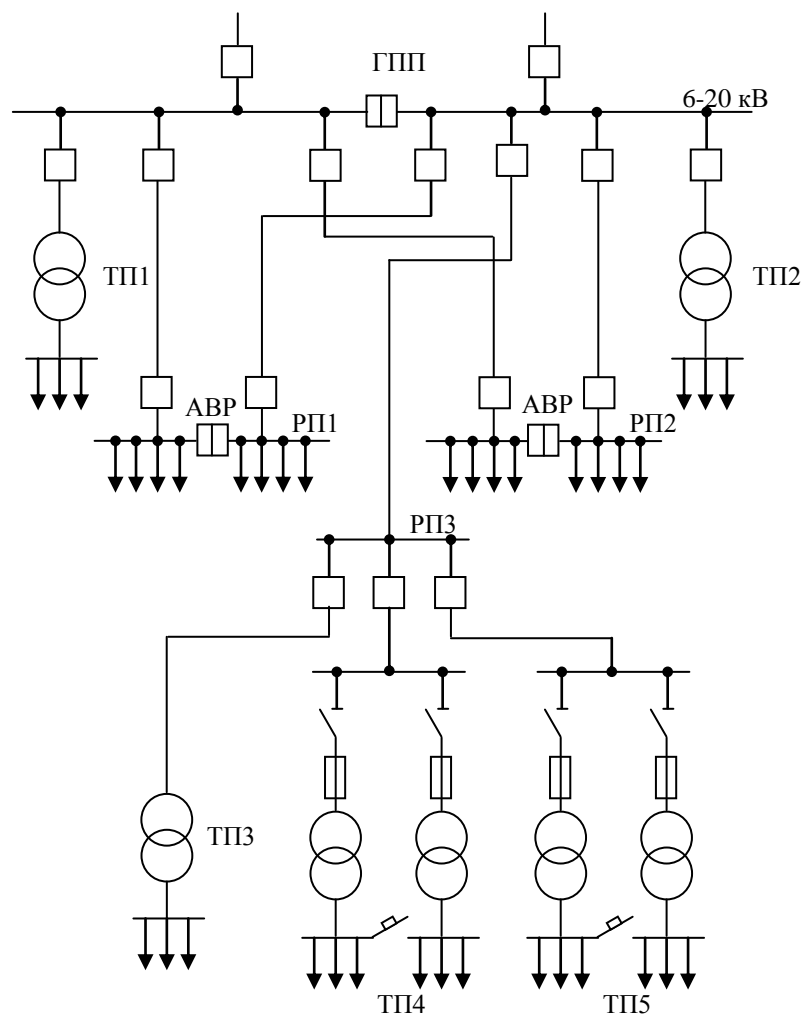


Рисунок 5.1 – Радиальная схема электроснабжения

Преимущества радиальных схем – простота выполнения и надежность эксплуатации, возможность применения простой и надежной защиты и автоматизации. Недостатком такой схемы является то, что при аварийном отключении питающей радиальной линии на цеховом РПЗ нарушается электроснабжение нескольких цеховых ТП (3, 4, 5). Для устранения этого недостатка радиальную схему питания (РП1 и РП2) делают от двух независимых источников (разные шины ГПП) и для повышения надежности применяют АВР.

Применение радиальных схем электроснабжения увеличивает количество высоковольтных аппаратов, что увеличивает капитальные затраты.

Магистральная схема электроснабжения напряжением выше 1 кВ представлена на рисунке 5.2 и 5.3.

Магистральные схемы применяют в системе внутреннего электроснабжения предприятий в том случае, когда потребителей достаточно много и радиальные схемы питания явно нецелесообразны. Обычно магистральные схемы обеспечивают присоединение пяти-шести п/ст с общей мощностью потребителей не более 5000÷6000 кВА.

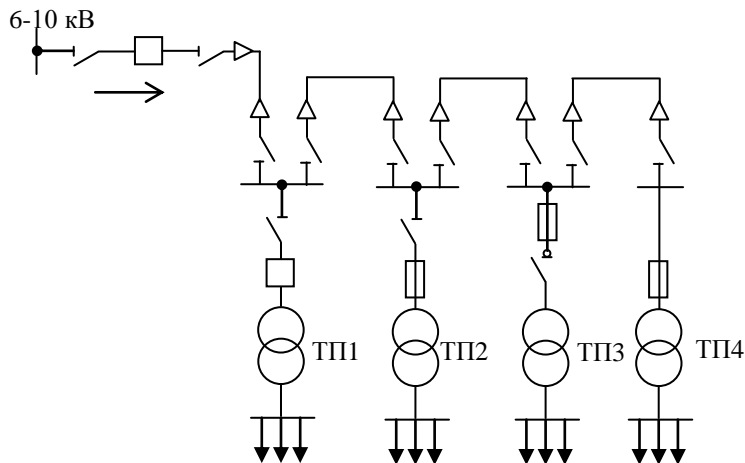


Рисунок 5.2 – Характерная магистральная схема с односторонним питанием промышленного предприятия в системе внутреннего электроснабжения

Эта схема характеризуется пониженной надежностью питания, но дает возможность уменьшить число отключающих аппаратов и более удачно скомпоновать потребители для питания.

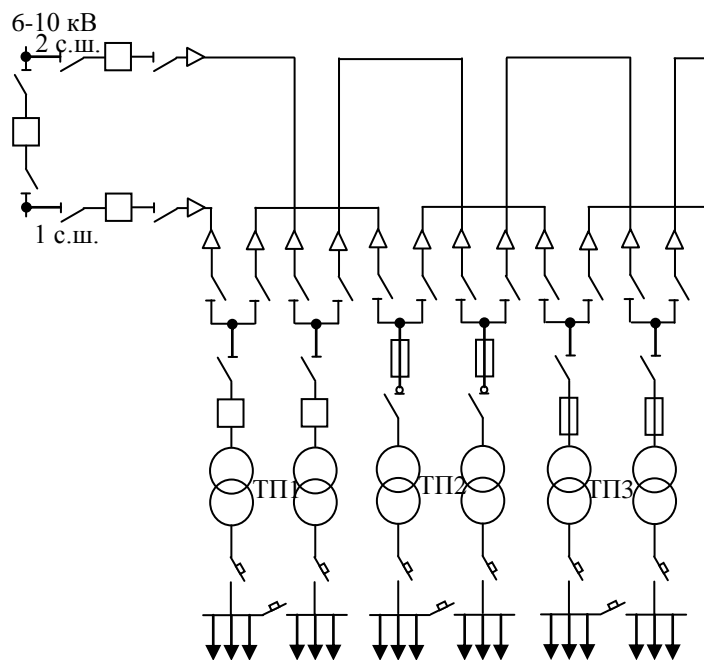


Рисунок 5.3 – Характерная схема питания сквозными двойными магистралями в системе внутреннего электроснабжения предприятия.

Когда необходимо сохранить преимущества магистральных схем и обеспечить высокую надежность питания, применяют систему транзитных сквозных магистралей. В этой схеме при повреждении любой из питающих магистралей высшего напряжения питание надежно обеспечивают по второй

магистрالی путем автоматического переключения потребителей на секцию шин низшего напряжения трансформатора, оставшегося в работе. Это переключение происходит со временем 0,1-0,2 с, что практически не отражается на электроснабжении потребителей.

В практике проектирования и эксплуатации СЭС промышленных предприятий редко встречаются схемы, построенные только по радиальному или только магистральному принципу. Обычно крупные и ответственные потребители или приемники питают по радиальной схеме. Средние и мелкие потребители группируют и их питание осуществляют по магистральному принципу. Такое решение позволяет создать схему внутреннего электроснабжения с наилучшими технико-экономическими показателями.

Схема смешанного питания представлена на рисунке 5.4.

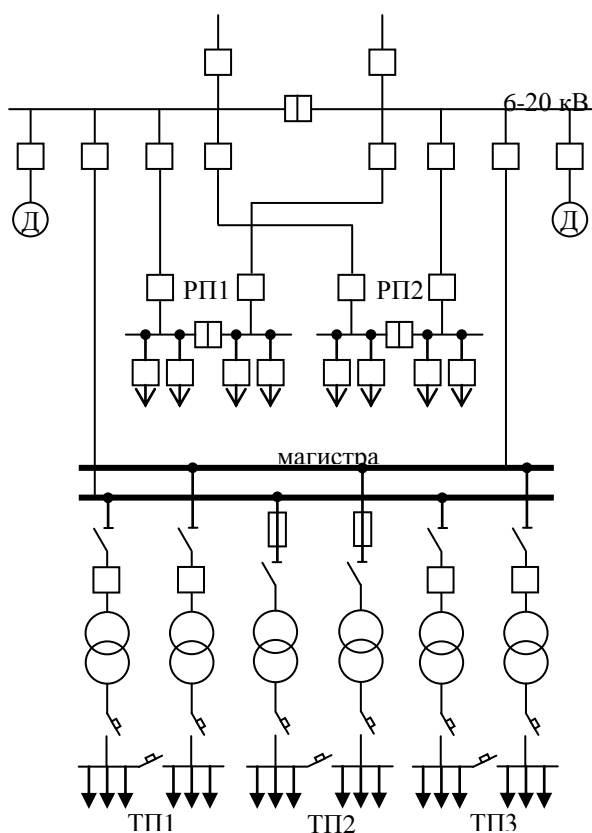


Рисунок 5.4 – Схема смешанного питания потребителей в системе внутреннего электроснабжения промышленного

## 5.2 Расчет технико-экономического сравнение схем внутреннего электроснабжения завода тяжелого машиностроения

Построение электрических сетей напрямую связано с индивидуальностью предприятия, его темпами развития и др. Вместе с тем удается объединить схемы в три группы, соответствующие категориям надежности электроснабжения.

В электроснабжении пока нет единства терминов. К сожалению, каждая отрасль (промышленность, сельское хозяйство, коммунально-бытовой сектор, военные объекты и др.) использует свои термины, не дающие ясного геометрического представления о построении сети. Представляется, что наиболее удачными являются термины «радиальная», «магистральная» и «смешанная» схемы электроснабжения.

### 5.2.1 Смешанная схема электроснабжения завода

При смешанном электроснабжении количество кабелей в траншее от ЗРУ к ТП9, ТП10, ТП11 и ДСП составляет 5 штук. Из них 2 кабеля ААШв-10-(3х70) идут на ДСП и 3 кабеля ААШв-10-(3х95) соответственно на ТП9-ТП11 (см. чертеж 1).

Число кабелей в траншее к ТП7 и ТП8 составляет 3 штуки. Это кабели ААШв-10-(3х95)

Отличие смешанной схемы внутреннего электроснабжения завода, от магистральной заключается в размещении и соединении ТП между собой. Следовательно, изменяется длина и количество кабелей, количество выключателей. Так же при смешанном электроснабжении 50% нагрузки цеха №13 покрывается за счет ТП7 и 50% за счет ТП6. Данные изменения показаны в таблице 5.1.

Таблица 5.1 - Распределение нагрузок цехов по ТП

№ ТП	Снт, кВА	Qнбк, квар	№ цехов	Pp 0,4, кВт	Qp 0,4, квар	Sp 0,4, кВА	Кз
ТП1 2*1000	2*(2*1000)+ +1*1000	5*300= 1500	1	1552,4	1087,2	3887,2	0,78
ТП2 2*1000			1a	529,2	359,1		
ТП3 1*1000			4	412,35	364,9		
			5	355,05	285,6		
			6	87,75	78,1		
			7	664,8	615,1		
			8	59,25	17,3		
Итого							
Qвбк				0	-1500		
Итого'				3660,8	1307,3		
ТП4 2*1000	2*(2*1000)+ +1*1000	5*300=1500	2	1310,7	1334,8	3887,2	0,78
ТП5 2*1000			13 (50%)	114,15	61,2		
ТП6 1*1000			3	717,6	730,2		
			9	168	130,8		
			14	897,6	673,4		
			осв.	492,9	246,5		

Продолжение таблицы 5.1

1				2	3	4	5
Итого				3701,0			
Qвбк				3	3176,9		
Итого'				0	-1500		
Итого'				3701,0			
Итого'				3	1676,9	4063,2	0,81
ТП7 2*1000	2*1000+ +1*1000	3*300=900	11	888,2	852,7		
ТП8 1*1000			16	467,6	346,9		
			17	839,3	642,7		
			13 (50)%	114,2	61,21		
Итого				2309,2	1903,5		
Qвбк				0	-900		
Итого'				2309,2	1003,5	2517,7	0,84
ТП9 2*1000	2*(2*1000)+ +1*1000	5*300=1500	12	1110	747		
ТП10 2*1000			10	1836,6	1616,1		
ТП11 1*1000			15	620,03	538,6		
Итого				3566,6	2901,7		
Qвбк				0	-1500		
Итого'				3566,6	1401,7	3832,2	0,77

По генплану завода тяжелого машиностроения при схеме смешанного электроснабжения рассчитываем длину кабелей, далее определяем их стоимость по справочным данным. Также в однолинейной схеме электроснабжения завода отображаются изменения, т.е. добавляются дополнительные выключатели и линии.

Выбор выключателей:

1. Магистраль ГПП-ТП7.

$$S_p = \sqrt{(P_p + \Delta P_T)^2 + (Q_p + \Delta Q_T)^2}$$

$$S_p = \sqrt{(1421 + 11,06)^2 + (450,81 + 52,81)^2} = 1518 \text{ кВА}$$

Расчетный ток:

$$I_a = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{1518}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 84 \text{ А}$$

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

Таблица 5.2 - Проверим выбранный выключатель

Паспортные	Расчетные
$U_H=10$ кВ $I_H=630$ А $I_{откл}=12,5$ кА $I_{скв}=25,5$ кА $I_t^2 \cdot t_T = 25^2 \cdot 4 = 2500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U=10$ кВ $I_{ав}=84$ А $I_{кз}=10,4$ кА $I_y=26,4$ кА $B_K = (10,4)^2 \cdot 4 = 432,64 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Привод ПЭ	

2. Магистраль ГПП-ТП8.

$$S_p = \sqrt{(P_p + \Delta P_T)^2 + (Q_p + \Delta Q_T)^2}$$

$$S_p = \sqrt{(888,15 + 11,06)^2 + (552,71 + 52,81)^2} = 1084 \text{ кВА}$$

$$I_{\hat{a}} = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_1} = \frac{1084}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 60 \text{ А}$$

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

Таблица 5.3 - Проверим выбранный выключатель

Паспортные	Расчетные
$U_H=10$ кВ $I_H=630$ А $I_{откл}=12,5$ кА $I_{скв}=25,5$ кА $I_t^2 \cdot t_T = 25^2 \cdot 4 = 2500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U=10$ кВ $I_{ав}=60$ А $I_{кз}=10,4$ кА $I_y=26,4$ кА $B_K = (10,4)^2 \cdot 4 = 432,64 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Привод ПЭ	

3. Магистраль ГПП-ТП4-ТП5-ТП6.

$$S_p = \sqrt{(P_p + \Delta P_T)^2 + (Q_p + \Delta Q_T)^2}$$

$$S_p = \sqrt{(3701 + 10,45)^2 + (1676,99 + 46,61)^2} = 4094 \text{ кВА}$$

$$I_{ав} = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{4094}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 225 \text{ А}$$

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

Таблица 5.4 - Проверим выбранный выключатель.

Паспортные	Расчетные
$U_H=10$ кВ $I_H=630$ А $I_{откл}=12,5$ кА $I_{скв}=25,5$ кА $I_t^2 \cdot t_T = 25^2 \cdot 4 = 2500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U=10$ кВ $I_{ав}=225$ А $I_{кз}=10,4$ кА $I_y=26,4$ кА $B_K = (10,4)^2 \cdot 4 = 432,64 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Привод ПЭ	

4. Магистраль ГПП-ТП9-ТП10.

$$S_p = \sqrt{(P_p + \Delta P_T)^2 + (Q_p + \Delta Q_T)^2}$$

$$S_p = \sqrt{(2946,6 + 9,68)^2 + (1163,11 + 46,61)^2} = 3177 \text{ кВА}$$

$$I_{\hat{a}\hat{a}} = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{\hat{f}}} = \frac{3177}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 175 \text{ А}$$

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

Таблица 5.5 - Проверим выбранный выключатель

Паспортные	Расчетные
$U_H=10$ кВ $I_H=630$ А $I_{откл}=12,5$ кА $I_{скв}=25,5$ кА $I_t^2 \cdot t_T = 25^2 \cdot 4 = 2500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U=10$ кВ $I_{ав}=175$ А $I_{кз}=10,4$ кА $I_y=26,4$ кА $B_K = (10,4)^2 \cdot 4 = 432,64 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Привод ПЭ	

5. Магистраль ГПП-ТП11.

$$S_p = \sqrt{(P_p + \Delta P_T)^2 + (Q_p + \Delta Q_T)^2}$$

$$S_p = \sqrt{(620,03 + 9,68)^2 + (238,67 + 46,61)^2} = 683 \text{ кВА}$$

$$I_{ав} = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{683}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 38 \text{ А}$$

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

Таблица 5.6 - Проверим выбранный выключатель

Паспортные	Расчетные
$U_H=10$ кВ $I_H=630$ А $I_{откл}=12,5$ кА $I_{скв}=25,5$ кА $I_t^2 \cdot t_T = 25^2 \cdot 4 = 2500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U=10$ кВ $I_{ав}=38$ А $I_{кз}=10,4$ кА $I_y=26,4$ кА $B_K = (10,4)^2 \cdot 4 = 432,64 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Привод ПЭ	

Выбор силовых кабелей:

Выбор кабелей производится по следующим условиям:

- по экономической плотности тока:  $F_s = I_p / j_s$ ;
- по минимальному сечению  $F_{\min} = \alpha \times I_{кз} \times \sqrt{t_{п}}$ ;
- по условию нагрева рабочим током  $I_{доп \text{ каб}} \geq I_p$ ;
- по аварийному режиму  $I_{доп \text{ ав}} \geq I_{ав}$ ;
- по потере напряжения  $\Delta U_{доп} \geq \Delta U_{рас}$

ГПП-ТП 7:

$S_p=1518$  кВА,  $I_{ав}=84$  А,  $I_p=I_{ав}/2=42$  А.

$$F_{\text{ЭК}} = \frac{42}{1,4} = 30 \text{ мм}^2;$$

$$F_{\text{терм}} = 12 \cdot 10,4 \cdot \sqrt{0,4} = 78,93 \text{ мм}^2$$

Принимаем кабель ААШВ-10-(3х95) с  $I_{доп}=205$  А.

$I_{доп}=205 \text{ А} > I_p=42 \text{ А}$ .

$1,3 \times I_{доп}=266,5 \text{ А} > I_{ав}=84 \text{ А}$ .

ГПП-ТП 8:

$S_p=1084$  кВА,  $I_{ав}=60$  А,  $I_p=I_{ав}/2=30$  А.

$$F_{\text{ЭК}} = \frac{30}{1,4} = 21 \text{ мм}^2,$$

$$F_{\text{терм}} = 12 \cdot 10,4 \cdot \sqrt{0,4} = 78,93 \text{ мм}^2$$

Принимаем кабель ААШВ-10-(3х95) с  $I_{доп}=205$  А.

$I_{доп}=205 \text{ А} > I_p=30 \text{ А}$ .

$1,3 \times I_{доп}=266,5 \text{ А} > I_{ав}=60 \text{ А}$ .

ГПП-ТП 4-ТП 5-ТП6:



$S_p=4094$  кВА,  $I_{ав}=225$  А,  $I_p=I_{ав}/2=112,5$  А.

$$F_{\text{эк}} = \frac{112,5}{1,4} = 80 \text{ мм}^2;$$

$$F_{\text{терм}} = 12 \cdot 10,4 \cdot \sqrt{0,4} = 78,93 \text{ мм}^2$$

Принимаем кабель ААШВ-10-(3х95) с  $I_{доп}=205$  А.

$I_{доп}=205$  А >  $I_p=112,5$  А.

$1,3 \times I_{доп}=266,5$  А >  $I_{ав}=225$  А.

ГПП-ТП 9 – ТП 10:

$S_p=3176$  кВА,  $I_{ав}=175$  А,  $I_p=I_{ав}/2=87,5$  А.

$$F_{\text{эк}} = \frac{87,5}{1,4} = 62,5 \text{ мм}^2;$$

$$F_{\text{терм}} = 12 \cdot 10,4 \cdot \sqrt{0,4} = 78,93 \text{ мм}^2$$

Принимаем кабель ААШВ-10-(3х95) с  $I_{доп}=205$  А.

$I_{доп}=205$  А >  $I_p=87,5$  А.

$1,3 \times I_{доп}=266,5$  А >  $I_{ав}=175$  А.

ГПП-ТП 11:

$S_p=683$  кВА,  $I_{ав}=38$  А,  $I_p=I_{ав}/2=19$  А.

$$F_{\text{эк}} = \frac{19}{1,4} = 14 \text{ мм}^2;$$

$$F_{\text{терм}} = 12 \cdot 10,4 \cdot \sqrt{0,4} = 78,93 \text{ мм}^2$$

Принимаем кабель ААШВ-10-(3х95) с  $I_{доп}=205$  А.

$I_{доп}=205$  А >  $I_p=19$  А.

$1,3 \times I_{доп}=266,5$  А >  $I_{ав}=38$  А.

Определим капитальные затраты с учетом того, что стоимость выключателя ВВ/TEL-10-630 составляет 2,886 тыс у.е. за 1 штуку ( $K_v=2,886$  тыс. у.е.), цена кабеля ААШВ-10-(3х95) составляет 11,4 у.е. за 1 м:

ГПП – ТП7:

Затраты на выключатели ВВ/TEL-10-630:

$$K_B=2 \times K_B=2 \times 2,886=5,772 \text{ тыс. у.е.}$$

Затраты на кабель ААШв-10-(3х95):

$$K_{\text{лэп}}=20,46 \times 11,4=233,2 \text{ у.е.}$$

ГПП – ТП8:

Затраты на выключатели ВВ/TEL-10-630:

$$K_B=1 \times K_B=1 \times 2,886=2,886 \text{ тыс. у.е.}$$

Затраты на кабель ААШв-10-(3х95):

$$K_{\text{лэп}}=38,61 \times 11,4=440,2 \text{ у.е.}$$

ГПП – ТП9-ТП10:

Затраты на выключатели ВВ/TEL-10-630:

$$K_B=2 \times K_B=2 \times 2,886=5,772 \text{ тыс.у.е.}$$

Затраты на кабель ААШв-10-(3х95):

$$K_{\text{лэп}}=51,81 \times 11,4=590,6 \text{ у.е.}$$

ГПП – ТП11:

Затраты на выключатели ВВ/TEL-10-630:

$$K_B=2 \times K_B=1 \times 2,886=2,886 \text{ тыс.у.е.}$$

Затраты на кабель ААШв-10-(3х95):

$$K_{\text{лэп}}=33,99 \times 11,4=387,5 \text{ у.е.}$$

Для данной схемы электроснабжения добавляются 2 линии, поэтому необходимы 2 дополнительных трансформатора тока ТПЛК-10УЗ, стоимость которых составляет 1,68 тыс. у.е за 1 штуку. Общая стоимость выключателей составит 17,316 тыс. у.е., затраты на кабели составят 1,65 тыс у.е., затраты на ТТ составят 3,36 тыс. у.е. Следовательно капитальные затраты на смешанную схему электроснабжения составят 22,326 тыс. у.е.

#### 5.2.2 Магистральная схема электроснабжения завода

При магистральном электроснабжении количество кабелей в траншее от ЗРУ к ТП9, ТП10, ТП11 и ДСП составляет 5 штук. Из них 2 кабеля ААШв-10-(3х70) идут на ДСП и 2 кабеля ААШв-10-(3х95) соответственно на ТП9-ТП11.

В траншее к ТП7 и ТП8 проложен 1 кабель. Это кабели ААШв-10-(3х70).  
Распределение нагрузок цехов по ТП показаны в таблице 5.7.

Таблица 5.7 - Распределение нагрузок цехов по ТП

№ ТП	Снт, кВА	Qнбк, квар	№ цехов	Pp 0,4, кВт	Qp 0,4, квар	Sp 0,4, кВА	Кз
ТП1 2*1000	2*(2*1000)+1*1000	5*300= 1500	1	1552,4	1087,2		
ТП2 2*1000			1a	529,2	359,1		
ТП3 1*1000			4	412,35	364,92		
			5	355,05	285,59		
			6	87,75	78,08		
			7	664,8	615,18		
			8	59,25	17,325		
Итого				3660,8	2807,395		
Qвбк				0	-1500		
Итого'				3660,8	1307,395	3887,25	0,78
ТП4 2*1000	2*(2*1000)+1*1000	5*300=1500	2	1310,7	1334,81		
ТП5 2*1000			13	228,3	122,42		
ТП6 1*1000			3	717,6	730,28		
			9	168	130,82		
			14	897,6	673,38		
			осв.	492,98	246,49		
Итого				3815,18	3238,2		
Qвбк				0	-1500		
Итого'				3815,18	1738,2	4192,49	0,84
ТП7 2*1000	2*1000+1*1000	3*300=900	11	888,15	852,71		
ТП8 1*1000			16	467,6	346,87		
			17	839,25	642,73		
Итого				2195	1842,31		
Qвбк				0	-900		
Итого'				2195	942,31	2388,72	0,8
ТП9 2*1000	2*(2*1000)+1*1000	5*250=1250	12	1110	747		
ТП10 2*1000			10	1836,6	1616,11		
ТП11 1*1000			15	620,03	538,67		
Итого				3566,63	2901,78		
Qвбк				0	-1500		
Итого'				3566,63	1401,78	3832,21	0,77

По генплану завода тяжелого машиностроения при схеме магистрального электроснабжения рассчитываем длину кабелей, далее определяем их стоимость по справочным данным. Также изменения отображаются в однолинейной схеме электроснабжения завода.

Выбор выключателей:

1. ГПП-ТП4-ТП5-ТП6.

$$S_p = \sqrt{(P_p + \Delta P_T)^2 + (Q_p + \Delta Q_T)^2}$$

$$S_p = \sqrt{(3815,2 + 10,45)^2 + (1738,2 + 50,09)^2} = 4093,64 \text{ кВА}$$

$$I_{ав} = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{4093,64}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 225,4 \text{ А}$$

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

Таблица 5.8 - Проверим выбранный выключатель.

Паспортные	Расчетные
U <sub>H</sub> =10 кВ	U=10 кВ
I <sub>H</sub> =630А	I <sub>ав</sub> =225,4 А
I <sub>откл</sub> =12,5 кА	I <sub>кз</sub> =10,4 кА
I <sub>скв</sub> =25,5 кА	I <sub>y</sub> =26,4 кА
$I_t^2 \cdot t_T = 25^2 \cdot 4 = 2500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K = (10,4)^2 \cdot 4 = 432,64 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Привод ПЭ	

2. Магистраль ГПП-ТП7-ТП8:

$$S_p = \sqrt{(P_p + \Delta P_T)^2 + (Q_p + \Delta Q_T)^2}$$

$$S_p = \sqrt{(2195 + 11,06)^2 + (942,31 + 52,81)^2} = 2549 \text{ кВА}$$

$$I_{ав} = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{2549}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 140 \text{ А}$$

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

Таблица 5.9 - Проверим выбранный выключатель.

Паспортные	Расчетные
$U_H=10$ кВ $I_H=630$ А $I_{откл}=12,5$ кА $I_{скв}=25,5$ кА $I_t^2 \cdot t_T = 25^2 \cdot 4 = 2500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U=10$ кВ $I_{ав}=140$ А $I_{кз}=10,4$ кА $I_y=26,4$ кА $B_K = (10,4)^2 \cdot 4 = 432,64 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Привод ПЭ	

### 3. Магистраль ГПП-ТП9-ТП10-ТП11

$$S_p = \sqrt{(P_p + \Delta P_T)^2 + (Q_p + \Delta Q_T)^2}$$

$$S_p = \sqrt{(3567 + 9,68)^2 + (1402 + 46,61)^2} = 3859 \text{ кВА}$$

$$I_{ав} = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{3859}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 212 \text{ А}$$

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

Таблица 5.10 - Проверим выбранный выключатель

Паспортные	Расчетные
$U_H=10$ кВ $I_H=630$ А $I_{откл}=12,5$ кА $I_{скв}=25,5$ кА $I_t^2 \cdot t_T = 25^2 \cdot 4 = 2500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U=10$ кВ $I_{ав}=212$ А $I_{кз}=10,4$ кА $I_y=26,4$ кА $B_K = (10,4)^2 \cdot 4 = 432,64 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Привод ПЭ	

Выбор силовых кабелей

Выбор кабелей производится по следующим условиям:

- по экономической плотности тока:  $F_s = I_p / j_{э}$ ;
- по минимальному сечению  $F_{min} = \alpha \times I_{кз} \times \sqrt{t_{п}}$ ;
- по условию нагрева рабочим током  $I_{доп каб} \geq I_p$ ;
- по аварийному режиму  $I_{доп ав} \geq I_{ав}$ ;
- по потере напряжения  $\Delta U_{доп} \geq \Delta U_{рас}$

ГПП-ТП4-ТП5-ТП6:

$$S_p=4093,64 \text{ кВА}, I_{ав}=225,4 \text{ А}, I_p=I_{ав}/2=112,7 \text{ А}.$$

$$F_{\text{ЭК}} = \frac{112,7}{1,4} = 80,5 \text{ мм}^2;$$

$$F_{\text{тер.м}} = 12 \cdot 10,4 \cdot \sqrt{0,4} = 78,93 \text{ мм}^2$$

Принимаем кабель ААШВ-10-(3х95) с  $I_{\text{доп}}=205 \text{ А}$ .  
 $I_{\text{доп}}=205 \text{ А} > I_{\text{р}}=112,7 \text{ А}$ .

$$1,3 \times I_{\text{доп}}=266,5 \text{ А} > I_{\text{ав}}=225,4 \text{ А}.$$

ГПП-ТП7-ТП8:

$$S_{\text{р}}=2549 \text{ кВА}, I_{\text{ав}}=140 \text{ А}, I_{\text{р}}=I_{\text{ав}}/2=70 \text{ А}.$$

$$F_{\text{ЭК}} = \frac{70}{1,4} = 50 \text{ мм}^2;$$

$$F_{\text{тер.м}} = 12 \cdot 10,4 \cdot \sqrt{0,4} = 78,93 \text{ мм}^2$$

Принимаем кабель ААШВ-10-(3х95) с  $I_{\text{доп}}=205 \text{ А}$ .  
 $I_{\text{доп}}=205 \text{ А} > I_{\text{р}}=70 \text{ А}$ .

$$1,3 \times I_{\text{доп}}=266,5 \text{ А} > I_{\text{ав}}=140 \text{ А}.$$

ГПП-ТП 9-ТП10-ТП11:

$$S_{\text{р}}=3859 \text{ кВА}, I_{\text{ав}}=212 \text{ А}, I_{\text{р}}=I_{\text{ав}}/2=106 \text{ А}.$$

$$F_{\text{ЭК}} = \frac{106}{1,4} = 75,7 \text{ мм}^2;$$

$$F_{\text{тер.м}} = 12 \cdot 10,4 \cdot \sqrt{0,4} = 78,93 \text{ мм}^2$$

Принимаем кабель ААШВ-10-(3х95) с  $I_{\text{доп}}=205 \text{ А}$ .  
 $I_{\text{доп}}=205 \text{ А} > I_{\text{р}}=106 \text{ А}$ .

$$1,3 \times I_{\text{доп}}=266,5 \text{ А} > I_{\text{ав}}=212 \text{ А}.$$

Определим капитальные затраты:

ГПП – ТП7-ТП8:

Затраты на выключатели ВВ/TEL-10-630:

$$K_{\text{В}}=2 \times K_{\text{В}}=2 \times 2,886=5,772 \text{ тыс. у.е.}$$

Затраты на кабель ААШВ-10-(3х95):

$$K_{\text{лэп}}=45,54 \times 11,4=519,2 \text{ у.е.}$$

ГПП – ТП9-ТП10-ТП11:

Затраты на выключатели ВВ/TEL-10-630:

$$K_B=2 \times K_B=2 \times 2,886=5,772 \text{ тыс. у.е.}$$

Затраты на кабель ААШВ-10-(3x95):

$$K_{\text{лэп}}=52,14 \times 11,4=594,4 \text{ у.е.}$$

Общая стоимость выключателей составит 11,544 тыс у.е. и затраты на кабели составят 1,113 у.е. Следовательно общие капитальные затраты для магистральной схемы электроснабжения составят 12,657 тыс. у.е.

### 5.3 Вывод

Из проведенного технико-экономического сравнения схем внутреннего электроснабжения завода тяжелого машиностроения можно сделать выводы о достоинствах и недостатках магистральных и смешанных схем электроснабжения.

Магистральная схема характеризуется пониженной надежностью питания, но дает возможность уменьшить число отключающих аппаратов и более удачно скомпоновать потребителей для питания.

Достоинство радиальных схем: максимальная простота; аварийное отключение радиальной линии не отражается на электроснабжении остальных потребителей. Недостаток: большой расход кабельной продукции обуславливает высокую стоимость системы. Кроме того, при одиночных радиальных линиях невысока надежность электроснабжения.

Магистральные схемы имеют следующие достоинства:

- лучшая загрузка линий, т. к. к каждой линии подключена не одна, а группа ТП;
- меньший расход кабелей;
- на ЦП и РП нужно устанавливать меньшее количество выключателей.

Недостатки одиночных магистралей заключаются в трудностях при отыскании места повреждения магистрали и в более низкой надежности электроснабжения по сравнению с радиальной схемой. Последнее объясняется тем, что на надежность работы магистрали влияют показатели надежности стороны ВН ТП, включая силовые трансформаторы. Применение двухстороннего питания одиночных магистралей (петлевая схема) не решает проблемы обеспечения надежности и решения трудностей при отыскании места повреждения. Двойные магистрали с двухсторонним питанием (двулучевые схемы) могут обеспечить достаточную надежность электроснабжения всех категорий электроприемников. Это обусловило их широкое распространение в электроснабжении предприятий.

Магистральная схема характеризуется пониженной надежностью питания, но дает возможность уменьшить число отключающих аппаратов и более удачно скомпоновать потребителей для питания.

Смешанная схема электроснабжения дает возможность сопоставить перечисленные схемы электроснабжения в зависимости от требований.

1) Наиболее простыми и отвечающими требованиям III категории надежности являются сети, выполненные по радиальной схеме без резервирования и с одиночными магистралями.

2) Требованиям II категории надежности отвечают широко распространенные магистральные многолучевые схемы, чаще всего двухлучевые.

3) Электроснабжение приемников I категории удобно производить с помощью радиальных схем с резервированием, а также двухлучевых схем. Во всех случаях питания приемников I категории должен применяться АВР.

Но чаще главным условием выбора схем внутреннего электроснабжения является экономическая выгода. Результаты проведенного расчета схем электроснабжения показывает, что общие капитальные затраты при смешанной схеме электроснабжения составляют 22,326 тыс. у.е. А при магистральной схеме электроснабжения 12,657 тыс. у.е., что на 9,669 тыс. у.е. меньше, чем при смешанной схеме электроснабжения. Следовательно, по данным расчеты выбираем магистральную схему электроснабжения, как наиболее выгодную.



## **6 Экономическая часть**

### **6.1 Оценка эффективности схемы внешнего электроснабжения завода тяжелого машиностроения**

Целью технико-экономического обоснования является выбор схемы для строительства внешнего электроснабжения завода тяжелого машиностроения. Для этого мы определим необходимые капитальные вложения и их эффективность, после срок окупаемости проекта. Также находим значения NPV и PI, так как со временем стоимость денег меняется.

Компания занимается инжинирингом, производством, сбытом и сервисным обслуживанием оборудования и машин по следующим направлениям:

- трактор «Беларус МТЗ – 82.1»
- трактор «Беларус 132 Н»

### **6.2 Экономическая оценка и финансовый анализ**

Выбор схемы электроснабжения осуществляется в результате сравнения двух вариантов. При сравнении вариантов с экономической точки зрения целесообразно, в первую очередь решить вопрос о капитальных вложениях, окончательным расчетным показателем в ТЭО является эффективность капитальных вложений.

Питание завода осуществляется от подстанции энергосистемы неограниченной мощности, расположенной от завода на расстоянии 5 км. На подстанции установлены два трансформатора, напряжением 115/37 кВ. Трансформаторы работают раздельно.

При выполнении расчетов берется во внимание стоимость трансформаторов ГПП, трансформаторов энергосистемы вместе с коммутационно-защитной аппаратурой относим к затратам подстанции; стоимость выключателей В1, В2, установленных на питающих линиях к системе внутривозовского электроснабжения, стоимость линий электропередач к затратам сети.

Капитальные вложения. Капитальные вложения в проектирование включают в себя несколько составляющих: стоимость оборудования, монтажных работ и транспортных услуг. Кроме того учитываются затраты на строительство здания, сооружения и т.д.

*Тарифы на электроэнергию.*

Применительно к электросетевым объектам оценка результатов производственной деятельности образуется от продажи дополнительно поступающей электроэнергии в сеть.

Для стоимостной оценки результата используются действующие цены и тарифы. Тариф принимается исходя из себестоимости передаваемой

электроэнергии. В настоящее время в Алматинской области средняя цена за один кВтч составляет 14,75 тенге

#### *План производства*

Строительство подстанции 110/10 кВ планируется вести поэтапно. Примерный срок строительства составляет 360 календарных дней. Программа отпуска электроэнергии на шинах п/ст представленная в виде таблицы.

#### *Организационный план*

Организационная структура управления предприятия принята цеховая. Ремонт части оборудования, арматуры и токопроводов выполняется силами персонала подстанции, включаемого в штатное расписание. Особо сложные ремонтные работы выполняются с привлечением персонала специализированных ремонтных организаций.

На подстанции и прилегающих к ней сетях планируем установить современное высокоавтоматизированное оборудование, что обеспечивает высокий уровень надежности электроснабжения.

#### *Юридический план*

Для осуществления строительства и дальнейшей эксплуатации подстанции для завода тяжелого машиностроения создается самостоятельное предприятие Товарищество с ограниченной ответственностью «Дархан и Ко» за счет привлечения собственных средств организации и заемного капитала потенциальных инвесторов. Кредит для строительства новой подстанции берется в банке с дальнейшей выплатой процентов по кредиту. Процентная ставка 14,5 % годовых, срок кредитования 10 лет.

Схема выплаты процентов за кредит принимаем из расчета 14,5% годовых, начиная с первого года эксплуатации. Кредит на строительство подстанции будем брать в АО "Банк Развития Казахстана" входящих в группу компаний АО "НУХ "Байтерек".

#### *Экологическая информация*

Подстанция предназначена для трансформаций и передачи электроэнергии. Этот технологический процесс является безотходным и не сопровождается вредными выбросами в атмосферу. При строительстве ПС-110/10кВ образуются отходы трансформаторного масла, черного и цветного металла, стекла, фарфора и других отходов. Необходимо принять соответствующие меры согласно НПД по предотвращению и уменьшения воздействия на окружающую среду.

При соблюдении правил и санитарных норм строительство подстанции и прилегающих сетей не приведёт к нарушению экологической ситуации в районе.

### 6.3 Расчет технико-экономических показателей подстанции

#### Определение капитальных вложений в строительство подстанции

Определение капитальных вложений в строительство подстанции и её монтаж приводится в таблице 6.1

Таблица 6.1 - Составляющие стоимости строительных и монтажных работ, оборудования и прочих затрат по ПС (тыс. тенге.)

Объект	Напряжение, кВ	Строительные работы	Монтаж	Оборудование	Прочие затраты
Подстанции					
Открытого типа	110	69000	18000	83200	10500
Итого		180700			

#### *Определение ежегодных издержек производства*

Издержки производства п/ст и прилегающих сетей связаны с затратами на содержание подстанции, распределительных устройств и линий электропередач.

Кроме того, передача и распределение электроэнергии связаны с частичной потерей ее при транспортировке по линиям электропередач и трансформации. Поскольку такие потери связаны с процессом передачи, то их стоимость включается в состав ежегодных издержек:

$$I_{перед} = I_{экс} + I_{ном} \quad (6.1)$$

где  $I_{экс}$  - суммарные затраты электросетевых хозяйств энергосистемы на ремонтно-эксплуатационное обслуживание сетей, тенге./год;

$I_{ном}$  - суммарная стоимость потерь в сетях системы, тенге./год.

*Расчет затрат электросетевых хозяйств на ремонтно-эксплуатационное обслуживание сетей определяется по укрупненным показателям*

$$I_{экс} = I_{ам} + I_{об/рем} \quad (6.2)$$

где  $I_{ам}$  - ежегодные издержки на амортизацию (реновацию), тенге/год.

$$I_{ам} = \frac{\alpha_{ам}}{100} \cdot K_{ЭС} \quad (6.3)$$

где  $\alpha_{ам}$  - нормы отчислений на амортизацию, %/год;

$I_{об/рем}$  - издержки на обслуживание и ремонты (капитальный и текущие), тенге/год;

$K_{ЭС}$  - стоимость оборудования ПС, млн.тенге.

$$I_{ам} = \frac{6,5}{100} \cdot 83,200 = 5,4 \text{ млн.тенге/год.}$$

$$I_{об/рем} = \frac{\alpha_{об/рем}}{100} \cdot K_{ЭС}, \quad (6.4)$$

где  $\alpha_{об/рем}$  - нормы отчислений на обслуживание электрических сетей и ремонты, % / год.

$$I_{об/рем} = \frac{3,3}{100} \cdot 83,200 = 2,745 \text{ млн.тенге/год.}$$

Расчет эксплуатационных издержек сводится в виде таблицы 6.2.

Таблица 6.2 – Эксплуатационные издержки распределения энергии

Элемент	Кап. вложения, млн.тенге	$\alpha_{ам}, \%$	$\alpha_{об}, \%$	$I_{ам},$ млн. тенге/год	$I_{обсл},$ млн. тенге/год	$I_{экспл},$ млн. тенге/год
ПС 110/10 кВ	180700	6,5	3,3	5,4	2,745	8,145

*Переменные потери энергии и издержки, связанные с ними*

Переменные потери определяются переменными потерями в автотрансформаторах и реакторах подстанции и потерями в активном сопротивлении проводов и кабелей линий.

Значения переменных потерь в трансформаторах и автотрансформаторах находятся по формулам:

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{переменТР}} = n \cdot \Delta P_k \cdot \tau \cdot K_3^2 \quad (6.5)$$

$$2 \cdot 85 \cdot 4500 \cdot 0,55^2 = 231,000$$

где  $\Delta P_k = 85$  кВт – потери короткого замыкания;

$K_3^2 = 0,55$  – коэффициент загрузки трансформатора;

$\tau$  - годовое время максимальных потерь.

*Постоянные потери энергии и издержки, связанные с ними*

Значения постоянных потерь в трансформаторах находятся по формулам:

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{посттр-р}} = n \cdot \Delta P_{XX} \cdot 8760 \quad (6.6)$$

$$2 \cdot 26 \cdot 8760 = 455,520$$

где  $n$  – количество трансформаторов или автотрансформаторов,  
 $\Delta P_{xx}$  – потери на холостой ход в трансформаторе или автотрансформаторе. Потери составляют 26 кВт.

Значения, полученные при расчете заносятся в таблицу 6.3.

Таблица 6.3 - Издержки, связанные с потерями при трансформации энергии

Элемент	Коэфф. загрузки	Переменные потери, МВт-ч	Постоянные потери, МВт-ч	$I_{пот}$ , млн. тенге/год	Суммарные издержки
Трансформатор	0,55	231,000	455,520	0,07	686,520

$$I_{пот} = \Delta \mathcal{E} \cdot C_{пот} \cdot K_{цен}, \quad (6.7)$$

где  $\Delta \mathcal{E}$  - величина потерь энергии;  
 $C_{пот}$  - стоимость 1 кВт-ч потерянной энергии.

Годовые потери энергии в ЛЭП:

$$\Delta \mathcal{E} = \Delta P_{кор} \cdot 8760 + \Delta P_{max} \cdot \tau, \quad (6.8)$$

где  $\Delta P_{кор}$  - среднегодовые потери мощности на корону;  
 $\Delta P_{max}$  - потери мощности при максимальной нагрузке;  
 $\tau$  - годовое время максимальных потерь.

Потери мощности на корону определяются по выражению:

$$\Delta P_{кор} = \rho_{уд.кор} \cdot L, \quad (6.9)$$

где  $\rho_{уд.кор}$  - потери мощности на корону на 1 км длины ЛЭП 110-500 кВ,  
 $L$  - длина ЛЭП.

Потери мощности на корону определяются по выражению:

$$\Delta P_{кор} = \rho_{уд.кор} \cdot L, \quad (6.10)$$

Потери мощности при максимальной нагрузке определяются по выражению:

$$\Delta P_{max} = \frac{S_{max}^2}{U^2} \cdot \rho \cdot \alpha, \quad (6.11)$$

где  $S_{\max}$  - мощность, передаваемая по ЛЭП при максимальной нагрузке;  
 $U$  - напряжение линии;  
 $\rho$  - удельное активное сопротивление линии 10-500 кВ;  
 $\alpha$  - коэффициент, учитывающий изменение сопротивления линии при температуре, отличной от 20 С°;  
 $L$  - длина линии.

$$I_{\Sigma} = I_{\text{перм}} + I_{\text{пост}} \quad (6.12)$$

Годовое время максимальных потерь, потери энергии в автотрансформаторах и удельные затраты на возмещение потерь электроэнергии рассчитываются для выбранного оборудования.

Потери энергии делятся на условно постоянные (не зависящие от передаваемой мощности) и условно переменные (зависящие от передаваемой мощности).

#### 6.4 Себестоимость

Затраты на амортизацию оборудования:

$$I_{\text{ам}} = \sum K_{\text{п/ст, ЛЭП}} \times N_{\%} \quad (6.13)$$

$$I_{\text{ам}} = 5\,400\,000 + 720\,000 = 6,12 \text{ млн. тенге}$$

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

Другие затраты составят:

$$I_{\text{другие}} = I_{\text{з/п}} + I_{\text{обсл.}} + I_{\text{ам}} + I_{\text{с/э}} + I_{\text{админ.}} + I_{\text{прочие}} = 100 \%, \quad (6.14)$$

где  $I_{\text{з/п}}$  – затраты на заработную плату персонала;

$I_{\text{обсл.}}$  – затраты на обслуживание п/ст и ЛЭП;

$I_{\text{ам}}$  – затраты на амортизацию;

$I_{\text{с/э}}$  – затраты на строительство, эксплуатацию;

$I_{\text{админ.}}$  – административные затраты;

$I_{\text{прочие}}$  – прочие затраты.

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

$$I_{\text{оп}} = \frac{6,12 \cdot 0,55}{0,45} = 7,48 \text{ млн. тенге.}$$

Тогда суммарные затраты на передачу электроэнергии составят:

$$\sum I_{\text{передача}} = 6,12 + 7,48 = 13,6 \text{ млн.тенге.}$$

Себестоимость передачи электроэнергии:

$$S_{\text{ПЕРЕД}} = \frac{\sum I_{\text{передача}}}{\mathcal{E}_{\text{год}}} \quad (6.15)$$

где  $\mathcal{E}_{\text{год}}$  – полный объем передаваемой за год электроэнергии при оказании услуг по передаче.

$$\mathcal{E}_{\text{год}} = n \cdot K_3 \cdot S_{\text{ном.тр}} \cdot \cos \varphi \cdot 5000, \quad (6.16)$$

где  $n$  – количество трансформаторов;

$\cos \varphi$  – коэффициент мощности, принимается равным 0,8;

$S_{\text{ном.тр}}$  – номинальная мощность одного трансформатора.

$$\mathcal{E}_{\text{год}} = 2 \cdot 0,55 \cdot 16 \cdot 0,8 \cdot 5000 = 70,4 \text{ млн. кВт}\cdot\text{ч.}$$

Тогда себестоимость оказания услуг по передаче 1 кВт·ч электроэнергии через подстанцию равна:

$$S_{\text{ПЕРЕД}} = \frac{13,6}{70,4} = 0,193 \text{ тенге/кВт}\cdot\text{ч.}$$

Полная себестоимость передачи электроэнергии по сетям энергосистемы складывается из стоимости энергии энергопроизводящей организации (4,99 тенге) (Совместный приказ ДАРЕМ по г.Алматы №255-ОД и Алматинской области №396-ОД от 12 декабря 2013 года. Внесены изменения в совместный приказ (№117-ОД и №214-ОД) в части изменения размера тарифа с 01 января 2014 года с 4,82 тенге за 1 кВтч)., тарифа на передачу по сетям НЭС (2 тенге), тарифа районной электросетевой компании (7 тенге) и себестоимости передачи энергии по сетям ТОО "Дархан и Ко"

$$T_{\text{ТОО "Дархани Ко"}} = S_{\text{перед}} + 0,1 \cdot S_{\text{перед}}, \quad (6.15)$$

$$T_{\text{ТОО "Дархани Ко"}} = 0,193 + 0,1 \cdot 0,193 = 0,212 \text{ тенге/кВт}\cdot\text{ч.}$$

Тариф на электроэнергию ТОО "Дархан и Ко" для предприятия:

$$T_3 = S_{\text{ЭО}} + T_{\text{НЭС}} + T_{\text{РЭК}} + T_{\text{ТОО "Дархани Ко"}} = 4,82 + 2 + 7 + 0,212 = 14,032 \text{ тенге/кВт}\cdot\text{ч.}$$

Средний тариф на электроэнергию в Алматинской области составляет 14,6 тенге/кВт·ч. Тариф на электроэнергию ТОО "Дархан и Ко" принимается равным 14,032 тенге/кВт·ч. Тогда разница составит  $14,6 - 14,032 = 0,568$  тенге/кВт·ч.

Выручка от прогнозируемого объема передачи электроэнергии составит:

$$V_{реал} = 70,4 \cdot 14,6 = 1027,84 \text{ млн.тенге}, \quad (6.16)$$

Из прогнозируемой выручки завод произведет следующие выплаты

- Выплаты региональным сетям за передачу электроэнергии составят

$$V = 70,4 \cdot 7 = 492,8 \text{ млн.тенге}$$

- Выплаты национальным электрическим сетям составят

$$V = 70,4 \cdot 2 = 140,8 \text{ млн.тенге}$$

- Выплаты энергопроизводящим предприятиям составят

$$V = 70,4 \cdot 4,82 = 339,328 \text{ млн.тенге}$$

Остаток из прогнозируемой выручки за передачу электроэнергии составит

$$П = 1027,84 - 492,8 - 140,8 - 339,328 = 54,912 \text{ млн.тенге}$$

$$П_ч = 54,912 \cdot 0,7 = 38,438 \text{ млн.тенге}$$

Выручка от прогнозируемого объема передачи электроэнергии составит:

$$V_{реал} = 70,4 \cdot 14,6 = 1027,84 \text{ млн.тенге}, \quad (6.17)$$

Денежный поток определяется по формуле

$$CF = П_ч + И_{ао} \quad (6.18)$$

где  $П_ч$  - чистая прибыль, млн.тенге;

$И_{ао}$  – амортизационная отчисление, млн.тенге.

$$CF = 38,438 \cdot 10^6 + 5,4 \cdot 10^6 = 43,838 \text{ млн.тенге.}$$

Определяется срок окупаемости. Метод состоит в определении того срока окупаемости, который необходим для возмещения суммы первоначальных инвестиций.

Срок окупаемости составит:

$$PP = \frac{I_c}{CF}, \quad (6.19)$$



где  $I_c$  - инвестиции;  
 $CF$  - денежный поток, млн.тенге.

$$PP = \frac{180,700}{43,838} = 4,1 \text{ года.}$$

Недостатки метода PP:

- 1) не учитывает влияние денежных притоков последних лет;
- 2) не делает различия между накопленными денежными потоками и их распределением по годам;
- 3) не обладает свойством аддитивности.

Преимущества данного метода:

- 1) простота для расчетов;
- 2) способствует расчетам ликвидности предприятия, т.е. окупаемости инвестиций;
- 3) показывает степень рискованности того или иного инвестиционного проекта, чем меньше срок окупаемости, тем меньше риск и наоборот.

При неравномерном поступлении доходов срок окупаемости определяют прямым подсчетом числа лет (месяцев), в течение которых доходы возместят инвестиционные затраты в проект, т.е. доходы сравняются с расходами. Инвестиции в проект окупятся за 4,1 лет.

Таблица 6.4 – Прибыль от продаж электроэнергии

Года	Коэфф. загрузки, %	$\mathcal{E}_{год}$ , млн.кВт·ч	$S_{перед}$ , тенге/кВт·ч	$T_{ТОО}$ “Дархан и Ко”	Тариф	Разница	Чистая прибыль
1	0	0	0	0	0	0	0
2	55	70,4	0,193	0,212	14,032	0,568	38,438

#### *Объем реализации*

Объем реализации (стоимость реализованной электроэнергии) возрастает ежегодно в соответствии с освоением нагрузки и определяется как:

$$O_{p,t} = C_{\mathcal{E}\mathcal{E}} \cdot (\gamma \cdot \mathcal{E}_t - \Delta \mathcal{E}_{номt}) \quad (6.19)$$

где  $C_{\mathcal{E}\mathcal{E}}$  - цена на электроэнергию;

$\gamma$  - коэффициент долевого участия;

$\mathcal{E}_t$  - объем переданной ЭЭ, в зависимости от освоения нагрузки и имеет зависимость:

$$\mathcal{E}_t = k_{осв,t} \cdot \mathcal{E}; \quad (6.20)$$

где  $\Delta \mathcal{E}_{номt}$  – потери ЭЭ в рассматриваемой сети, в зависимости от освоения нагрузки имеет зависимость:

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{номт}} = \Delta \mathcal{E}_{\text{пост}} + k_{\text{осв.т}}^2 \cdot \Delta \mathcal{E}_{\text{перем}}, \quad (6.21)$$

## 6.5 Показатели финансово-экономической эффективности инвестиций

В качестве основных показателей и критериев финансово-экономической эффективности инвестиций в условиях рыночных отношений используются

- простые показатели;
- интегральные показатели.

Показатель чистого приведенного дохода (Net Present Value, NPV) позволяет сопоставить величину капитальных вложений (Invested Capital, IC) с общей суммой чистых денежных поступлений, генерируемых ими в течение прогнозного периода, и характеризует современную величину эффекта от будущей реализации инвестиционного проекта. Поскольку приток денежных средств распределен во времени, он дисконтируется с помощью коэффициента  $r$ . Коэффициент  $r$  устанавливается, как правило, исходя из цены инвестированного капитала.

NPV, или чистая приведенная стоимость проекта является важнейшим критерием, по которому судят о целесообразности инвестирования в данный проект. Для определения NPV необходимо спрогнозировать величину финансовых потоков в каждый год проекта, а затем привести их к общему знаменателю для возможности сравнения во времени. Чистая приведенная стоимость определяется по формуле:

$$NPV = \sum_{t=0}^n \frac{CF_t}{(1+r)^t} - I_0, \quad (6.22)$$

где  $I_0$  – инвестиции в данный проект, млн. тг.,

$CF_t$  – поток наличности, млн. тг.,

$r$  – ставка дисконтирования,

$t$  – время реализации проекта, год.

Расчет ведется до первого положительного значения NPV, т.е. до 6-го года (таблица 6.6). NPV больше нуля, следовательно, при данной ставке дисконтирования проект является выгодным для предприятия, поскольку генерируемые им приток дохода превышают норму доходности в настоящий момент времени.

Под внутренней нормой прибыли инвестиционного проекта (Internal Rate of Return, IRR) понимают значение коэффициента дисконтирования  $r$ , при котором NPV проекта равен нулю:

$$NPV = 0 \rightarrow npr \rightarrow IRR = r \quad (6.23)$$

Оценка ВНП (IRR) имеет следующие свойства:

- 1) не зависит от вида денежного потока;

- 2) нелинейная форма зависимости;
- 3) представляет собой убывающую функцию;
- 4) не обладает свойством аддитивности.

Экономический смысл критерия IRR заключается в следующем: IRR показывает максимально допустимый относительный уровень расходов по проекту. В то же время предприятие может реализовывать любые инвестиционные проекты, уровень рентабельности которых не ниже текущего значения показателя цены капитала.

Рассчитывается IRR для  $r = 10\%$  банковского процента.

$$1 \text{ год } PV = 42,962 \cdot 0,91 = 39,06 \text{ млн.тенге,}$$

$$NPV = -182,086 + 39,06 = -143,03 \text{ млн.тенге}$$

Остальные значения рассчитываются аналогично с помощью программы Excel и заносятся в таблицу 6.5.

Таблица 6.5

Годы проекта	$I_0$ , тенге	$CF_t$ , тенге	$1/(1+k)^t$	PV, тенге	NPV, тенге	IRR
0	-180 700					23,93%
1		43 838	0,909	39 849	-140 851	
2		43 838	0,826	36 210	-104 641	
3		43 838	0,751	32 922	-71 719	
4		43 838	0,683	29 941	-41 777	
5		43 838	0,621	27 223	-14 554	
6		43 838	0,564	24 725	10 171	
7		43 838	0,512	22 445	32 616	
8		43 838	0,467	20 472	53 088	
9		43 838	0,4	17 535	70 623	
10		43 838	0,386	16 921	87 545	
11		43 838	0,35	15 343	102 888	
12		43 838	0,318	13 940	116 829	
13		43 838	0,2898	12 704	129 533	
14		43 838	0,263	11 529	141 062	
15		43 838	0,239	10 477	151 539	
16		43 838	0,218	9 557	161 096	
17		43 838	0,198	8 680	169 776	
18		43 838	0,179	7 847	177 623	
19		43 838	0,163	7 146	184 769	
20		43 838	0,149	6 532	191 301	
Итого PV, тенге				372 001		
Итого NPV, тенге					1 406 915	

Из приведенных расчетов видно, что срок окупаемости инвестиций составит около 6 лет.

*Индекс рентабельности, PI, представляет собой отношение суммы приведенных эффектов к величине инвестиционных затрат и рассчитывается по формуле:*

$$PI = \left( \sum_{t=1}^n \frac{PV_t}{(1+r)^t} \right) / K_0 \quad (6.24)$$

Если:  $PI > 1$ , то проект следует принять,  $PI < 1$ , то проект следует отвергнуть,  $PI = 1$ , то проект ни прибыльный, ни убыточный. Логика критерия  $PI$  такова: он характеризует доход на единицу затрат. В отличие от чистого приведенного эффекта индекс рентабельности является относительным показателем.  $PI$  следует считать уже по времени расчета  $t$ , когда  $NPV$  положительный.

Так как  $PI > 1$ , то проект следует принять. Технико – экономическое обоснование строительства подстанции 110/10 показало, что необходимые суммарные капиталовложения, составляющие 186,055 млн. тенге, дисконтированной стоимости, составляющей 180,700 млн. тенге окупятся за 6 лет, т.е. строительство можно считать экономически целесообразной.

Анализируя выше произведенный расчет мы видим, что капиталовложения составляют 180,700 млн.тенге из них большую часть занимает стоимость оборудования, которое равно 83,200 млн.тенге. Общее число эксплуатационных издержек – 8,145 млн. тенге.

Срок окупаемости составляет 6 лет, а общий срок службы электрического оборудования – около 20 лет. Таким образом этот проект является экономически эффективным.

## 7 Безопасность жизнедеятельности

### 7.1 Анализ условий труда электроремонтного цеха

Современное машиностроение развивается на базе крупных производственных объединений, включающих заготовительные и кузнечно-прессовые цехи, цехи термической и механической обработки металлов, цехи покрытий и крупное литейное производство. В состав предприятий также входят испытательные станции, ТЭЦ и вспомогательные подразделения. В процессе производства машин и оборудования широко используют сварочные работы, механическую обработку металлов, переработку неметаллических материалов, лакокрасочные операции и т. п.

Механическая обработка металлов на станках сопровождается выделением пыли, стружки, туманов масел и эмульсий, которые через вентиляционную систему выбрасываются из помещений. В таблице 7.3 приведено количество паров воды, туманов масел и эмульсий, выделяющихся за 1 ч при работе станков в расчете на 1 кВт мощности устанавливаемых на станках электродвигателей.

Пыль, образующаяся в процессе абразивной обработки, состоит на 30—40% из материала абразивного круга, на 60—70% из материала обрабатываемого изделия. Количество выделяющейся пыли зависит от размеров и твердости обрабатываемого материала, диаметра и окружной скорости круга, а также способа подачи изделия. Для круглошлифовальных станков выделение пыли показано в таблице 7.1:

Таблица 7.1 - Выделение пыли

Оборудование	пары воды	Масса, г масляный туман	туман эмульсола
Металлорежущие станки при масляном охлаждении	—	0,2	—
Металлорежущие станки при эмульсионном охлаждении	150	—	0,0063
Шлифовальные станки при охлаждении эмульсией и содовым раствором	150	—	0,165
Шлифовальные станки при охлаждении маслом	—	30	—

Медианный размер пыли 38 мкм при среднеквадратичном отклонении  $\sigma=1,64$ ; плотность материала частиц пыли 4,23 г/см<sup>3</sup>.

Значительное выделение пыли наблюдается при механической обработке древесины, стеклопластиков, графита и других неметаллических материалов./Так, при обработке текстолита, стеклоткани, карболита и органического стекла выделения пыли составляют (г/ч на единицу оборудования):

Обработка текстолита на станках:

Токарных.....	50—80
Фрезерных.....	100—120
Зубофрезерных.....	20—40
Раскрой стеклоткани на ленточном станке.....	9—20
Обработка карболита на станках:	
токарных и расточных.....	40—80
фрезерных.....	180—280
сверлильных.....	20—50
Резание органического стекла дисковыми пилами.....	800—950

При механической обработке полимерных материалов одновременно с пылеобразованием могут выделяться пары различных химических веществ и соединений (фенол, формальдегид, стирол и др.), входящих в состав обрабатываемых материалов.

Для решения вышеперечисленных проблем проводится разработка технических решений по обеспечению безопасности условий труда. А именно расчет зануления электрооборудования электроремонтного цеха и расчет вентиляции цеха.

## 7.2 Расчет зануления электрооборудования электроремонтного цеха

Основной мерой защиты от поражения электрическим током в сетях напряжением до 1000 В является зануление.

Зануление служит для защиты от поражения электрическим током при повреждении изоляции проводов электроустановки.

Занулением называется намеренное соединение металлических нетоковедущих частей, которые могут случайно оказаться под напряжением, с многократно заземленным нулевым проводом. Зануление применяется в четырехпроводных сетях напряжением до 1000 В с заземленной нейтралью.

Цель зануления – быстро отключить электроустановку от сети при замыкании одной (или двух) фазы на корпус, обеспечить безопасность прикосновения человека к зануленному корпусу в аварийный период.

К частям, подлежащим занулению, относятся корпуса электрических машин, трансформаторов, аппаратов, выключателей светильников и т.п.; приводы электрических аппаратов: вторичные обмотки измерительных трансформаторов, металлические конструкции распределительных устройств, металлические оболочки и броня контрольных и силовых кабелей, контрольных и наладочных стендов, корпуса передвижных и переносных электроприемников, а также электрооборудование, размещенное на движущихся частях станков, машин и механизмов.

В электроустановках до 1 кВ с глухозаземленной нейтралью с целью обеспечения автоматического отключения аварийного участка проводимость фазных и нулевых защитных проводников должна быть выбрана такой, чтобы при замыкании на корпус или на нулевой защитный проводник возникал ток короткого замыкания, превышающий не менее чем в три раза номинальный ток

плавкого элемента ближайшего предохранителя, а для автоматического выключателя с номинальным током более 100А – не менее 1,25.

Принципиальная схема зануления приведена на рисунке 7.1. На схеме видно, что ток короткого замыкания  $I_{кз}$  в фазном проводе зависит от фазного напряжения сети  $U_{\phi}$  и полного сопротивления цепи, складывающегося из полных сопротивлений обмотки трансформатора  $Z_T/3$ , фазного проводника  $Z_{\phi}$ , нулевого защитного проводника  $Z_{н}$ , внешнего индуктивного сопротивления петли фазный проводник- нулевой защитный проводник (петля фаза – нуль)  $X_{п}$ , активного сопротивления заземления нейтрали трансформатора  $R_0$ .

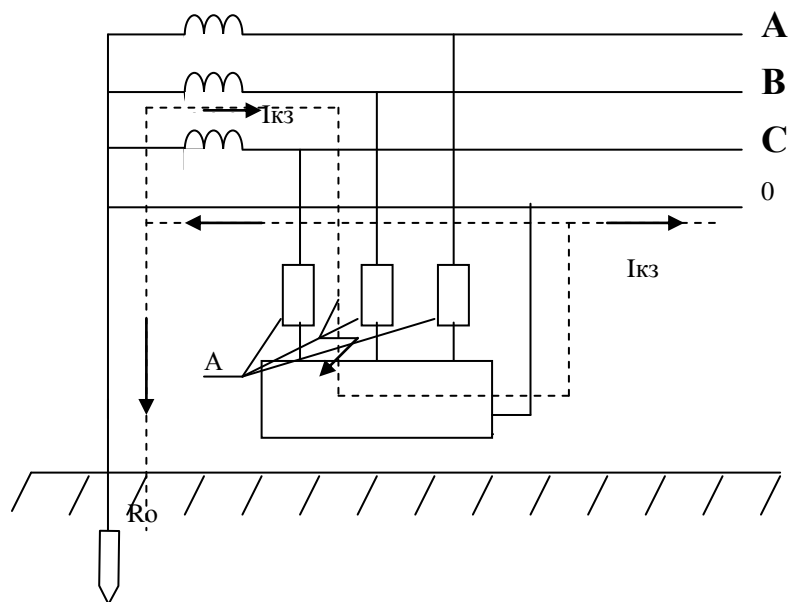


Рисунок 7.1 - Принципиальная схема сети переменного тока с занулением

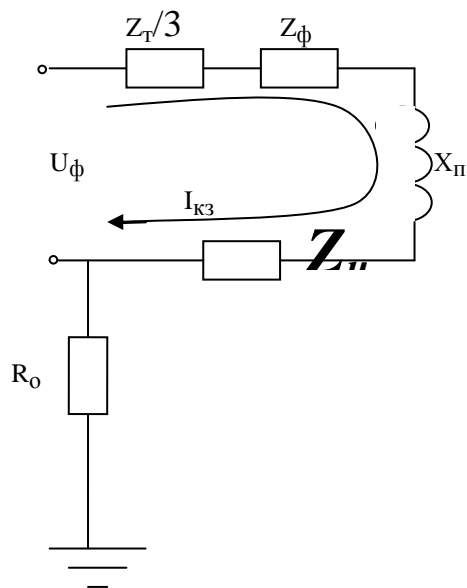


Рисунок 7.2 – Полная расчетная схема зануления

Поскольку  $R_0$ , как правило, велико по сравнению с другими элементами цепи, параллельная ветвь, образованная им, создает незначительное увеличение тока короткого замыкания, что позволяет пренебречь им. В то же время такое допущение ужесточает требования к занулению и значительно упрощает расчетную схему, представленную на рисунке 7.3.

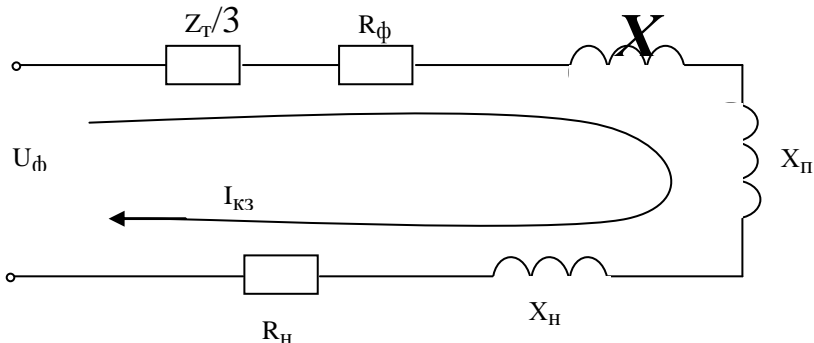


Рисунок 7.3 - Упрощенная схема зануления

В этом случае выражение короткого замыкания  $I_{кз}$  (А) в комплексной форме будет:

$$I_{кз} = U_{\phi} / ( Z_T / 3 + Z_{\phi} + Z_n + jX_n ), \quad (7.1)$$

где  $U_{\phi}$  – фазное напряжение сети, В;

$Z_T$  – комплекс полного сопротивления обмоток трехфазного источника тока, Ом;

$Z_{\phi} = R_{\phi} + jX_{\phi}$  – комплекс полного сопротивления фазного провода, Ом;

$Z_n = R_n + jX_n$  – комплекс полного сопротивления нулевого защитного проводника, Ом;

$R_{\phi}$  и  $R_n$  – активные сопротивления фазного и нулевого защитного проводников, Ом;

$X_{\phi}$  и  $X_n$  – внутренние индуктивные сопротивления фазного и нулевого защитного проводников, Ом;

$X_n$  – внешнее индуктивное сопротивление контура (петли) фазный проводник – нулевой защитный проводник (петля фаза – нуль), Ом;

$Z_n = Z_{\phi} + Z_n + jX_n$  – комплекс полного сопротивления петли фаза – нуль, Ом.

С учетом последнего:

$$I_{кз} = U_{\phi} / ( Z_T / 3 + Z_n ) \quad (7.2)$$

При расчете зануления принято применять допущение, при котором для вычисления действительного значения ( модуля ) тока короткого замыкания  $I_{кз}$  модули сопротивления обмотки трансформатора и петли фаза – нуль  $Z_T / 3$  и  $Z_n$  складываются арифметически. Это допущение также ужесточает требования



безопасности и поэтому считается допустимым, хотя и вносит некоторую неточность ( 5% ).

Полное сопротивление петли фаза – нуль в действительной форме определяется из выражения:

$$Z_n = \sqrt{(R_\phi + R_n)^2 + (X_\phi + X_n + X_n)^2}, \text{ Ом} \quad (7.3)$$

Формула для поверочного расчета определяется из (2.2) и (2.3) с учетом коэффициента кратности  $K$  тока короткого замыкания, определяемого требованиями к занулению:

$$K \cdot I_n \leq U_\phi / ( Z_T/3 + \sqrt{(R_\phi + R_n)^2 + (X_\phi + X_n + X_n)^2} ) \quad (7.4)$$

где  $I_n$ - номинальный ток аппарата защиты, которым защищен электроприемник.

Значение коэффициента  $K$  принимается равным  $K \geq 3$  в случае, если электроустановка защищается предохранителями и автоматическими выключателями, имеющими обратозависимую характеристику от тока . В случае, если электроустановка защищается автоматическим выключателем, имеющим только электромагнитный расцепитель (отсечку), то для автоматов с  $I_n$  до 100 А,  $K = 1,4$ , а для автоматов с  $I_n > 100$  А,  $K = 1,25$ .

Значение полного сопротивления масляного трансформатора во многом определяется его мощностью, напряжением первичной обмотки, конструкцией трансформатора.

Расчет зануления для электроремонтного цеха.

Исходные данные:

- напряжение сети – 0,23 кВ;
- мощность – 26,6 кВА;
- мощность наиболее удаленного электроприемника ( ЭП№1)  $P = 5,2$  кВт;
- ток нагрузки Щита Распределительного (ЩРВ)  $I_n=145$ А;
- $L_1=25$ м;
- $L_2=20$ м.

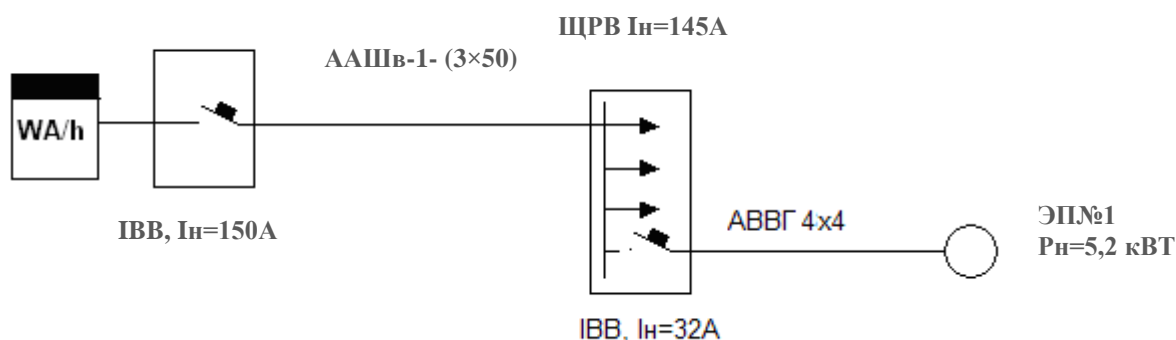


Рисунок 7.4 – Схема замещения

Определение токов нагрузки и выбор аппаратов защиты:

Номинальный ток ЭП№1:

$$I_H = \frac{P}{U_H \cdot \cos\varphi} = \frac{5,2}{0,22 \cdot 0,8} = 30,11 \text{ A}$$

Принимаем  $I_{H \text{ аквт.выкл.}} = 32 \text{ A}$ ;  $I_{H \text{ авт}} = 32 \text{ A}$ . ( $> I_{p \text{ тэн}} = 30,11 \text{ A}$ )

Определение активных и индуктивных сопротивлений элементов цепи:

а) сопротивление фазных ( $R_\phi$ ) и нулевого защитного проводника ( $R_{H1}$ ) определяется по формуле:

$$R = \rho \cdot l / S,$$

где  $S$ - сечение проводника,  $\text{мм}^2$ . Выбираем кабель ААШВ-1-(3x50), т.к. номинальный ток протекаемый от вводного автомата до ЩРВ  $I_H = 145 \text{ A}$ ;

$l$ - длина проводника, м;

$\rho$ - удельное сопротивление проводника, равное для алюминия  $0,028 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м}$ .

$$R_{\phi 1} = 0,028 \cdot 25/50 = 0,014 \text{ Ом};$$

$$R_{H1} = 0,028 \cdot 25/50 = 0,014 \text{ Ом}$$

$$R_{\phi 2} = 0,028 \cdot 20/4 = 0,14 \text{ Ом};$$

$$R_{H2} = 0,028 \cdot 20/4 = 0,14 \text{ Ом}.$$

б) внутреннее индуктивное и активное сопротивление стальной полосы сечением  $50 \times 4 = 200 \text{ мм}$

$$I_K' = 3 \cdot I_{H \text{ авт.}} = 3 \cdot 32 = 96 \text{ A}; S = 50 \times 4 = 200 \text{ мм}^2$$

Плотность тока  $j = I_K' / S = 96/200 = 0,48 \text{ A}/\text{мм}^2$ ;

Определение полного сопротивления петли фаза-нуль производится по формуле:

сопротивление трансформатора для группы соединения Д/У<sub>0</sub> – 11  $Z_T = 0,027 \text{ Ом}$ ;  $Z_{H1} = 0,0449 \text{ Ом}$ ;  $Z_{H2} = 0,986 \text{ Ом}$ .

Определение  $I_{K3}$  производится по формуле (7.2.2):

$$I_{K31} = \frac{220}{\frac{0,027}{3} + 0,0449} = 4081,6 \text{ A}$$

$$I_{K32} = \frac{220}{\frac{0,027}{3} + 0,986} = 221,1 \text{ A}$$

определение кратности тока:

$$\frac{I_{кз2}}{I_{навт}} = \frac{221,1}{32} = 6,9;$$

$$\frac{I_{кз1}}{I_{навт}} = \frac{4081,6}{150} = 16,33.$$

условие  $I_{кз} \geq I_{ном} \cdot K$ , где  $K_{авт} = 1,25$ ; выполняется. ( $6,9 > 1,25$ ;  $16,33 > 1,25$ )

Определение времени срабатывания аппарата защиты автомата принимается из справочника. В данном случае при токе КЗ 221,1 А время отключения аппарата защиты равно 0,16 секунд.

Потенциал корпуса поврежденного оборудования:

$$U_{к1} = I_{кз1} \cdot Z_{н1} = 4081,6 \cdot 0,014 = 114,28 \text{ В},$$

где  $Z_{н1}$  – сопротивление нулевой жилы кабеля,  $Z_{н1} = R_{н1}$ , так как величина внутреннего индуктивного сопротивления  $X_{н1}$  алюминиевого проводника сравнительно мала (около 0,0156 Ом/км).

$$U_{к2} = I_{кз2} \cdot Z_{н2} = 221,1 \cdot \sqrt{0,358^2 + 0,214^2} = 92,22 \text{ В}$$

Ток, проходящий через тело человека, равен:

$$I_{h_1} = \frac{U_{к1}}{R_h} = \frac{114,28}{1000} = 114,28 \text{ мА},$$

$$I_{h_2} = \frac{U_{к2}}{R_h} = \frac{92,22}{1000} = 92,22 \text{ мА}.$$

Согласно такие величины тока являются допустимыми при времени воздействия соответственно 0,47 и 1 с, т.е. время срабатывания автоматического выключателя не превышает допустимых величин.

### 7.3 Расчет вентиляции электроремонтного цеха

На промышленных предприятиях при выполнении разнообразных технологических процессов происходит поступление в воздух рабочих помещений различных вредных веществ и тепловыделений. В одних случаях

источником их является само технологическое оборудование, в других – вредные выделения образуются при выполнении технологических процессов.

Одним из эффективных средств, способствующих созданию в производственных помещениях нормальных метеорологических условий, удалению из них газов и паров, пыли, ликвидации образования взрывоопасных концентраций является промышленная вентиляция.

Вентиляция – это организованный воздухообмен в помещениях. По способу перемещения воздуха она подразделяется на естественную и механическую.

Определим количество приточного воздуха при избытках тепла по формуле:

$$L_{\text{пр}} = \frac{Q_{\text{изб}}}{c \cdot \rho_{\text{пр}} \cdot (t_{\text{выт}} - t_{\text{пр}})} \quad (7.5)$$

где  $c$  – удельная теплоемкость воздуха при постоянном давлении, кДж/кг<sup>0</sup>С, равная 1 кДж/(кг<sup>0</sup>С);

$\rho_{\text{пр}}$  – плотность поступающего в помещение воздуха, кг/м<sup>3</sup>;

$Q_{\text{изб}}$  – избыточное выделение явной теплоты, кДж/ч;

$t_{\text{выт}}$  – температура удаляемая из помещения за пределы рабочей или обслуживаемой зоны, <sup>0</sup>С .

$t_{\text{пр}}$  – температура приточного воздуха, <sup>0</sup>С .

Температура удаляемого из помещения воздуха определяется по формуле:

$$t_{\text{выт}} = t_{p.z.} + \Delta t \cdot (H-2) \quad (7.6)$$

где  $t_{p.z.}$  – температура в рабочей зоне, которая не должна превышать допустимую по нормам ( $t_{p.z.}$  не больше  $t_{\text{дон}}$ ), <sup>0</sup>С .

$\Delta t$  – температурный градиент по высоте помещения (превышение  $t$  высоты помещения), <sup>0</sup>С .

$H$  – расстояние от пола до центра вытяжных проемов (высота помещения), м.

$2$  – высота рабочей зоны, м.

$$Q_{\text{изб}} = \Sigma Q - \Sigma Q_{\text{ух}} \quad (7.7)$$

где  $\Sigma Q$  – суммарное количество поступающей в помещение явной теплоты;

$\Sigma Q_{\text{ух}}$  – суммарное количество уходящей из помещения теплоты.

Исходные данные:

Разрабатывается система вентиляции электроремонтного цеха длиной 17,9 метра и шириной 12 метров.

Площадь трех световых прямоугольных проемов  $F_{\text{ост}} = 12 \text{ м}^2$ .

Температура в рабочей зоне, которая не должна превышать допустимую по нормам ( $t_{p.z.}$  не больше  $t_{\text{дон}}$ ),  $t_{p.z.} = 22 \text{ }^\circ\text{C}$ .

Расстояние от пола до центра вытяжных проемов (высота помещения),  $H = 5 \text{ м}$ .

Температура удаляемого из помещения воздуха определяется по формуле:

$$t_{\text{выт}} = 22 + 1 \cdot (5 - 2) = 25 \text{ }^\circ\text{C}.$$

Тепловыделения от искусственного освещения:

$$Q_1 = 1000N = 1000 \cdot 1,98 = 1,98 \text{ Дж/ч}$$

где  $N = 1,98 \text{ кВт}$  – расходуемая мощность светильников, кВт.

Тепловыделения от людей:

$$Q_2 = n \cdot q_{\text{ч}} = 200 \cdot 3 = 600 \text{ Дж/ч},$$

где  $q$  – количество тепла, выделяемое одним человеком,  $200 \text{ Вт}$ ,  
 $n$  – число работающих.

Количество тепла, поступающего в помещение через световые проемы от солнечной радиации:

$$Q_3 = F_{\text{ост}} \cdot q_{\text{с}} \cdot A_{\text{ост}} = 12 \cdot 110 \cdot 1,45 = 1914 \text{ Дж/ч},$$

где  $F_{\text{ост}}$  – площадь поверхности остекления (площадь трех прямоугольных проемов  $F_{\text{ост}} = 12 \text{ м}^2$ ),

$q_{\text{с}} = 110 \text{ Вт/м}^2$  – теплопоступления через  $1 \text{ м}^2$  при одинарном остеклении в стальных переплетах.

$$A_{\text{ост}} = 1,45.$$

$$\Sigma Q = Q_1 + Q_2 + Q_3 = 1980 + 600 + 1914 = 4494 \text{ Дж/ч}$$

Потери тепла из помещения  $Q_{\text{ух}}$  через стены, двери, окна оценивают ориентировочно по формуле:

$$Q_{\text{ух}} = \frac{\lambda \cdot S \cdot (t_{\text{вып}} - t_{\text{пр}})}{\delta}, \quad (7.8)$$

$$Q_{yx} = \frac{0,41 \cdot 299 \cdot (25 - 18)}{0,3} = 2,86 \text{ кДж/ч}$$

где  $\lambda = 0,41 \text{ Вт/м} \cdot ^\circ\text{С}$  – теплопроводность стен;  
 $S =$  площадь,  $\text{м}^2$ ,  $S = 299, \text{ м}^2$   
 $\delta$  – толщина стен, м.

Избыточное тепло определяется по формуле:

$$Q_{изб} = \Sigma Q - \Sigma Q_{yx}, \quad (7.9)$$

$$Q_{изб} = \Sigma Q - \Sigma Q_{yx} = 4494 - 2860 = 1634 \text{ Дж/ч}$$

где  $\Sigma Q$  – суммарное количество поступающей в помещение явной теплоты;

$\Sigma Q_{yx}$  – суммарное количество уходящей из помещения теплоты.

Определим количество приточного воздуха при избытках тепла по формуле:

$$L_{np} = \frac{Q_{изб}}{c \cdot \rho_{np} \cdot (t_{выт} - t_{пр})} = \frac{1634}{1 \cdot 1,2 \cdot (25 - 18)} = 194,5 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Общеобменную вентиляцию характеризуют кратностью воздухообмена (1/ч), которая показывает, сколько раз в течение часа весь воздух в помещении обновится:

$$k = V_{вент} / V_{пом}, \quad (7.10)$$

$$k = 194,5 / 1074 = 0,18$$

где  $V_{вент}$  – объем поступающего в помещение (удаляемого из него) воздуха в течение 1 ч,  $\text{м}^3/\text{ч}$

$V_{пом}$  – объем помещения,  $\text{м}^3$ .

Принимаем  $k = 3$

Определим количество суммарного приточного воздуха при избытках тепла по формуле:

$$L_{пр\Sigma} = L_{np} \cdot k = 194,5 \cdot 0,18 = 35,01 \text{ м}^3/\text{ч}$$

## **Заключение**

В дипломной работе был проведен расчет по проектированию электроснабжения завода тяжелого машиностроения. Был представлен расчет нагрузок по заводу, выбор числа и мощности цеховых ТП. Предложены два варианта питания завода, произведен технико-экономический расчет и сравнение вариантов по суммарным затратам после чего из предложенных вариантов был выбран с большим напряжением (питание подходит от шин 115 кВ на ГПП, расположенную на территории завода).

Также в работе рассмотрены вопросы компенсации реактивной мощности и выбор количества и мощности компенсирующих устройств, к которым относятся батареи конденсаторов на низкой стороне и синхронные двигатели, подключенные к шинам 10 кВ. После расчета компенсации реактивной мощности был проведен уточненный расчет нагрузок по заводу.

В работе было проведено технико-экономическое сравнение вариантов схем внутреннего электроснабжения завода (магистральной и смешанной). При сравнении стоимости оборудования и кабельных линий наиболее экономически выгодной оказалась магистральная схема электроснабжения.

Рассмотрены вопросы безопасности жизнедеятельности: был проведен анализ условий труда в электроремонтном цехе, произведен расчет зануления и расчет вентиляции.

Проведено решение экономических вопросов, связанных с технико-экономическим обоснованием схемы электроснабжения и был определен срок окупаемости оборудования.

Для расчета данной работы применены ЭВМ и Интернет. Расчет проводился на ПК с применением программ: Microsoft Word, Excel, AutoCAD, MathCAD.

## Перечень сокращений и обозначений

ДСП	– дуговые сталеплавильные печи
ВБК	– высоковольтные батареи конденсаторов
ВН	– высокое напряжение
ГЛ	– газоразрядные лампы
ДРЛ	– дуговая ртутная люминесцентная
ГПП	– главная понизительная подстанция
КЗ	– короткое замыкание
КРУ	– комплектное распределительное устройство
ЛЭП	– линия электропередач
НБК	– низковольтные батареи конденсаторов
НН	– низкое напряжение
РУ	– распределительное устройство
СД	– синхронный двигатель
АРН	– автоматический регулятор напряжения
ТП	– трансформаторная подстанция
ТТ	– трансформатор тока
ЭП	– электроприемник
РПН	– регулирование напряжения под нагрузкой
NPV	– чистая текущая прибыль



## Список используемой литературы

1. Справочник по электроснабжению и электрооборудованию промышленных предприятий и общественных зданий. Под общей редакцией проф.МЭИ (ТУ) С.И.Гамазина, Б.И.Кудрина, С.А.Цырука. М.: Издательский дом МЭИ, 2010.
2. Правила устройства электроустановок РК, 2008.
3. Электроснабжение промышленных предприятий. Учебник для вузов. Б.И.Кудрин. М.: Интернет Инжиниринг, 2007.
4. Электротехнический справочник в 4 томах. Том 2. Электротехнические изделия и устройства. Под общей редакцией проф.МЭИ В.Г.Герасимова и др.- 10-е издание стереотип. М.: изд.дополненное МЭИ, 2007.
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. Защитные меры электробезопасности в электроустановках. М.: ЗАО «Энергосервис», 2006.
7. Ержанов С.И., Санатова Т.С. Безопасность жизнедеятельности. Экологический паспорт. Методические указания к выполнению расчета эколого-экономических показателей в дипломных проектах. – Алматы: АИС, 2000.
8. Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей. РД 34 РК. 20/03.501/202-04. – Астана, 2004.
9. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. РД 153-34.0-20.527-98. – Москва «Издательство НЦ ЭНАС» 2002.
10. 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.
11. Самсонов В.С., Вяткин М.А. Экономика предприятий энергетического комплекса: Учеб. для вузов. – 2-е изд. – М.: Высш. шк., 2003. – 384 с.
12. Каталог осветительных приборов компании «Световые технологии», 2010
13. Ю.Г. Барыбин, Л.Е. Федоров. Справочник по проектированию электрических сетей и электрооборудования. – М.: Энергоатомиздат, 1991. – 465с.
14. А.А. Федоров. Справочник по проектированию промышленных предприятий. – М.: Энергия, 1991. – 370с.
15. Справочник по проектированию электроснабжения Электроустановки промышленных предприятий. /Под ред. Ю.Г. Барыбина и др. – М.: Энергоатомиздат, 1990
16. Коновалова Л.Л., Рожкова Л.Д. Электроснабжение промышленных предприятий и установок. – М.: Энергоатомиздат, 1986.

17. Долин П.А. Основы техники безопасности в электрических установках. – М.: Энергоатомиздат, 2011.
18. Экономический анализ: Учебник для вузов / Под редакцией Гиляровской, Л.Т. – М: ЮНИТИ-ДАНА, 2005. – 527с.
19. Адамчук В.В. Экономика труда: Учебник. – М.: ЗАО Финстатинформ, 2002. – 431с.
20. [www.abb.ru](http://www.abb.ru)
21. [www.forca.ru](http://www.forca.ru)
22. [www.skell.ru](http://www.skell.ru)
23. [azhk.kz](http://azhk.kz)
24. Экономика отрасли. Жакупов Алмаз Аусыдыкович, Хижняк Роман Степанович. Методические указания к выполнению экономической части выпускных работ (для бакалавров, обучающихся по направлению «Электроэнергетика») Алматы АИЭС - 2009г.

## Приложение А

### Применение вычислительной техники

В данной работе применение компьютерных программ, таких как Microsoft Excel, Mathcad и другие дает быстро посчитать нужные расчеты.

Расчет эл нагр завода Нуркен [Режим совместимости] - Microsoft Excel

Электрические нагрузки по цехам щебеночного завода									
№ по плану	Наименование цеха	Кол-во ЭП <i>n</i>	Установленная мощность, кВт			Ki	cosφ	tgφ	
			Pmin	Pmax	Суммарная, Pн				
1	корпус первичного дробления 0,4 кВ	60	1	80	500	0,3	0,7	1,02	
2	корпус вторичного дробления 0,4 кВ	80	1	80	700	0,3	0,7	1,02	
3	перегрузочный узел	20	10	30	340	0,3	0,7	1,02	
4	корпус 3-го дробления	100	1	150	3200	0,3	0,7	1,02	
5	корпус промывки и сортировки	80	1	40	840	0,4	0,7	1,02	
6	склады продукции	15	1	30	150	0,2	0,5	1,73	
7	перегрузочные узлы	4	10	30	60	0,3	0,7	1,02	
8	корпус обогащения песка	30	1	40	350	0,6	0,8	0,75	
9	гараж на 25 автомашин	20	1	30	250	0,2	0,7	1,02	
10	административный корпус	20	1	20	120	0,4	0,7	1,02	
11	столовая	25	1	40	250	0,4	0,9	0,48	
12	ремонтно-механическая база	31	4	50	250	0,2	0,69	1,05	
13	компрессорная	10	150	150	1500	0,7	0,8	0,75	
14	экскаваторы карьера в 1,5 км	4	250	250	1000	0,3	0,7	1,02	

Эл. нагрузка | Расч. освет. нагрузок | Расч. сил. нагрузок | Таблицы и кривые | Распр. нагрузок по ЦТП | Расч. нагр. на шинах 10 и 6 кВ

Рисунок А.1 – Исходные данные для проектирования

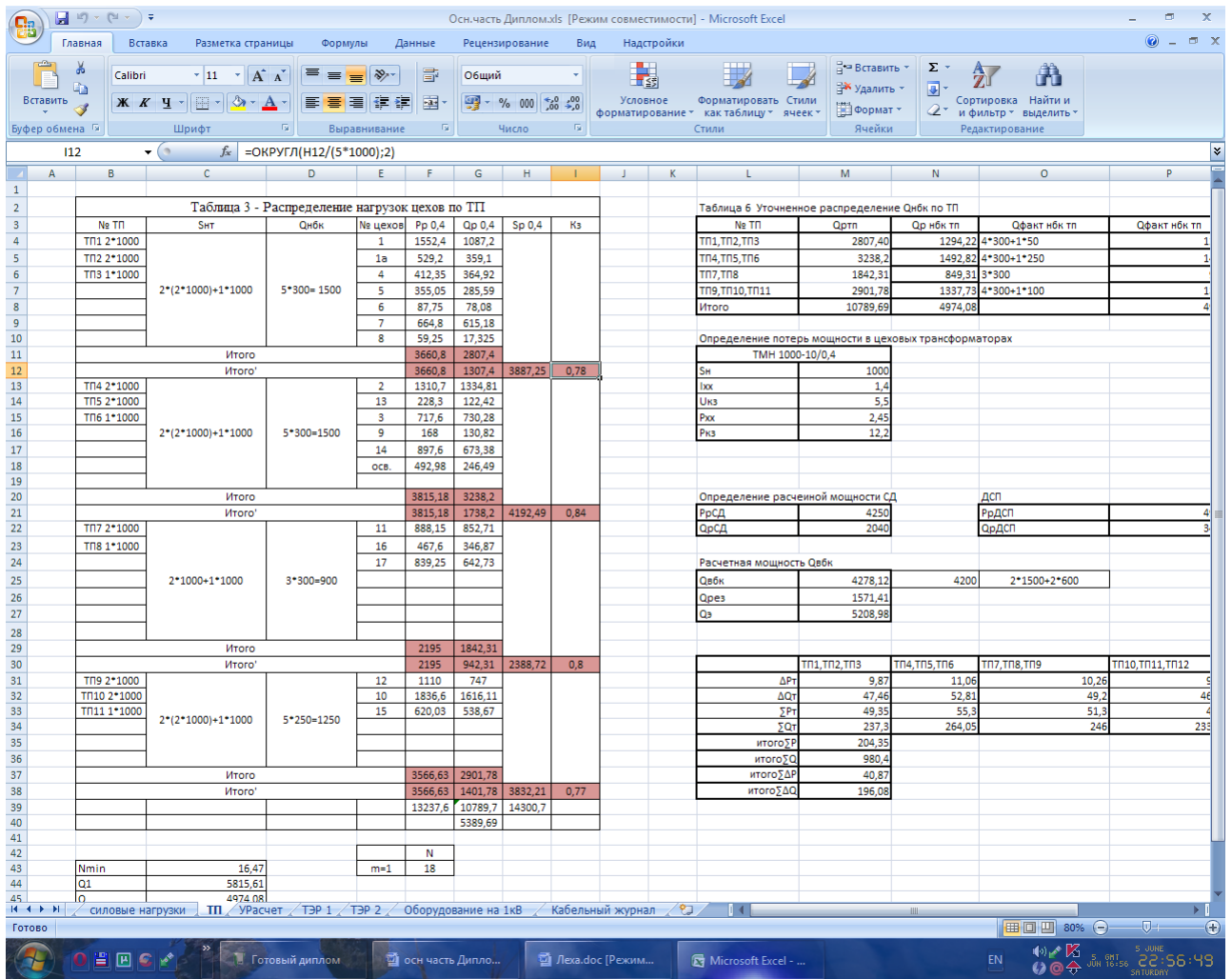


Рисунок А2 – Фрагмент листа из программы Microsoft Excel

Данные расчеты производились на ЭВМ, что позволили в краткий срок получить результат. В настоящее время без таких специальных программ не было бы возможно дальнейшее развитие науки и техники.