



МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество  
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

Факультет Заочного отделения и переподготовки специалистов  
Специальность 5В071800 - Электроэнергетика  
Кафедра Электроснабжение промышленных предприятий

ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломного проекта

Студент Уразалиев Арсен Алексеевич  
(фамилия, имя, отчество)

Тема проекта Электроснабжение завода  
электротехнических конструкции

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

Срок сдачи законченной работы «\_\_» \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

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

- а) сведения об электроприемниках в цехах завода;
- б) схема генерального плана завода электротехнических конструкций;
- в) питание завода осуществляется от ТЭЦ, на которой установлены два трехобмоточных трансформатора мощностью по 40 МВА напряжением 115/37,5/10 кВ. Мощностью энергосистемы 700 МВА.
- д) расстояние от ТЭЦ до завода 4,5 км;
- е) завод работает в две смены.

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

- 1) анализ исходных данных;
- 2) расчет электроснабжения завода;
- 3) технико-экономическое сравнение вариантов электроснабжения;
- 4) выбор коммутационного оборудования 110 и 10 кВ;
- 5) специальная часть;
- б) экономическая часть;
- 7) безопасность жизнедеятельности.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

1) генплан завода с нанесением трансформаторных подстанций и кабельных сетей;

2) однолинейная схема электроснабжения завода;

3) план и разрез ГПП;

4) по специальной части

Рекомендуемая основная литература

1. Маньков В.Д. Основы проектирования систем электроснабжения: Справочное пособие. – СПб: Электро Сервис, 2010. – 664 с.

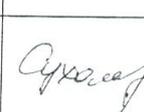
2. Гамазин С.И., Кудрин Б.И., Цырук С.А. Справочник по энергоснабжению и электрооборудованию промышленных предприятий и общественных зданий. – М.: МЭИ, 2010. – 745 с.

3. Организация предпринимательской деятельности: Учебник / Под ред. А.Н. Асаула. – СПб: Гуманистика, 2004. – 448 с.

4. Безопасность производственных процессов: Справочник / Под ред. С.В. Белова. – М.: Машиностроение, 2005. – 448 с.

5. Долин П.А. Основы техники безопасности в электроустановках: Учебное пособие для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 2010. – 448 с.

Консультанты по проекту с указанием относящихся к ним разделов

Раздел	Консультант	Сроки	Подпись
Экономическая часть	Алимжанова Л.М к.т.н., доцент	06/2014	
Безопасность жизнедеятельности	Мананбаева С.Е. ст.преподаватель		
Применение вычислительной техники	Сухамбаев А. К. к.т.н., доцент		

Г Р А Ф И К  
подготовки дипломного проекта

№ п/п	Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления руководителю	Примечание
1	<i>Анализ исходных данных</i>	<i>21.02.14 – 25.02.14</i>	
2	<i>Расчет электроснабжения завода</i>	<i>26.02.14 – 11.03.14</i>	
3	<i>Технико-экономическое сравнение вариантов электроснабжения</i>	<i>12.03.14 – 18.03.14</i>	
4	<i>Выбор коммутационного оборудования 110 и 10 кВ</i>	<i>12.03.14 – 26.03.14</i>	
5	<i>Расчет электроснабжения цеха</i>	<i>19.03.14 – 10.04.14</i>	
6	<i>Безопасность жизнедеятельности</i>	<i>20.03.14 – 01.04.14</i>	
7	<i>Экономическая часть</i>	<i>26.03.14 – 10.04.14</i>	
8	<i>Составление чертежей</i>	<i>09.04.14 – 15.04.14</i>	
9	<i>Оформление пояснительной записки</i>	<i>15.05.14 -25.0.14</i>	

Дата выдачи задания «01» октября 2013 г.

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

Руководитель \_\_\_\_\_ *(Сухамбаев А. К)*  
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Задание принял к исполнению студент \_\_\_\_\_ *(Уразалиев А. А.)*  
(подпись) (Фамилия и инициалы)

## **Аннотация**

Дипломный проект был посвящен разработке электроснабжения завода электротехнических конструкций.

Рассмотрены вопросы расчета осветительной и электрических нагрузок по заводу и расчета компенсации реактивной мощности.

Рассчитаны токи короткого замыкания и выбрано электрооборудование, с произведенной проверкой.

Принята система внешнего электроснабжения завода.

Произведен расчет электроснабжения механо-сборочного цеха завода с выбором электрооборудования. А так же рассмотрены вопросы экономики и безопасности жизнедеятельности.

## **Аңдатпа**

Дипломдық жоба электр техникалық конструкциялар зауытын электрмен жабдықтауын құруға арналған.

Зауыт бойынша жарықтандыру және электрлік жүктемелерді есептеу және реактивті қуатты компенсациялауды есептеудің сұрақтары қарастырылған.

Қысқа тұйықталу токтары есептелген және электр қондырғылары таңдалған, таңдау жүргізілген.

Зауытты сыртқы электрмен жабдықтаудың жүйесі келтірілген.

Зауыттағы механикалық-жинақтау цехының электрмен жабдықтау есебі жасалып электр қондырғылары таңдалған. Сонымен қатар экономика және өмір тіршілігінің қауіпсіздігінің сұрақтары қарастырылған.

## **Annotation**

A diploma project was sanctified to development of power supply of plant of electrical engineering constructions.

The questions of lighting calculation and electric loading on a plant and calculation of indemnification of reactive-power are considered.

The currents of short circuit are expected and an electrical equipment is chosen, with the produced verification.

The system of external power supply of plant is accepted.

The calculation of power supply of mechanical workshop of plant is produced with the choice of electrical equipment. And the questions of economy and safety of vital functions are similarly considered.

## Содержание

	Введение	7
1	Постановка задачи	8
1.1	Процесс производства на электротехническом заводе	8
1.2	Исходные данные к проектированию	9
2	Расчет электрических нагрузок электротехнического завода	10
2.1	Расчет осветительной нагрузки предприятия	10
2.2	Расчет электрических нагрузок по заводу и расчет компенсации реактивной мощности	10
2.3	Расчет на шинах 10 кВ электрических нагрузок	17
3.3.4	Выбор варианта внешнего электроснабжения	22
4	Выбор электрооборудования на напряжение $U=10\text{кВ}$	32
4.1	Расчет токов короткого замыкания	32
4.2	Выбор вводных и секционных выключателей	34
5	Расчет механосборочного цеха	44
5.1	Расчет электрических нагрузок механосборочного цеха	45
5.2	Расчет осветительной нагрузки по цеху	50
5.3	Расчет технических данных ЭП и выбор оборудования	51
5.4	Расчет токов короткого замыкания	64
5.5	Проверка оборудования по отключающей способности	68
6	Оценка эффективности схемы внешнего электроснабжения завода электротехнических конструкций	69
6.1	Цели разработки проекта	69
6.2	Тарифы на электроэнергию	69
6.3	План производства	70
6.4	Организационный и юридический план	70
6.5	Расчет технико-экономических показателей подстанции	70
6.6	Себестоимость	75
6.7	Показатели финансово-экономической эффективности инвестиций	78
7	Безопасность жизнедеятельности	84
7.1	Анализ условий работы и мероприятия по обеспечению безопасных условий труда	84
7.2	Расчет рассеивания паров серной кислоты из аккумуляторного отделения	88
	Заключение	92
	Список литературы	93
	Приложение А. Расчеты на ЭВМ	95

## **Введение**

В дипломном проекте рассматривался вопрос электроснабжения завода электротехнических конструкций.

В настоящее время идет быстрое развитие промышленного производства.

Одним из направлений является производство комплектующих к предохранителям, ограничителям перенапряжений, опорным изоляторам, сборка электрощитовой продукции.

Завод относится ко второй категории по надежности электроснабжения.

Главной задачей электроснабжения промышленных предприятий является надежное питание, качество электроэнергии, резервирование и защита отдельных элементов.

Первой задачей при проектировании сооружений и эксплуатации систем электроснабжения промышленных предприятий является проведение технико-экономических расчетов для правильного выбора питающего напряжения, определение электрических нагрузок, выбор типа, числа и мощности трансформаторных подстанций, соответственно необходимо спроектировать виды их защит, системы компенсации реактивной мощности и способы регулирования напряжения.

Современные комплексные подстанции и распределительные устройства применяемые в системе цехового распределения электроэнергии позволяют создать гибкую и надежную систему распределения электроэнергии, что позволяет сэкономить большее количество проводов и кабелей.

Совершенные системы автоматики и внедрение микропроцессорных устройств повышают надежность защиты отдельных элементов системы электроснабжения промышленных предприятий.

Проектирование современных цехов с применением новейших технологий требует от проектировщиков рационального выбора систем цехового электроснабжения с внедрением последних технологических разработок электрооборудования.

Электроприемники, преобразующие электрическую энергию в другие виды энергии, прочно занимают ведущее положение в подавляющем большинстве производственных процессов.

Эффективность производства и качество выпускаемой продукции неотемлено связано с надежностью средств производства и как правило с надежностью электрооборудования.

Соответственно производство должно быть экологически чистым и безопасным для людей, поэтому в работе рассматриваются вопросы безопасности жизнедеятельности. Экономическая эффективность производства является так же глобальным вопросом.

Следовательно, эти вопросы и будут освещены в работе.

## **1 Постановка задачи**

### **1.1 Процесс производства на электротехническом заводе**

Предприятия электротехнической промышленности отличаются большим многообразием технологических процессов.

Во первых они производят электрические генераторы и двигатели, трансформаторы и выпрямители тока, высоковольтную и низковольтную аппаратуру, электровозы, во вторых их деятельность направлена на изготовление кабельной пролукии и электропровода, а так же электроизоляционных и вакуумных изделий, электробытовых приборов и оборудования, изоляторов [1].

Центральная заводская лаборатория необходима для исследований и испытаний образцов или моделей машин, аппаратов, трансформаторов, кабелей и т. п.

Механические цехи являются ведущими наравне с обмоточными и сборочными и имеют парк специализированных, высокопроизводительных металлорежущих станков с электроприводом. Они относятся к группе обрабатывающих. Цех занимается мехобработкой.

Литейный цех относится к цехам основного производства: производство тяжелых стальных отливок, изготовление заготовок методом электрошлакового литья и изделий из металлических порошков из железграфитовых и бронзовых материалов (фасонные заготовки типа шестерня, ступица, ось).

Сборочный цех – это комплектация изделий.

Задача вспомогательных цехов – изготовление инструментальной оснастки для производственных цехов предприятия, производство запасных частей для заводского оборудования и энергетических ресурсов. Важнейшими из этих цехов являются инструментальные, ремонтные, энергетические.

В техническом изготовлении взрывозащищенной аппаратуры важную роль занимает заготовительно-сварочное производство.

Заготовительно-сварочный цех включает несколько участков для производства взрывозащищенных корпусов электрических аппаратов:

- участок раскроя и резки металла;
- участок изготовления колец;
- участок сварки и сборки корпусов станций управления и пускателей;
- участок штамповки;
- участок механической обработки;
- участок гальванопокрытий и покраски деталей и узлов.

Экспериментальный цех специализируется на разработке новых и оптимизации уже существующих процессов. Экспериментальный цех предоставляет возможность гибкого подбора параметров, в соответствии с самыми различными технологическими требованиями, и, таким образом, предлагает идеальные условия для оптимального производства образцов

будущих изделий.

## 1.2 Исходные данные к проектированию

Питание может быть осуществлено от подстанции энергосистемы, на которой установлены два трёхобмоточных трансформатора мощностью по 40 МВА, напряжением 115/37/10,5 кВ. Мощность энергосистемы 700 МВА, реактивное сопротивление системы на стороне 115 кВ, отнесенное к мощности системы, 0,25. Трансформаторы работают раздельно. Расстояние от подстанции энергосистемы до завода 4,5 км. Завод работает в две смены. Сведения об электрических нагрузках по цехам завода – таблица 1.1.

Таблица 1.1 – Электрические нагрузки по заводу

№ № п/п	Наименование	Кол-во ЭП, п	Установленная мощность, кВт	
			Одного ЭП, P <sub>н</sub>	Суммарная Σ P <sub>н</sub>
1	2	3	4	5
1	Механический цех №1	35	1-80	2200
2	Механический цех №2	60	1-50	1710
3	Механосборочный цех	50	1-40	1210
4	Штамповочный цех	40	1-100	2100
5	Сборочный цех	30	1-28	950
6	Компрессорная: СД 10 кВ	4	725	2900
7	Цех мелких серий	35	1-20	480
8	Заготовительно-сварочный цех	15	10-28	370
9	Экспериментальный цех	30	1-40	920
10	Литейный цех	50	3-80	2100
11	Электроремонтный цех	39	4,5-55	831,1
12	Центральная заводская лаборатория	20	1-40	410
13	Заводоуправление	15	1-20	150
14	Котельная	20	10-40	480
15	Материальный склад	8	1-20	80
16	Насосная	10	20-80	380

Освещение цехов и территории завода определить по площади

## 2 Расчет электрических нагрузок электротехнического завода

### 2.1 Расчет осветительной нагрузки предприятия

Расчет осветительной нагрузки при определении нагрузки предприятия производим 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:

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

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

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

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

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

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

где  $F$  – площадь пола производственного помещения,  $\text{ м}^2$ ;

$\rho_o$  – удельная расчетная мощность,  $\text{ кВт/м}^2$ , величина  $\rho_o$  зависит от рода помещения и выбирается по таблице.

Все расчетные данные заносятся в таблицу 2.1.

### 2.2 Расчет электрических нагрузок по заводу и расчет компенсации реактивной мощности

С применением метода «Упорядоченных диаграмм» производим расчет электрических нагрузок и результаты сводим в таблицу 2.2.

На основании полученных данных определим число цеховых трансформаторов и произведем компенсацию реактивной мощности на шинах 0,4 кВ.

Суммарная расчетная мощность НБК равна:

$$Q_{нбк} = Q_{нбк1} + Q_{нбк2}, \text{ квар} \quad (2.4)$$

Проектируемый завод относится ко второй категории потребителей, работает в две смены, следовательно,  $K_{з\text{ тр}} = 0,8$ .

Таблица 2.1 – Расчет осветительной нагрузки

№№ п/п	Наименование производственного помещения	Размеры помещения, длина (м) ×ширина(м)	Площадь помещения, м <sup>2</sup>	Удельная осветительная нагрузка, ρ <sub>о</sub> , кВт/м <sup>2</sup>	Коэфф ициент спроса, K <sub>с</sub>	Установлен ная мощность освещения, P <sub>уо</sub> , кВт	Расчетная мощность осветительной нагрузки		cosφ / tgφ
							P <sub>ро</sub> , кВт	Q <sub>ро</sub> , квар	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Механический цех №1	163,2x54,4	8878,1	0,018	0,8	159,8	127,8	63,9	0,9/0,5
2	Механический цех №2	163,2x38,4	6266,9	0,018	0,8	112,8	90,2	45,1	0,9/0,5
3	Механосборочный цех	163,2x24	3916,8	0,018	0,6	70,5	42,3	21,2	0,9/0,5
4	Штамповочный цех	32x107,2	3430,4	0,015	0,8	51,5	41,2	20,6	0,9/0,5
5	Сборочный цех	132,8x28,8	3824,6	0,015	0,8	57,4	45,9	22,9	0,9/0,5
6	Компрессорная: СД 10 кВ	32x40	1280,0	0,01	0,7	12,8	9,0	4,5	0,9/0,5
7	Цех мелких серий	30,4x123,2	3745,3	0,013	0,8	48,7	39,0	19,5	0,9/0,5
8	Заготовительно-сварочный цех	132,8x27,2	3367,4	0,015	0,8	50,5	40,4	20,2	0,9/0,5
9	Экспериментальный цех	32x62,4	1996,8	0,015	0,8	30,0	24,0	12,0	0,9/0,5
10	Литейный цех	62,4x134,4	8386,6	0,016	0,8	134,2	107,3	53,7	0,9/0,5
11	Электроремонтный цех	24x38,4	921,6	0,016	0,8	14,7	11,8	5,9	0,9/0,5
12	Центральная заводская лаборатория	20,8x40	832,0	0,015	0,8	12,5	10,0	5,0	0,9/0,5
13	Заводоуправление	25,6x105,6	2703,4	0,02	0,9	54,1	48,7	24,3	0,9/0,5
14	Котельная	44,8x72	3225,6	0,01	0,7	32,3	22,6	11,3	0,9/0,5
15	Материальный склад	30,4x24	729,6	0,013	0,6	9,5	5,7	2,8	0,9/0,5
16	Насосная	22,4x25,6	573,4	0,01	0,7	5,7	4,0	2,0	0,9/0,5
	Территория	248x424	51073,6	0,002	1	102,1	102,1	51,1	0,9/0,5

Таблица 2.2 – Расчет силовых нагрузок по цехам завода, U = 0,4кВ

№ цехов	Наименование цехов	Кол-во ЭП, n	Установленная мощность, кВт		m	Ки	cosφ/tgφ	Средние нагрузки		n <sub>э</sub>	K <sub>м</sub>	Расчетные нагрузки			I <sub>p</sub> , А
			P <sub>нmin</sub> ÷P <sub>нmax</sub>	ΣP <sub>н</sub>				P <sub>см</sub> , кВт	Q <sub>см</sub> , квар			P <sub>p</sub> , кВт	Q <sub>p</sub> , квар	S <sub>p</sub> , кВА	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Нагрузки напряжением 0,4 кВ															
1	Механический цех №1	35	1-80	2200	>3	0,35	0,75/0,88	770	677,6	35	1,2	924,0	677,6		
	а) силовая														
	б) осветительная														
	Итого											1051,8	741,5	1286,9	1957,6
2	Механический цех №2	60	1-50	1710	>3	0,35	0,75/0,88	598,5	526,7	60	1,14	682,3	526,7		
	а) силовая														
	б) осветительная														
	Итого											772,5	571,8	961,1	1462
3	Механосборочный цех	50	1-40	1210	>3	0,25	0,65/1,16	363	421,1	50	1,2	435,6	421,1		
	а) силовая														
	б) осветительная														
	Итого											477,9	442,2	651,1	990,4
4	Штамповочный цех	40	1-100	2100	>3	0,4	0,75/0,88	840	739,2	40	1,15	966	739,2		
	а) силовая														
	б) осветительная														
	Итого											1007,2	759,8	1261,6	1919,1
5	Сборочный цех	30	1-28	950	>3	0,25	0,75/0,88	237,5	209	30	1,3	308,8	209		
	а) силовая														
	б) осветительная														
	Итого											354,6	231,9	423,8	644,6

Продолжение таблицы 2.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
6	Компрессорная б) осветительная											9	4,5		
	Итого											9	4,5	10	15,2
7	Цех мелких серий а) силовая	35	1-20	480	>3	0,3	0,8/0,75	144	108	35	1,24	178,6	108		
	б) осветительная											39,0	19,5		
	итого											217,5	127,5	252,1	383,5
8	Заготовительно- сварочный а) силовая	15	10-28	370	>3	0,5	0,6/1,33	222	295,3	15	1,23	273,1	295,3		
	б) осветительная											40,4	20,2		
	итого											313,5	315,5	444,7	676,5
9	Экспериментальный цех а) силовая	30	1-40	920	>3	0,4	0,7/1,02	368	375,4	30	1,19	437,9	375,4		
	б) осветительная											24,0	12		
	итого											461,9	387,3	602,8	916,9
10	Литейный цех а) силовая	50	3-80	2100	>3	0,5	0,8/0,75	1050	787,5	50	1,11	1165,5	787,5		
	б) осветительная											107,3	53,7		
	итого											1272,8	841,2	1525,7	2320,8
11	Электроремонтный цех а) силовая	39	4,5-55	831,1	>3	0,4	0,8/0,75	664,8	498,6	10	1,43	950,6	548,5		
	б) осветительная											11,8	5,9		
	итого											962,4	554,4	1110,6	1689,3

Продолжение таблицы 2.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
12	Центр. заводская лаборатория а) силовая	20	1-40	410	>3	0,4	0,7/1,02	164	167,3	20	1,24	203,4	167,3		
	б) осветительная											10,0	5		
	итого											213,3	172,3	274,2	417,1
13	Заводоуправление а) силовая	15	1-20	150	>3	0,5	0,8/0,75	75	56,3	15	1,23	92,3	56,3		
	б) осветительная											48,7	24,3		
	итого											140,9	80,6	162,3	246,9
14	Котельная а) силовая	20	10-40	480	>3	0,5	0,8/0,75	288	216	20	1,2	345,6	216		
	б) осветительная											22,6	11,3		
	итого											368,2	227,3	432,7	658,2
15	Материальный склад а) силовая	8	1-20	80	<3	0,3	0,8/0,75	24	18	8	1,72	41,3	19,8		
	б) осветительная											5,7	2,8		
	итого											47,0	22,6	52,1	79,3
16	Насосная а) силовая	10	20-80	380	>3	0,6	0,8/0,75	247	185,3	10	1,26	311,2	203,8		
	б) осветительная											4,0	2,0		
	итого											315,2	205,8	376,5	572,6
	Освещение территории											102,1	51,1		
	Итого на шинах 0,4 кВ											7222,6	5238	8922	13571

$$N_{\min \tau} = \frac{7222,6}{0,8 \cdot 1000} + 0,98 = 9,02 + 0,98 = 10 \text{ трансформаторов.}$$

Экономически оптимальное число трансформаторов  $N_{TЭ}$  :

$$N_{TЭ} = N_{\min \tau} + m. \quad (2.5)$$

где  $m$ - дополнительное число трансформаторов.

С учетом технических допущений при отсутствии достоверных стоимостных показателей для практических расчетов допускается принимать  $З^*_{п/ст} = 0,5$ ;  $Kз = 0,8$ ;  $\Delta N = 0,98$ ;  $N_{\min \tau} = 10$ ; следовательно  $m = 0$ .

$$N_{TЭ} = 10 + 0 = 10$$

Определяется наибольшая реактивная мощность с учетом числа трансформаторов.

Составим схему замещения, как показано на рисунке 2.1.

По выбранному числу трансформаторов определим мощность, которую целесообразно передать через трансформаторы в сеть напряжением до 1 кВ:

$$Q_1 = Q_T = \sqrt{(Nm \cdot Kз \cdot S_{HН})^2 - Pp0,4^2} = \sqrt{(10 \cdot 0,8 \cdot 1000)^2 - 7222,6^2} = 3440 \text{ квар.}$$

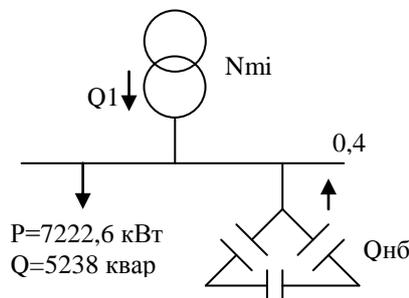


Рисунок 2.1- Схема замещения

$$Q_{нбк1} = Q_{p0,4} - Q_1 = 5238 - 3440 = 1798 \text{ квар.}$$

Дополнительная мощность НБК с учетом снижения потерь в сети:

$$Q_{нбк2} = Q_{p0,4} - Q_{нбк1} - \gamma \times N_{TЭ} \times S_{HT}.$$

где  $\gamma$  - расчетный коэффициент, определяемый в зависимости от коэффициентов  $K1$  и  $K2$ . Принимаем  $K1 = 16$ ,  $K2 = 2$ , то для радиальной схемы питания принимаем  $\gamma = 0,75$

$Q_{\text{нбк}2} = 5238 - 1798 - 0,75 \cdot 10 \cdot 1000 = -4060$  квар.  
 Принимаем  $Q_{\text{нбк}2} = 0$ , то  $Q_{\text{нбк}} = Q_{\text{нбк}1} = 1798$  квар.

Рассчитаем мощность  $Q_{\text{нбк тп}}$ :

$$Q_{\text{нбк тп}} = \frac{Q_{\text{нб}}}{N} = \frac{1798}{10} = 179,8 \approx 150 \text{ квар.}$$

Составим предварительное распределение низковольтных нагрузок по цеховым трансформаторным подстанциям и сведем п в таблицу 2.3.

Таблица 2.3 – Распределение низковольтных нагрузок по ЦТП

№ ТП S <sub>нт</sub> , Q <sub>нбк тп</sub>	№ цехов	P <sub>p</sub> 0,4, кВт	Q <sub>p</sub> 0,4, квар	S <sub>p</sub> 0,4, кВА	K <sub>3/</sub> = $\frac{S_p}{\sum S_n}$
1	2	3	4	5	6
ТП 1 (2×1000) ТП 2 (2×1000)	1	1051,8	741,5		
	2	772,5	571,8		
	3	477,9	442,2		
	6	9	4,5		
	9	461,9	387,3		
	освещ	102,1	51,1		
$\sum S_n = 4000$ кВА		2875,2	2198,4		
Q <sub>нбк</sub> = 4×150 квар			-600		
ИТОГО		2875,2	1598,4	3289,6	0,82
ТП 3 (2×1000) ТП 4 (1×1000)	4	1007,2	759,8		
	11	962,4	554,4		
	14	368,2	227,3		
	5	354,6	231,6		
	8	313,5	315,5		
$\sum S_n = 3000$ кВА		2140,6	1589,3		
Q <sub>нбк</sub> = 3×150 квар			-450		
ИТОГО		2140,6	1139,3	2424,9	0,81
ТП 5 (2×1000) ТП 6 (1×1000)	7	217,5	127,5		
	10	1272,8	841,2		
	12	213,3	172,3		
	13	140,9	80,6		
	15	47	22,6		
	16	315,2	205,8		
$\sum S_n = 3000$ кВА		2206,7	1450		
Q <sub>нбк</sub> = 3×150 квар			-450		
ИТОГО		2206,7	1000	2422,7	0,81

Проведем распределение  $Q_{\text{нбк}}$  пропорционально реактивным нагрузкам ТП:

$$Q_{\text{нбк}} = 1798 \text{ квар},$$

$$Q_{\text{р0,4}} = 5238 \text{ квар},$$

$$Q_{\text{р нбк тп1,2}} = X,$$

$$Q_{\text{рнбк тп1,2}} = \frac{2198,4 \cdot 1798}{5238} = 754,6 \text{ квар},$$

$$Q_{\text{рнбк тп3,4}} = \frac{1598,3 \cdot 1798}{5238} = 548,6 \text{ квар},$$

$$Q_{\text{рнбк тп5,6}} = \frac{1450 \cdot 1798}{5238} = 497,7 \text{ квар}.$$

Уточним  $Q_{\text{нбк}}$  для ТП1, ТП2:  $Q_{\text{нбктп1,2(факт)}} = 4 \times 200 = 800 \text{ квар}$

Уточним  $Q_{\text{нбк}}$  для ТП3, ТП4:  $Q_{\text{нбктп3,4(факт)}} = 3 \times 200 = 600 \text{ квар}$

Уточним  $Q_{\text{нбк}}$  для ТП5, ТП6:  $Q_{\text{нбктп5,6(факт)}} = 3 \times 150 = 450 \text{ квар}$

Результаты расчетов сводим в таблицу 2.4.

Таблица 2.4 – Уточненное распределение  $Q_{\text{нбк}}$  по ТП

№ ТП	$Q_{\text{ртп}}$ , квар	$Q_{\text{рнбктп}}$ , квар	$Q_{\text{факт нбктп}}$ , квар	$Q_{\text{несктп}}$ , квар
1	2	3	4	5
ТП1, ТП2	2198,4	754,6	$4 \times 200 = 800$	1398,4
ТП3, ТП4	1598,3	548,6	$3 \times 200 = 600$	998,3
ТП5, ТП6	1450	497,7	$3 \times 150 = 450$	1000
ИТОГО	5246,7	1800,9	1850	3396,7

$$Q_{\text{несктп}} = Q_{\text{р тп}} - Q_{\text{факт нбк тп}}. \quad (2.6)$$

### 2.3 Расчет на шинах 10 кВ электрических нагрузок

Потери активной и реактивной мощности в трансформаторе:

$$\Delta P_{\text{T}} = \Delta P_{\text{xx}} + \Delta P_{\text{кз}} \times K_3^2. \quad (2.7)$$

$$\Delta Q_{\text{T}} = \Delta Q_{\text{xx}} + \Delta Q_{\text{кз}} \times K_3^2 = \frac{I_{\text{xx}}}{100} \times S_{\text{нт}} + \frac{U_{\text{кк}}}{100} \times S_{\text{нт}} \times K_3^2. \quad (2.8)$$

Выбираем трансформаторы типа ТМЗ-1000-10/0,4 с паспортными данными:  
 $S_{HT}=1000\text{кВА}$ ;  $I_x=1,4\%$ ;  $U_{кз}=5,5\%$ ;  $\Delta P_{xx}=2,45\text{кВт}$ ;  $\Delta P_{кз}=12,2\text{ кВт}$ .

Выполним расчеты для всех выбранных ТП:

- ТП1, ТП2:  $Kз=0,82$ ; количество трансформаторов  $N=4$

$$\Delta P_T=2,45+12,2\times 0,822=9,4\text{ кВт},$$

$$\sum \Delta P_{ТП1,2}=4\times 10,6=42,4\text{ кВт},$$

$$\Delta Q_T=\frac{1,4}{100}\times 1000+\frac{5,5}{100}\times 1000\times 0,822=50,9\text{ квар},$$

$$\sum \Delta Q_{ТП1,2}=4\times 50,9=203,6\text{ квар}.$$

- ТП3, ТП4:  $Kз=0,81$ ; количество трансформаторов  $N=3$

$$\Delta P_T=2,45+12,2\times 0,812=10,4\text{ кВт},$$

$$\sum \Delta P_{ТП3,4}=3\times 10,4=31,2\text{ кВт},$$

$$\Delta Q_T=\frac{1,4}{100}\times 1000+\frac{5,5}{100}\times 1000\times 0,812=50,1\text{ квар},$$

$$\sum \Delta Q_{ТП3,4}=3\times 50,1=150,3\text{ квар}.$$

- ТП5, ТП6:  $Kз=0,81$ ; количество трансформаторов  $N=3$

$$\Delta P_T=2,45+12,2\times 0,812=10,4\text{ кВт},$$

$$\sum \Delta P_{ТП5,6}=3\times 10,4=31,2\text{ кВт},$$

$$\Delta Q_T=\frac{1,4}{100}\times 1000+\frac{5,5}{100}\times 1000\times 0,812=50,1\text{ квар},$$

$$\sum \Delta Q_{ТП5,6}=3\times 50,1=150,3\text{ квар}.$$

Определим суммарные потери мощности:

$$\sum_1^6 \Delta P_{mp}=\sum \Delta P_{ТП1,2}+\sum \Delta P_{ТП3,4}+\sum \Delta P_{ТП5,6}=42,4+31,2+31,2=104,8\text{ кВт},$$

$$\sum_1^6 \Delta Q_{mm}=\sum \Delta Q_{ТП1,2}+\sum \Delta Q_{ТП3,4}+\sum \Delta Q_{ТП5,6}=203,6+150,3+150,3=504,2\text{ квар}.$$

Для определения расчетных мощностей синхронных двигателей выполним следующие расчеты:

- расчетная активная мощность СД:

$$P_{p\ cд} = P_{н\ cд} \times K_3 \times N$$

- расчетная реактивная мощность СД:

$$Q_{p\ cд} = P_{н\ cд} \times K_3 \times N \times \operatorname{tg} \varphi$$

где  $P_{н\ cд} = 725$  кВт;  $N = 4$ ; коэффициент загрузки  $K_3 = 0,85$ ;  $\cos \varphi = 0,9$ .

$$P_{p\ cд} = 725 \times 0,85 \times 4 = 2465 \text{ кВт},$$

$$Q_{p\ cд} = 725 \times 0,85 \times 4 \times 0,48 = 1183,2 \text{ квар.}$$

*Определение мощности высоковольтных батарей конденсаторов*  
Составим уравнение баланса реактивной мощности на шинах 10 кВ:

$$Q_{вбк} = Q_{p0,4} + \Sigma \Delta Q_{тр} + Q_{рез} - Q_{э} - Q_{нбк} - Q_{сд}$$

Резервная мощность:

$$Q_{рез} = 0,1 \times \Sigma Q_{расч} = 0,1 \times (Q_{p0,4} + \Sigma \Delta Q_{тр}) = 0,1 \times (5238 + 504,2) = 574,2 \text{ квар.}$$

Мощность от энергосистемы:

$$Q_{э} = (0,23 - 0,25) \times \Sigma P_p = 0,25 \times (P_{p0,4} + \Sigma \Delta P_{тр} + P_{p\ cд}) = 0,25 \times (7222,6 + 104,8 + 2465) = 2448,1 \text{ квар.}$$

Из уравнения баланса реактивной мощности найдем  $Q_{вбк}$ :

$$Q_{вбк} = 5238 + 504,2 + 574,2 - 2448,1 - 1798 - 1183,2 = 887,1 \text{ квар.}$$

Для компенсации реактивной мощности на шинах 6 кВ выберем ВБК маркой УК-10-450-2ЛУЗ  $Q_{вбк} = 2 \times 450 = 900$  квар

Уточненные расчетные нагрузки по заводу представлены в таблице 2.5.

Таблица 2.5 – Расчет уточненной мощности по заводу электротехнических конструкций

№№ТП, СНТ, Q <sub>БК</sub> ТП	№№ цеха	n	P <sub>n min</sub> – P <sub>n max</sub>	ΣP <sub>н</sub>	Ки	Средняя мощность		n <sub>3</sub>	Км	Расчетные мощности			Кз
						P <sub>см</sub> , кВт	Q <sub>см</sub> , квар			P <sub>р</sub> , кВт	Q <sub>р</sub> , квар	S <sub>р</sub> , кВА	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
ТП1, ТП2 (4×1000 кВА)	1	35	1-80	2200		770	677,6						
	2	60	1-50	1710		598,5	526,7						
	3	50	1-40	1210		363	421,1						
	9	30	1-40	920		368	375,4						
			175	1-80	6040	0,3	2099,5	2000,8	151	1,08	2267,4	2000,8	
Освещение: Освещение территории										293,3	146,6		
Q <sub>нБК</sub>										102,1	51,1		
Итого										-800			
										2662,8	1398,5	3007,7	0,75
ТП3, ТП4 (3×1000 кВА)	4	40	1-100	2100		840	739,2						
	5	30	1-28	950		237,5	209						
	8	15	10-28	370		222	295,3						
	11	39	4,5-55	831,1		664,8	498,6						
	14	20	10-40	480		288	216						
Силовая:		140	1-100	4049,1	0,4	1647,1	1504,4	80	1,1	1811,8	1504,4		
Освещение:										161,9	80,9		
Q <sub>нБК</sub>										-600			
Итого										1973,7	985,3	2206	0,74

Продолжение таблицы 2.5

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
ТП5, ТП6 (3×1000 кВА)	7	35	1-20	480		144	108						
	10	50	3-80	2100		1050	787,5						
	12	20	1-40	410		164	167,3						
	13	15	1-20	150		75	56,3						
	15	8	1-20	80		24	18						
	16	10	20-80	380		247	185,3						
Силовая:		138	1-80	3600	0,5	1704	1322,4	90	1,09	1857,3	1322,4		
Освещение:										214,7	107,3		
Q <sub>нБК</sub>											-450		
Итого										2072	979,7	2291,9	0,76
Итого на шинах 0,4 кВ										6708,5	3363,5		
ΣΔP <sub>T</sub> , ΣΔQ <sub>T</sub>										104,8	504,2		
Нагрузка 0,4 кВ, приведенная к шинам 10 кВ.										6813,3	3867,7		
Компрессорная	6	4	725	2900						2465	-1183,2		
ВБК											-900		
Всего по заводу										9278,3	1784,5	9448,3	

### 3 Выбор варианта внешнего электроснабжения

С учетом задания составим схему внешнего электроснабжения, как показано на рисунке 3.1.

Рассмотрим питание от сети 110 кВ.

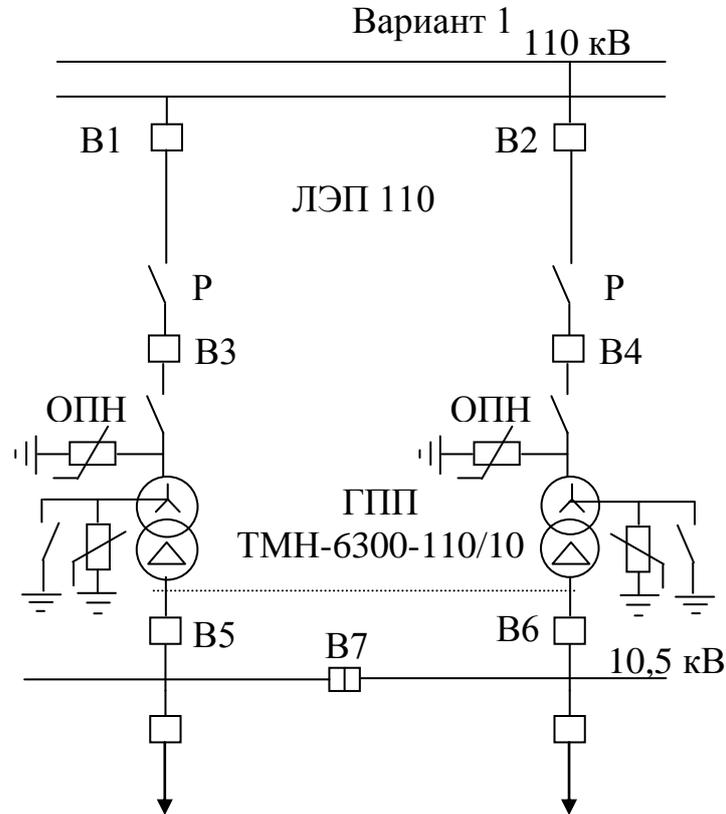


Рисунок 3.1 –Схема электроснабжения

Выбираем трансформаторы ГПП:

$$S_{\text{грп гпп}} = \sqrt{Pp^2 + Q\vartheta^2} = \sqrt{9278,3^2 + 2448,1^2} = 9595,8 \text{ кВА.}$$

Принимаем трансформаторы 2×6300 кВА:

$$K_3 = \frac{S_{\text{грп гпп}}}{2 \cdot S_{\text{ннт}}} = \frac{9595,8}{2 \cdot 6300} = 0,76.$$

ТМН-6300/110

$$S_{\text{н тр}} = 6300 \text{ кВА; } K_3 = 0,7.$$

Паспортные данные трансформаторов:  $S_{\text{н}} = 6,3 \text{ кВА}$ ;  $\Delta P_{\text{xx}} = 13 \text{ кВт}$ ;  $\Delta P_{\text{кз}} = 50 \text{ кВт}$ ;  $U_{\text{вн}} = 110 \text{ кВ}$ ;  $U_{\text{нн}} = 11 \text{ кВ}$ ;  $U_{\text{кз}} = 10,5\%$ ;  $I_{\text{xx}} = 1\%$ .

Рассчитаем потери мощности в этих трансформаторах:

$$\Delta P_{\text{тр гпп}}=2(\Delta P_{\text{хх}}+\Delta P_{\text{кз}} \cdot K_3^2)=2(13+50 \times 0,76^2)=83,7 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_{\text{тр гпп}}=2\left(\frac{I_{\text{хх}}}{100} \times S_{\text{НТ}}+\frac{U_{\text{кк}}}{100} \times S_{\text{Н}} \times K_3^2\right)=2\left(\frac{1}{100} \times 6300+\frac{10,5}{100} \times 6300 \times 0,76^2\right)=890 \text{ квар}.$$

Найдем потери электроэнергии в трансформаторах ГПП:

$$\Delta W_{\text{тр гпп}}=2(\Delta P_{\text{хх}} \times T_{\text{вкл}}+\Delta P_{\text{кз}} \times \tau \times K_3^2).$$

где  $\tau=(0,124+\frac{T_{\text{м}}}{10000})2 \times 8760=2405 \text{ ч}$  - время максимальных потерь

$$\Delta W_{\text{тр гпп}}=2(13 \times 4000+50 \times 2405 \times 0,76^2)=242912 \text{ кВт ч}.$$

Выберем сечение линии электропередач:

Мощность проходящую по ЛЭП:

$$S_{\text{лэп}}=\sqrt{(P_{\text{р}}+\Delta P_{\text{тр гпп}})^2+Q_{\text{э}}^2}=\sqrt{(9278,3+83,7)^2+2448,1^2}=9676,7 \text{ кВА}.$$

Расчетный ток одной линии:

$$I_{\text{р}}=\frac{S_{\text{р}}}{2\sqrt{3}U_{\text{н}}}=\frac{9676,7}{2\sqrt{3} \cdot 115}=24,3 \text{ А}.$$

Аварийный ток:

$$I_{\text{ав}}=2 \times I_{\text{р}}=2 \times 24,3=48,6 \text{ А}$$

- определим сечение по экономической плотности тока:

$$F_{\text{э}}=I_{\text{р}}/J_{\text{э}}=24,3/1,1=22,1 \text{ мм}^2,$$

где  $J_{\text{э}}=1,1 \text{ А/мм}^2$  ( $A1$ ,  $T_{\text{м}}=4000 \text{ ч}$ )

Выбираем провод сечением  $25 \text{ мм}^2$

- по условию потерь на корону для ВЛ-110 кВ сечение должно быть не менее  $70 \text{ мм}^2$ .

Принимаем провод АС-70 с  $I_{\text{доп}}=265 \text{ А}$

- проверим провод по рабочему току:  $I_{\text{доп}} \text{ пров} \geq I_{\text{р}}$  ( $265 \text{ А} > 24,3 \text{ А}$ )

- проверим провод по аварийному режиму:

$$I_{доп\ ав} \geq I_{ав}, (344,5A > 48,6A),$$

$$\text{где } I_{доп\ ав} = 1,3 \times I_{доп} = 1,3 \times 265 = 344,5A$$

Определим потери электроэнергии в ЛЭП-110 кВ:

$$\Delta W_{лэп} = 2(3I_p^2 \times R \times 10^{-3} \times \tau) = 2 \times 3 \times 24,3^2 \times 2,07 \times 10^{-3} \times 2405 = 16637 \text{ кВт ч},$$

$$R = r_0 \times l = 0,46 \times 4,5 = 2,07 \text{ Ом}.$$

Расчет токов короткого замыкания проведем для выбора оборудования, для этого составим схему замещения представленную на рисунке 3.2.:

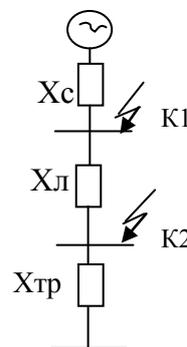


Рисунок 3.2 – Схема замещения

$$S_b = 100 \text{ МВА}; U_b = 115 \text{ кВ}; X_c = 0,25 \text{ о.е.},$$

$$I_b = \frac{S_b}{\sqrt{3}U_b} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,5 \text{ кА}.$$

Сопротивление ЛЭП:

$$X_{лэп} = X_0 \times l \times S_b / U_{cp}^2 = 0,34 \times 4,5 \times 100 / 115^2 = 0,01 \text{ о.е.}$$

Действующее значение тока кз в точке К1:

$$I_{к1} = \frac{I_b}{X_c} = 0,5 / 0,25 = 2 \text{ кА}.$$

Ударный ток кз:

$$i_{уд1} = \sqrt{2} K_{уд} \times I_{к1} = \sqrt{2} \times 1,8 \times 2 = 5 \text{ кА}$$

Мощность кз в точке К1:

$$S_{к1} = \sqrt{3} U_6 \times I_{к1} = \sqrt{3} \times 115 \times 2 = 397 \text{ МВА}$$

Действующее значение тока кз в точке К2:

$$I_{к2} = \frac{I_6}{X_c + X_{лэн}} = \frac{0,5}{0,25 + 0,01} = 1,4 \text{ кА.}$$

Ударный ток кз:  $i_{уд2} = \sqrt{2} K_{уд} \times I_{к2} = \sqrt{2} \times 1,8 \times 1,4 = 3,6 \text{ кА}$

Мощность кз в точке К2:  $S_{к2} = \sqrt{3} U_6 \times I_{к2} = \sqrt{3} \times 115 \times 1,4 = 278 \text{ МВА}$

Произведем выбор выключатели В1, В2 и сведем в таблицу 3.1:

Таблица 3.1 – Выбираем выключатели типа МКП-110-630-20У1

Паспортные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 110 \text{ кВ}$ $I_H = 630 \text{ А}$ $I_{откл} = 20 \text{ кА}$ $I_{дин} = 52 \text{ кА}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$ $I_{ав} = 48,6 \text{ А}$ $I_{к1} = 2 \text{ кА}$ $i_{уд1} = 5 \text{ кА}$	$U_H \geq U_p$ $I_H \geq I_{ав}$ $I_{откл} \geq I_{к1}$ $I_{дин} \geq i_{уд1}$

Произведем выбор разъединителей 110 кВ и сведем в таблицу 3.2:

Таблица 3.2 – Выбираем разъединители типа РНД32-СК-110/1000 У1

Паспортные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 110 \text{ кВ}$ $I_H = 1000 \text{ А}$ $I_{скв.ампл.} = 80 \text{ кА}$ $I_{пред.терм. ст.} = 31,5 \text{ кА}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$ $I_{ав} = 48,6 \text{ А}$ $i_{уд2} = 3,6 \text{ кА}$ $I_{к2} = 1,4 \text{ кА}$	$U_H \geq U_p$ $I_H \geq I_{ав}$ $I_{скв.ампл.} \geq i_{уд2}$ $I_{пред.терм. ст.} \geq I_{к2}$

Произведем выбор ограничителей перенапряжения:

ОПНП-110/420/56-10 УХЛ1,  $U_H = 110 \text{ кВ}$ .

Определим капитальные затраты на выбранное оборудование:

Затраты на трансформаторы ГПП:

$$K_{тр \text{ гпп}} = 2 \times 36,8 = 73,6 \text{ тыс у.е.}$$

Затраты на ЛЭП-110 кВ:

$$K_{лэп110} = 1 \times K_{лэп} = 4,5 \times 11 = 49,5 \text{ тыс.у.е.}$$

Затраты на выключатели В1, В2:

$$K_{В1,В2} = 2 \times 16,24 = 32,48 \text{ тыс.у.е.}$$

Затраты на разъединители и ОПН:

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

Суммарные затраты:

$$\Sigma KI = K_{\text{тр.гпп}} + K_{\text{лэп110}} + K_{\text{В1,В2}} + K_{\text{ввод}} = 73,6 + 49,5 + 32,48 + 9,52 = 165,1 \text{ тыс. у. е.}$$

Приведенные затраты определяются в экономической части дипломного проекта.

Рассмотрим схему электроснабжения предприятия с линии электропередачи с напряжением 35 кВ, как показано на рисунке 3.3.

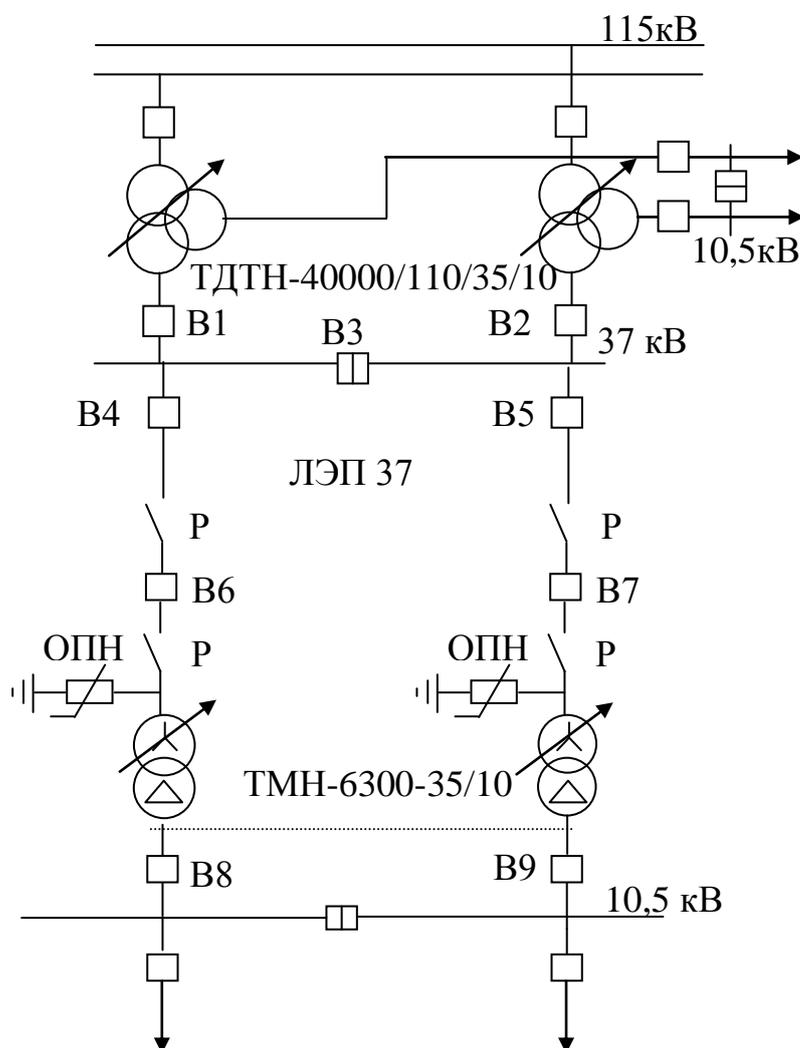


Рисунок 3.3 –Схема электроснабжения от ЛЭП 35 кВ

Суммарные затраты:

$$K_{II} = K_{\text{тр.гпп}} + K_{\text{лэп37}} + K_{\text{В4,В5}} + K_{\text{р}} + K_{\text{од}} + K_{\text{кз}} + \gamma_1 K_{\text{трэн.сист.}} + \gamma_2 K_{\text{В1,В2}} + \gamma_3 K_{\text{В3.}}$$

Для выбора трансформаторов ГПП рассмотрим два трансформатора типа ТД-6300/35:  $S_{н\ tr}=6300$  кВА;  $K_3=0,76$

Паспортные данные трансформаторов:  $S_{н}=6300$  кВА;  $U_{вн}=35$ кВ;  $U_{нн}=11$  кВ,  $\Delta P_{xx}=9,4$  кВт;  $\Delta P_{кз}=46,5$  кВт;  $U_{кз}=7,5\%$ ;  $I_{xx}=0,9\%$ .

Рассчитаем потери мощности в этих трансформаторах:

$$\Delta P_{тр\ гпп}=2(\Delta P_{xx}+\Delta P_{кз}\times K_3^2)=2(9,4+46,5\times 0,76^2)=72,5\text{ кВт},$$

$$\begin{aligned}\Delta Q_{тр\ гпп}&=2\left(\frac{I_{xx}}{100}\times S_{н\ tr}+\frac{U_{кк}}{100}\times S_{н}\times K_3^2\right)= \\ &=2\left(\frac{0,9}{100}\times 6300+\frac{7,5}{100}\times 6300\times 0,76^2\right)=659\text{ квар}.\end{aligned}$$

Потери электроэнергии:

$$\Delta W_{тр\ гпп}=2(\Delta P_{xx}\times T_{вкл}+\Delta P_{кз}\times \tau\times K_3^2),\text{ где } \tau=2405\text{ч},$$

$$\Delta W_{тр\ гпп}=2(9,4\times 4000+46,5\times 2405\times 0,76^2)=204388\text{ кВт ч}.$$

Выбор сечение ЛЭП-35 кВ проводим по той же методике как выполнялось ранее.

Определим мощность, проходящую по ЛЭП:

$$S_{лэп}=\sqrt{(P_p+\Delta P_{тр\ гпп})^2+Q_{\Sigma}^2}=\sqrt{(9278,3+72,5)^2+2448,1^2}=9665,9\text{ кВА}.$$

Расчетный ток одной линии:

$$I_p=\frac{S_p}{2\sqrt{3}U_n}=\frac{9665,9}{2\sqrt{3}\cdot 37}=85,5\text{ А}.$$

Аварийный ток:

$$I_{ав}=2\times I_p=2\times 85,5=171\text{ А}.$$

Сечение по экономической плотности тока:

$$F_{\Sigma}=I_p/J_{\Sigma}=85,5/1,1=77,7\text{ мм}^2,\text{ где } J_{\Sigma}=1,1\text{ А/мм}^2$$

Выбираем провод сечением  $95\text{ мм}^2$  ( $I_{доп}=330\text{ А}$ )

По условию потерь на корону для ВЛ-35 кВ –  $70\text{ мм}^2$ .

Принимаем провод АС-95 с  $I_{доп}=330\text{ А}$

Проверим провод по пропускной способности:  $I_{доп.пров}\geq I_p$  ( $330\text{ А}>85,5\text{ А}$ )

Проверим провод по аварийному режиму:

$$I_{\text{доп ав}} \geq I_{\text{ав}},$$

где  $I_{\text{доп ав}} = 1,3 \times I_{\text{доп}} = 1,3 \times 330 = 429 \text{ А}$ , ( $429 \text{ А} > 171 \text{ А}$ )

Определим потери электроэнергии в ЛЭП-35 кВ:

$$\Delta W_{\text{ЛЭП}} = 2(3I_p^2 \times R \times 10^{-3} \times \tau) = 2 \times 3 \times 85,5^2 \times 2,07 \times 10^{-3} \times 2405 = 218357 \text{ кВт ч},$$

$$R = r_0 \times l = 0,46 \times 4,5 = 2,07 \text{ Ом}.$$

Выбираем трансформаторы энергосистемы типа ТДТН-40000/110/37/6,3 с паспортными данными:  $S_H = 40000 \text{ кВА}$ ;  $U_{BH} = 115 \text{ кВ}$ ;  $U_{CH} = 38,5 \text{ кВ}$ ;  $U_{HH} = 11 \text{ кВ}$ ;  $\Delta P_{XX} = 63 \text{ кВт}$ ;  $\Delta P_{K3} = 230 \text{ кВт}$ ;  $U_{KB-H} = 17\%$ ;  $U_{KB-C} = 10,5\%$ ;  $U_{KC-H} = 6\%$ .

Найдем  $\gamma_1$ -коэффициент долевого участия проектируемого завода в мощности трансформаторов энергосистемы:

$$\gamma_1 = \frac{S_{\text{ЛЭП}_{35}}}{2 * S_{\text{НОМТР}}} = \frac{9665,9}{2 \times 40000} = 0,13.$$

Долевым участием в потерях  $\Delta P$  и  $\Delta Q$  в трансформаторах энергосистемы пренебрегаем

Выбираем выключатели, разъединители, отделители, короткозамыкатели на напряжение 35 кВ:

Для выбора оборудования рассчитаем ток КЗ по схеме замещения показанной на рисунке 3.4:

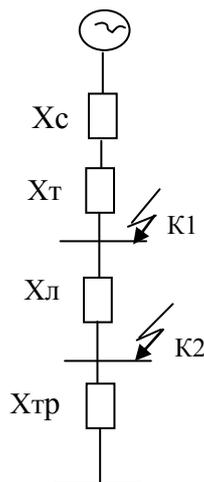


Рисунок 3.4 – Схема замещения

Примем :  $S_6 = 100 \text{ МВА}$ ;  $U_6 = 37 \text{ кВ}$ ;  $X_c = 0,25 \text{ о.е.}$   
Тогда:

$$I\bar{\sigma} = \frac{S\bar{\sigma}}{\sqrt{3}U\bar{\sigma}} = 1,5 \text{ кА.}$$

$$X_{л\bar{\sigma}} = X_0 \times 1 \times S\bar{\sigma}/U_{cp}^2 = 0,34 \times 4,5 \times 100/372 = 0,11 \text{ о.е.}$$

$$X_{тр\text{ сист}} = U_{в-с} \times S\bar{\sigma}/100 \times S_{н\text{ тр}} = 10,5 \times 100/100 \times 40 = 0,26 \text{ о.е.}$$

Рассчитаем действующее значение тока кз в точке К1:

$$I_{к1} = \frac{I\bar{\sigma}}{X_c + X_{тр}} = \frac{1,5}{0,25 + 0,26} = 2,9 \text{ кА.}$$

Ударный ток кз:

$$i_{уд1} = \sqrt{2} K_{уд} \times I_{к1} = \sqrt{2} \times 1,8 \times 2,9 = 7,4 \text{ кА.}$$

Мощность кз в точке К1:

$$S_{к1} = \sqrt{3} U\bar{\sigma} \times I_{к1} = \sqrt{3} \times 37 \times 2,9 = 185 \text{ МВА.}$$

Действующее значение тока кз в точке К2:

$$I_{к2} = \frac{I\bar{\sigma}}{X_c + X_{тр} + X_{л\bar{\sigma}}} = \frac{1,5}{0,25 + 0,26 + 0,11} = 2,4 \text{ кА.}$$

Ударный ток кз:

$$i_{уд2} = \sqrt{2} K_{уд} \times I_{к2} = \sqrt{2} \times 1,8 \times 2,4 = 6,1 \text{ кА.}$$

Мощность кз в точке К2:

$$S_{к2} = \sqrt{3} U\bar{\sigma} \times I_{к2} = \sqrt{3} \times 37 \times 2,4 = 153 \text{ МВА.}$$

Выключатели В1, В2 выбираем по аварийному току трансформаторов системы, т.е.  $2 \times 20 = 40$  МВА.

Найдем ток, проходящий через выключатели В1 и В2:

$$I_{авВ1,В2} = \frac{S_{автр}}{\sqrt{3} * U_{н}} = \frac{2 \cdot 20 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 37} = 624 \text{ А.}$$

Характеристики выключателей сведем в таблиц 3.3.

Таблица 3.3 – Выбираем выключатели В1, В2 типа МКП-35-1000-25 У1

Паспортные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H=35$ кВ $I_H=1000$ А $I_{откл}=25$ кА $I_{дин}=25$ кА	$U_p=35$ кВ $I_{автр сист}=624$ А $I_{к1}=2,9$ кА $i_{уд1}=7,4$ кА	$U_H \geq U_p$ $I_H \geq I_{автр сист}$ $I_{откл} \geq I_{к1}$ $I_{дин} \geq i_{уд1}$

Найдем ток, проходящий через выключатель В3:

$$I_{В3} = \frac{I_{ав}}{2} = \frac{624}{2} = 312 \text{ А.}$$

Характеристики выключателей сведем в таблицк 3.4.

Таблица 3.4 – Выбираем выключатель типа МКП-35-630-10 У1

Паспортные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H=35$ кВ $I_H=630$ А $I_{откл}=10$ кА $I_{дин}=20$ кА	$U_p=35$ кВ $I_{автр сист}=312$ А $I_{к1}=2,9$ кА $i_{уд1}=7,4$ кА	$U_H \geq U_p$ $I_H \geq I_{автр сист}$ $I_{откл} \geq I_{к1}$ $I_{дин} \geq i_{уд1}$

Коэффициенты долевого участия:

$$\gamma_{2В1,В2} = \frac{I_{авзав}}{I_{НОМВЫКЛ}} = \frac{151}{1000} = 0,15; \quad \gamma_{3В3} = \frac{I_{рзав}}{I_{НОМВ3}} = \frac{75,5}{630} = 0,12.$$

Выключатели В4, В5 выбираем по аварийному току завода,  $I_{ав зав}=151$  Аэ  
 Характеристики выключателей сведем в таблицк 3.5, а разъединителей -3.6.

Таблица 3.5 – Выбираем выключатели типа МКП-35-630

Паспортные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H=35$ кВ $I_H=630$ А $I_{откл}=10$ кА $I_{дин}=20$ кА	$U_p=35$ кВ $I_{авзав}=151$ А $I_{к1}=2,9$ кА $i_{уд1}=7,4$ кА	$U_H \geq U_p$ $I_H \geq I_{авзав}$ $I_{откл} \geq I_{к1}$ $I_{дин} \geq i_{уд1}$

Таблица 3.6 – Выбираем разъединители типа РНДЗ-2-35/1000У1

Паспортные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H=35$ кВ $I_H=1000$ А $I_{скв.ампл.}=63$ кА $I_{пред.терм. ст.}=25$ кА	$U_p=35$ кВ $I_{ав}=151$ А $i_{уд2}=6,1$ кА $I_{к2}=2,4$ кА	$U_H \geq U_p$ $I_H \geq I_{ав}$ $I_{скв.ампл.} \geq i_{уд2}$ $I_{пред.терм. ст} \geq I_{к2}$

Определим капитальные затраты на выбранное оборудование:  
Затраты на трансформаторы ГПП:

$$K_{\text{тр гпп}}=2 \times 21=42 \text{ тыс у.е.}$$

Затраты на ЛЭП-35 кВ:

$$K_{\text{лэп35}}=1 \times K_{\text{лэп}}=4,5 \times 12,5=56,25 \text{ тыс.у.е.}$$

Затраты на выключатели В4,В5:

$$K_{\text{В4,В5}}=2 \times 5,54=11,08 \text{ тыс.у.е.}$$

Затраты на разъединители и ОПН:

$$K_{\text{ввод}}=2 \times 5,18=10,36 \text{ тыс.у.е.}$$

Затраты на трансформаторы системы:

$$K_{\text{тр сист}}=\gamma_1 \times 2 \times K_{\text{тр}}=0,13 \times 2 \times 107,2=27,87 \text{ тыс.у.е.}$$

Затраты на выключатели В1,В2:

$$K_{\text{В1,В2}}=\gamma_2 \times 2 \times K_{\text{В1,В2}}=0,15 \times 2 \times 5,54=1,66 \text{ тыс.у.е.}$$

Затраты на выключатель В3:

$$K_{\text{В3}}=\gamma_3 \times K_{\text{В3}}=0,12 \times 5,54=0,66 \text{ тыс.у.е.}$$

Суммарные затраты:

$$\begin{aligned} \Sigma K_{\text{ц}} &= K_{\text{тр гпп}} + K_{\text{лэп35}} + K_{\text{В4,В5}} + K_{\text{ввода}} + K_{\text{тр сист}} + K_{\text{В1,В2}} + K_{\text{В3}} = \\ &= 42 + 56,25 + 11,08 + 10,36 + 27,87 + 1,66 + 0,66 = 149,88 \text{ тыс.у.е.} \end{aligned}$$

Приведенные затраты определяются в экономической части дипломного проекта:.

По произведенным расчетам пришли к выводу что проходит I вариант, так как он имеет минимальные потери.

## 4 Выбор электрооборудования на напряжение U=10кВ

### 4.1 Расчет токов короткого замыкания

Для выбора оборудования необходимо произвести расчет ТКЗ на шинах ГПП предприятия, как показано на рисунке 4.1.

Расчет токов короткого замыкания  $I_{кз}$  ( $U=10,5$  кВ) с учетом подпитки от СД.

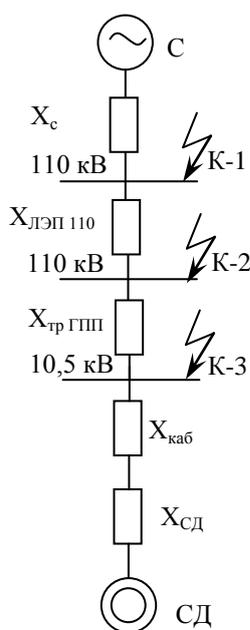


Рисунок 4.1 – Схема расчета токов короткого замыкания

$$S_6=100 \text{ МВА}; U_6=10,5 \text{ кВ}; X_c=0,25 \text{ о.е.},$$

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \times U_n} = \frac{100}{\sqrt{3} \times 10,5} = 5,5 \text{ кА.}$$

Токи КЗ в точке К-1, К-2 рассчитаны выше, то остается рассчитать токи в точки К-3.

$$X_{ЛЭП} = X_0 \times l \times S_6 / U_{cp}^2 = 0,34 \times 4,5 \times 100 / 115^2 = 0,01 \text{ о.е.},$$

$$X_{тр ГПП} = U_k \times S_6 / 100 \times S_{н тр} = 7,5 \times 100 / 100 \times 6,3 = 1,19 \text{ о.е.},$$

$$I'_{к-3} = \frac{I_6}{X_c + X_{ЛЭП} + X_{тр.ГПП}} = \frac{5,5}{0,25 + 0,01 + 1,19} = 3,8 \text{ кА.}$$

Рассчитаем ток от СД:

Исходные данные:

$$P_{н\text{сд}} = 725 \text{ кВт}; \cos \varphi = 0,9; N_{\text{сд}} = 2; k_3 = 0,85,$$

$$S_{н\text{сд}} = \frac{P_{н\text{сд}}}{\cos \varphi} = \frac{725}{0,9} = 805 \text{ кВА},$$

$$I_{\text{сд}} = \frac{S_{н\text{сд}} \times K_3}{\sqrt{3} \times U} = \frac{805 \times 0,85}{\sqrt{3} \times 10,5} = 37,6 \text{ А}.$$

Выбираем кабель к СД:

а) по экономической плотности тока:

$$F_э = \frac{I_{\text{п}}}{j_{\text{эк}}} = \frac{37,6}{1,4} = 26,9 \text{ мм}^2.$$

б) по минимальному сечению:

$$F_{\text{min}} = \alpha \times I_{\text{кз}} \times \sqrt{t_{\text{привед}}} = 12 \times 3,8 \times \sqrt{0,6} = 35,1 \text{ мм}^2.$$

Принимаем кабель маркой ААШВ-10-(3×50),  $I_{\text{доп}} = 140 > 26,9 \text{ А}$ .

Данные кабеля:  $r_0 = 0,67 \text{ Ом/км}$ ;  $x_0 = 0,06 \text{ Ом/км}$ .

$$x_{\text{каб.кСД}} = \frac{x_0 \times L \times S_{\text{б}}}{2 \times U_{\text{ср}}^2} = \frac{0,06 \times 0,03 \times 100}{2 \times 10,5^2} = 0,012 \text{ о.е.},$$

$$x_{\text{сд}} = \frac{x_{\text{д}} \times S_{\text{б}}}{\Sigma S_{н\text{сд}}} = \frac{0,2 \times 100}{2 \times 0,805} = 12,4 \text{ о.е.}$$

Тогда ток от двигателей будет равен:

$$I_{\text{кзСД}} = \frac{E_{\text{СД}} \times I_{\text{б}}}{x_{\text{экв.}}} = \frac{1,048 \times 5,5}{0,012 + 12,4} = 0,5 \text{ кА}.$$

Суммарный ток КЗ в точке К-3 на шинах 10 кВ с учетом подпитки от двигателей будет равен:

$$\Sigma I_{\text{кз}} = I'_{\text{к-3}} + I_{\Sigma\text{кз СД}} = 3,8 + 0,5 = 4,3 \text{ кА}.$$

Ударный ток в точке К-3:

$$i_{\text{уд3}} = \sqrt{2} K_{\text{уд}} \times I_{\text{кз}} = \sqrt{2} \times 1,8 \times 4,3 = 10,9 \text{ кА}.$$

## 4.2 Выбор вводных и секционных выключателей

Проводим следующим образом:

$$S_p = \sqrt{(P_p + \Delta P_{трелл})^2 + Q_{\Sigma}^2} = \sqrt{(9278,3 + 83,7)^2 + 2448,1^2} = 9676,7 \text{ кВА},$$

$$I_{ав} = \frac{9676,7}{\sqrt{3} \times 10,5} = 532,6 \text{ А}.$$

Выбираем выключатель типа ВВ/TEL-10-20/630 У2.

$$\text{Секционный выключатель } I_p = \frac{I_{аа}}{2} = 532,6/2 = 266,3 \text{ А}$$

Принимаем выключатель типа ВВ/TEL-10-20/630 У2 с данными представленными в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Выбор выключателя типа ВВ/TEL-10-20/630 У

	Вводные выключатели		Секционный выключатель	
	Расчетные	Паспортные	Расчетные	Паспортные
$U_H$ , кВ	10	10	10	10
$I_H$ , А	532,6	630	266,3	630
$I_{отк}$ , кА	3,8	20	3,8	20

Выбор выключателей отходящих линий:

Магистраль ГПП-ТП1-ТП2:

$$S_p = \sqrt{(2662,8 + 42,4)^2 + (1398,5 + 203,9)^2} = 3144,1 \text{ кВА}; \quad I_{ав} = \frac{3144,1}{\sqrt{3} \times 10,5} = 173 \text{ А}.$$

Выбираем выключатель типа ВВ/TEL-10-20/630 У2 с данными представленными в таблице 4.2.

Таблица 4.2- Выбор выключателя типа ВВ/TEL-10-20/630 У

Паспортные данные	Расчетные данные
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U = 10 \text{ кВ}$
$I_H = 630 \text{ А}$	$I_{ав} = 173 \text{ А}$
$I_{откл} = 20 \text{ кА}$	$I_{кз} = 3,8 \text{ кА}$
$I_{скв} = 51 \text{ кА}$	$I_{уд} = 10,9 \text{ кА}$
$I^2 * t = (20)^2 \times 4 = 1600 \text{ кА}^2 \times \text{с}$	$B = (3,8)^2 \times 0,12 = 1,73 \text{ кА}^2 \times \text{с}$
Привод электромагнитный	

Магистраль ГПП-ТП3-ТП4:

$$S_p = \sqrt{(1973,7 + 31,2)^2 + (985,3 + 150,3)^2} = 2304,1 \text{ кВА}; \quad I_{ав} = \frac{2304,1}{\sqrt{3} \times 10,5} = 126 \text{ А.}$$

Выбираем выключатель типа ВВ/TEL-10-20/630 У2 с данными представленными в таблице 4.3.

Таблица 4.3 - Выбор выключателя типа ВВ/TEL-10-20/630 У

Паспортные данные	Расчетные данные
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U = 10 \text{ кВ}$
$I_H = 630 \text{ А}$	$I_{ав} = 126 \text{ А}$
$I_{откл} = 20 \text{ кА}$	$I_{кз} = 3,8 \text{ кА}$
$I_{скв} = 51 \text{ кА}$	$I_{уд} = 10,9 \text{ кА}$
$I^2 * t = (20)^2 \times 4 = 1600 \text{ кА}^2 \times \text{с}$	$B = (3,8)^2 \times 0,12 = 1,73 \text{ кА}^2 \times \text{с}$
Привод электромагнитный	

Магистраль ГПП-ТП5-ТП6:

$$S_p = \sqrt{(2072 + 31,2)^2 + (979,7 + 150,3)^2} = 2387,5 \text{ кВА};$$

$$I_{ав} = \frac{2387,5}{\sqrt{3} \times 10,5} = 131 \text{ А.}$$

Выбираем выключатель типа ВВ/TEL-10-20/630 У2 с данными представленными в таблице 4.4.

Таблица 4.4- Выбор выключателя типа ВВ/TEL-10-20/630 У

Паспортные данные	Расчетные данные
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U = 10 \text{ кВ}$
$I_H = 630 \text{ А}$	$I_{ав} = 131 \text{ А}$
$I_{откл} = 20 \text{ кА}$	$I_{кз} = 3,8 \text{ кА}$
$I_{скв} = 51 \text{ кА}$	$I_{уд} = 10,9 \text{ кА}$
$I^2 * t = (20)^2 \times 4 = 1600 \text{ кА}^2 \times \text{с}$	$B = (3,8)^2 \times 0,12 = 1,73 \text{ кА}^2 \times \text{с}$
Привод электромагнитный	

Выключатель к СД:  $I_{рСД} = 26,9 \text{ А}$

Выбираем выключатель типа ВВ/TEL-10-20/630 У2 с данными представленными в таблице 4.5.

Магистраль ГПП-ВБК:  $Q_{ВБК} = 450 \text{ квар};$

$$I_p = \frac{450}{\sqrt{3} \times 10,5} = 24,7 \text{ А.}$$

Таблица 4.5- Выбор выключателя типа ВВ/TEL-10-20/630 У

Паспортные данные	Расчетные данные
$U_H=10$ кВ $I_H = 630$ А $I_{откл}=20$ кА $I_{скв}=51$ кА $I^2*t=(20)^2 \times 4=1600$ кА <sup>2</sup> × с	$U=10$ кВ $I_{ав}=26,9$ А $I_{кз}=3,8$ кА $I_{уд}=10,9$ кА $B=(3,8)^2 \times 0,12=1,73$ кА <sup>2</sup> × с
Привод электромагнитный	

Выбираем выключатель типа ВВ/TEL-10-20/630 У2 с данными представленными в таблице 4.6.

Таблица 4.6-Выбор выключателя типа ВВ/TEL-10-20/630 У

Паспортные данные	Расчетные данные
$U_H=10$ кВ $I_H = 630$ А $I_{откл}=20$ кА $I_{скв}=51$ кА $I^2*t=(20)^2 \times 4=1600$ кА <sup>2</sup> × с	$U=10$ кВ $I_{ав}=24,7$ А $I_{кз}=3,8$ кА $I_{уд}=10,9$ кА $B=(3,8)^2 \times 0,12=1,73$ кА <sup>2</sup> × с
Привод электромагнитный	

Трансформаторы тока выбираются по следующим условиям:

- по напряжению установки:  $U_{ном\ ТТ} \geq U_{ном\ уст-ки}$ ;
- по току:  $I_{ном\ ТТ} \geq I_{расч}$ ;
- по электродинамической стойкости:

$$K_{дин} \geq \frac{i_{уд}}{\sqrt{2} \times I_{номТТ}}$$

- по вторичной нагрузке:  $S_{н2} \geq S_{нагр\ расч}$ ;
- по термической стойкости:

$$K_{тс} = \frac{I_{об} \times \sqrt{t}}{I_{номТТ} \times t_{нт}}$$

- по конструкции и классу точности.

Выбор трансформаторов тока на вводе и секционном выключателе:  $I_p=I_{ав}=532,6$  А с данными подключения представленными в таблице 4.7.

Примем трансформатор тока ТЛ-10 У3:  $I_H=600$  А;  $U_H=10$  кВ;  $S_H=20$  ВА

Характеристики выбранных трансформаторов тока сведены в таблицу 4.8.

Таблица 4.7- Приборы подключения

Прибор	Тип	A, ВА	B, ВА	C, ВА
A	Э-350	0,5	0,5	0,5
Wh	СА3-И681	2,5	2,5	2,5
Varh	СР4-И689	2,5	2,5	2,5
W	Д-355	0,5	-	0,5
Var	Д-395	0,5	-	0,5
Итого		6,5	5,5	6,5

Таблица 4.8-Данные трансформатора тока ТЛ-10 УЗ

Расчетные величины	По каталогу
$U_n=10$ кВ	$U_n=10$ кВ
$I_{ав}=532,6$ А	$I_n=600$ А
$i_{уд}=9,6$ кА	$I_{дин}=81$ кА
$S_{2p}=10,4$ ВА	$S_{2n}=20$ ВА

Рассчитаем вторичную нагрузку трансформаторов тока.

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

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

Сопротивление приборов определяется по формуле:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{6,5}{5^2} = 0,26 \text{ Ом}; \quad r_{2n} = \frac{S_{2n\text{тт}}}{I_2^2} = \frac{20}{5^2} = 0,8 \text{ Ом}.$$

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

$I_2$  – вторичный номинальный ток прибора.

Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{\text{доп}} = r_{2n} - r_{\text{приб}} - r_{\text{кон}} = 0,8 - 0,26 - 0,1 = 0,44 \text{ Ом},$$

$$q_{\text{пров}} = \frac{\rho \times L}{r_{\text{доп}}} = \frac{0,028 \times 5}{0,44} = 0,42 \text{ мм}^2.$$

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

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

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

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

Выбираем трансформатор тока на секционном выключателе шин ГПП:  $I_p = 266,3 \text{ А}$ ; ТЛМ-10-У3-300/5:  $I_n = 600 \text{ А}$ ;  $U_n = 10 \text{ кВ}$  с данными подключения представленными в таблице 4.7 и характеристиками в таблице 4.10.

Таблица 4.9- Приборы подключения

Прибор	Тип	А, ВА	В, ВА	С, ВА
Амперметр	Э-380	0,5	0,5	0,5
Wh	СА3-И681	2,5	2,5	0,5
Varh	СРУ-И689	2,5	2,5	0,5
Итого		5,5	0,5	0,5

Таблица 4.10 - Данные трансформатора тока ТЛМ-10-У3-300/5

Расчетные величины	По каталогу
$U_n = 10 \text{ кВ}$	$U_n = 10 \text{ кВ}$
$I_{ав} = 266,3 \text{ А}$	$I_n = 300 \text{ А}$
$i_{уд} = 9,6 \text{ кА}$	$I_{дин} = 81 \text{ кА}$
$S_{2p} = 9,4 \text{ ВА}$	$S_{2н} = 10 \text{ ВА}$

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

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

$$r_{\text{доппр}} = r_{2\text{н}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{кон}} = 0,4 - 0,22 - 0,1 = 0,08 \text{ Ом,}$$

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

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

$$R_{\text{пров}} = \frac{\rho \times L}{F} = \frac{0,028 \times 5}{2,75} = 0,056 \text{ Ом}; S_2 = R_2 \times I_2^2 = 0,376 \times 5^2 = 9,4 \text{ ВА,}$$

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

Трансформатор тока на линии ГПП-(ТП1-ТП2):  $I_p = I_{ав} = 173 \text{ А}$ ; примем трансформатор тока ТПЛК-10 У3:  $I_n = 200 \text{ А}$ ;  $U_n = 10 \text{ кВ}$ ;  $S_n = 10 \text{ ВА}$ .

С характеристиками в таблице 4.11.

Таблица 4.11- Данные трансформатора тока ТПЛК-10 УЗ

Расчетные величины	По каталогу
$U_H=10$ кВ	$U_H=10$ кВ
$I_{ав}=173$ А	$I_H=200$ А
$i_{уд}=9,6$ кА	$I_{дин}=74,5$ кА
$S_{2p}=9,4$ ВА	$S_{2H}=10$ ВА

Трансформатор тока на линии ГПП-(ТП3-ТП4):  $I_p=I_{ав}=126$ А; примем трансформатор тока ТПЛК-10 УЗ:  $I_H=200$  А;  $U_H=10$  кВ;  $S_H =10$ ВА с характеристиками представленными в таблице 4.12.

Таблица 4.12 - Данные трансформатора тока ТПЛК-10 УЗ

Расчетные величины	По каталогу
$U_H=10$ кВ	$U_H=10$ кВ
$I_{ав}=126$ А	$I_H=200$ А
$i_{уд}=9,6$ кА	$I_{дин}=74,5$ кА
$S_{2p}=9,4$ ВА	$S_{2H}=10$ ВА

Трансформатор тока на линии ГПП-(ТП5-ТП6):  $I_p=I_{ав}=131$ А; примем трансформатор тока ТПЛК-10 УЗ:  $I_H=200$  А;  $U_H=10$  кВ;  $S_H =10$ ВА с характеристиками представленными в таблице 4.13.

Таблица 4.13- Данные трансформатора тока ТПЛК-10 УЗ

Расчетные величины	По каталогу
$U_H=10$ кВ	$U_H=10$ кВ
$I_{ав}=131$ А	$I_H=200$ А
$i_{уд}=9,6$ кА	$I_{дин}=74,5$ кА
$S_{2p}=9,4$ ВА	$S_{2H}=10$ ВА

ТТ к СД:  $I_p=26,9$ А; примем трансформатор тока ТПЛК-10 УЗ:  $I_H=50$  А;  $U_H=10$  кВ;  $S_H =10$ ВА с характеристиками представленными в таблице 4.14.

Таблица 4.14- Данные трансформатора тока ТПЛК-10 УЗ

Расчетные величины	По каталогу
$U_H=10$ кВ	$U_H=10$ кВ
$I_{ав}=26,9$ А	$I_H=50$ А
$i_{уд}=9,6$ кА	$I_{дин}=74,5$ кА
$S_{2p}=9,4$ ВА	$S_{2H}=10$ ВА

ТТ к ВБК:  $I_p=24,7$ А; примем трансформатор тока ТПЛК-10 УЗ:  $I_H=50$  А;  $U_H=10$  кВ;  $S_H =10$ ВА с характеристиками представленными в таблице 4.15.

Таблица 4.15- Данные трансформатора тока ТПЛК-10 УЗ

Расчетные величины	По каталогу
$U_H=10$ кВ	$U_H=10$ кВ
$I_{ав}=24,7$ А	$I_H=50$ А
$i_{уд}=9,6$ кА	$I_{дин}=74,5$ кА
$S_{2p}=9,4$ ВА	$S_{2H}=10$ ВА

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим условиям:

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

с данными подключения представленными в таблице 4.16.

Таблица 4.16- Приборы подключения

Прибор	Тип	$S_{об-ки}$ , ВА	Число об-к	$\cos\phi$	$\sin\phi$	Число приборов	$P_{\Sigma}$ , Вт	$Q_{\Sigma}$ , вар
V	Э-335	2	2	1	0	2	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	7	42	102,2
Varh	СР4-И689	3 вар	2	0,38	0,925	7	94	102,2
Итого								204,4

Расчетная вторичная нагрузка:

$$S_{2p} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{98^2 + 204,4^2} = 225,07 \text{ ВА.}$$

Принимаем ТН типа НТМК-10-66-УЗ:  $U_{HT}=10$  кВ,  $S_{H2}=500$  кВА ( $>225,07$  ВА)

Выбор силовых кабелей отходящих линий

Выбор кабелей производится по следующим условиям:

- по экономической плотности тока:  $F_{\gamma} = \frac{I_p}{\gamma_{\gamma}}$ ;
- по минимальному сечению  $F_{min} = \alpha \times I_{кз} \times \sqrt{tp}$ ;
- по условию нагрева рабочим током  $I_{доп кааб} \geq I_p$ ;
- по аварийному режиму  $I_{доп ав} \geq I_{ав}$ ;
- по потере напряжения  $\Delta U_{доп} \geq \Delta U_{рас}$ .

Выбираем кабель ГПП-ТП1-ТП2:

- а) по экономической плотности тока:

$$I_p = \frac{173}{2} = 86,5 \text{ А}$$

$$F_{\Sigma} = I_p / j_{\Sigma} = 86,5 / 1,4 = 61,7 \text{ мм}^2,$$

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

Принимаем кабель маркой ААШВ-10-(3×70);

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

$$F_{\min} = \alpha \times I_{кз} \times \sqrt{t_{\text{привед}}} = 12 \times 3,8 \times \sqrt{0,6} = 35,1 \text{ мм}^2;$$

принимаем  $F_{\min} = 70 \text{ мм}^2$ , принимаем окончательно кабель ААШВ-10-(3×70);  
- проверка по аварийному току:

$$I_{\text{доп ав}} = 1,3 \times 165 = 214,5 \text{ А} \geq 173 \text{ А};$$

- проверка по рабочему режиму с учетом поправочного коэффициента  $K_{\text{поп}}$ , зависящего от количества кабелей проложенных в одной траншее  $K_{\text{поп}} = 0,75$  (6 кабелей в траншее):

$$I_p / K_{\text{поп}} = 86,5 / 0,75 = 116,5 \text{ А}, (165 \text{ А} > 115 \text{ А}).$$

Условия выполняются, тогда окончательно принимаем кабель марки ААШВ-10-(3×70)

Все расчетные данные выбора остальных кабелей занесены в таблицу 4.17.

Выбор шин ГПП - твердотянутые алюминиевые шины прямоугольного сечения марки АТ-40×5;  $I_{\text{доп}} = 700 \text{ А}$  (одна полоса на фазу),  $i_{\text{уд}} = 9,6 \text{ Ка}$ :

$$I_{\text{доп}} = 700 \text{ А} \geq I_{\text{ав}} = 532,6 \text{ А};$$

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

$$F_{\min} = \alpha \times I_{кз} \times \sqrt{t_{\text{привед}}} = 12 \times 3,8 \times \sqrt{1} = 45,6 \text{ мм}^2 < 200 \text{ мм}^2 (40 \times 5 = 200 \text{ мм}^2);$$

проверка по динамической стойкости:  $\sigma_{\text{доп}} = 650 \text{ кгс/см}^2$ :

$$f = \frac{1,75 \times 10^{-2} \times i_{\text{уд}}^2 \times L}{a} = \frac{1,75 \times 10^{-2} \times 9,6^2 \times 40}{100} = 0,64 \text{ кгс},$$

$$\sigma_{\text{расч}} = \frac{f \times L}{10 \times W} = \frac{0,64 \times 40^2}{10 \times 8,55} = 11,9 \frac{\text{кгс}}{\text{см}^2} \leq 650 \frac{\text{кгс}}{\text{см}^2},$$

$$W=0,167 \times b \times h^2 = 0,167 \times 0,8 \times 8^2 = 8,55 \text{ см.}^3,$$

где  $L=60$  см-расстояние между изоляторами;  
 $a=100$  см-расстояние между фазами;  
 $b=0,8$  см-толщина одной полосы;  
 $h=8$  см-ширина (высота) шины.

Из условия видно, что шины динамически устойчивы.

Выбор изоляторов необходим, так как жесткие шины крепятся на опорных изоляторах, выбор которых производится по следующим условиям:  
 по номинальному напряжению:  $U_{ном} \geq U_{уст}$ ;  
 по допустимой нагрузке:  $F_{доп} \geq F_{расч}$ .

где  $F_{расч}$  – сила, действующая на изолятор;  
 $F_{доп}$  – допустимая нагрузка на головку изолятора,  $F_{доп} = 0,6 \times F_{разруш}$ ;  
 $F_{разруш}$  – разрушающая нагрузка на изгиб.

$$F_{расч} = \frac{\sqrt{3} \times 10^{-1} \times i_{уд}^2 \times L}{a} = \frac{\sqrt{3} \times 10^{-1} \times 9,6^2 \times 40}{100} = 6,3 \text{ кгс.}$$

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

$$F_{доп} = 0,6 \times F_{разруш} = 0,6 \times 500 = 300 \text{ кгс. } (> 6,3 \text{ кгс})$$

Условие выполняется.

Т а б л и ц а 4 . 1 7 – Кабельный журнал

Наименование участка	$S_p$ , кВА	Кол-во кабелей в траншее	Нагрузка		По эконом. плотности тока, мм <sup>2</sup>		По допустимой нагрузке, мм <sup>2</sup>		По току короткого замыкания, мм <sup>2</sup>		Выбранный кабель	$I_{доп}$ , А
			$I_p$ , А	$I_{ав}$ , А	$j_э$	$F_э$	$Kп$	$F_{доп}$	$I_k$ , А	$S$		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
ГПП-ТП1-ТП2	3144,1	6	86,5	173	1,4	70	0,75	50	3,8	50	ААШВ-10-(3×70)	165
ГПП-ТП3-ТП4	2304,1	4	63	126	1,4	25	0,8	25	3,8	50	ААШВ-10-(3×50)	140
ГПП-ТП5-ТП6	2387,5	4	65,5	131	1,4	25	0,8	35	3,8	50	ААШВ-10-(3×50)	140
ТП1-ТП2	1572,05	2	43,25	86,5	1,4	25	0,9	25	3,8	50	ААШВ-10-(3×50)	140
ТП3-ТП4	768	1	42,2	-	1,4	25	1	25	3,8	50	ААШВ-10-(3×50)	140
ТП5-ТП6	795,8	1	43,8	-	1,4	25	1	25	3,8	50	ААШВ-10-(3×50)	140
ГПП-СД	725	6	26,9	-	1,4	25	0,75	25	3,8	50	ААШВ-10-(3×50)	140

## 5 Расчет механосборочного цеха

Исходные данные для расчета приведены в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Электрические нагрузки термического цеха

№ по плану	Наименование оборудования	Группа	Установл. мощность, кВт	Коэффициенты	
				$K_{И}$	$\cos\varphi$
1,2	Вертикально-фрезерный станок	А	30	0,25	0,65
3,4,21,22,25	Копировально-прошивочный	Б	70	0,8	0,95
5,23,24	Испытательный стенд	Б	50	0,8	0,95
6,7	Долбежный станок	А	42	0,25	0,65
10,11, 18	Обдирочно-точильный станок	А	25,5	0,25	0,65
9,12,13,33	Токарно-винторезный станок	А	33,5	0,25	0,65
14,27	Дисковые ножницы	А	30,75	0,4	0,65
8,16,17	Кругло-шлифовальный станок	А	45,15	0,25	0,65
19,20	Кривошипный пресс	А	45	0,4	0,65
26	Индукционная печь 50Гц (кВА)	Б	120	0,7	0,35
28,29	Поперечно строгальный	А	49,65	0,25	0,65
34,38	Радиально-сверлильный станок	А	30,15	0,25	0,65
31,32	Токарные автоматы	А	30,5	0,25	0,65
15,30	Кран с ПВ-40%	А	51,25	0,1	0,5
35,36, 37	Горизонтально фрезерные станки	А	41,25	0,25	0,65
39,42	Установка плазменного нагрева	Б	180	0,8	0,95
40	Машина стыковой сварки с ПВ-25% (кВА)	А	85	0,35	0,6
41	Вентилятор	Б	50	0,6	0,8

## 5.1 Расчет электрических нагрузок механосборочного цеха

Расчет электрических нагрузок производится в таблице 5.2.

Расчет производится в программе Excel по нижеописанным формулам.

Для электроприемников, паспортная мощность которых выражена в киловаттах с ПВ  $\neq$  100%

$$P_H = P_{насн} \cdot \sqrt{\text{ПВ}} \quad (5.1)$$

Для электроприемников, паспортная мощность которых выражена в киловольтамперах с ПВ  $\neq$  100%

$$P_H = S_{насн} \cdot \sqrt{\text{ПВ}} \cdot \cos\varphi_H \quad (5.2)$$

Для электроприемников, паспортная мощность которых выражена в киловольтамперах

$$P_H = S_{насн} \cdot \cos\varphi_H \quad (5.3)$$

Имеем два крана с ПВ-40%, индукционную печь, паспортная мощность которой выражена в киловольтамперах и машину стыковой сварки с ПВ-25% и паспортной мощностью в киловольтамперах.

Для кранов с ПВ-40%:

$$P_H = P_{насн} \cdot \sqrt{\text{ПВ}} = 51,25 \cdot \sqrt{0,4} = 32,4 \text{ кВт},$$

Для индукционной печи, паспортная мощность которой выражена в киловольтамперах:

$$P_H = S_{насн} \cdot \cos\varphi_H = 120 \cdot 0,25 = 42 \text{ кВт},$$

Для машины стыковой сварки с ПВ-25% и паспортной мощностью в киловольтамперах:

$$P_H = S_{насн} \cdot \sqrt{\text{ПВ}} \cdot \cos\varphi_H = 85 \cdot \sqrt{0,25} \cdot 0,6 = 25,5 \text{ кВт}.$$

Все электроприемники, присоединенные к определенному узлу питания, разбиваются на характерные группы, имеющие одинаковый режим работы (это ЭП с одинаковыми  $K_{и}$  и  $\cos\varphi$ ). Для каждой характерной группы указывается количество и мощность входящих в нее электроприемников, а для многодвигательного агрегата указывается количество и мощность входящих в него двигателей.

Таблица 5.2 – Расчет нагрузок по цеху

№ по плану	Наименование узлов питания и групп ЭП	n	Установленная мощность, кВт		m	Ки	Cosφ/ tgφ	Средние мощности		Определение n <sub>Э</sub>					n <sub>Э</sub>	K <sub>М</sub>	Максимальная расчетная нагрузка			I <sub>p</sub> , А
			одного ЭП	Суммарная				P <sub>см</sub> , кВт	Q <sub>см</sub> , квар	n <sub>1</sub>	P <sub>n1</sub>	P*	n*	n <sub>э*</sub>			P <sub>м</sub> , кВт	Q <sub>м</sub> , квар	S <sub>м</sub> , кВА	
ШРА – 1																				
1,2	<i>ШРА-1 группа А</i> Вертикально-фрезерный	2	30	60		0,25	0,65/ 1,17	15	17,55											
7	Долбежный станок	1	42	42		0,25	0,65/ 1,17	10,5	12,3											
8,16,17	Кругло-шлифовальный	3	45,15	135,45		0,25	0,65/ 1,17	33,86	39,6											
11	Обдирочно-точильный	1	25,5	25,5		0,25	0,65/ 1,17	6,4	7,5											
14	Дисковые ножницы	1	30,75	30,75		0,4	0,65/ 1,17	12,3	14,4											
15	Кран с ПВ-40%	1	32,4	32,4		0,1	0,5/ 1,73	3,24	5,6											
	Итого по ШРА-1	9		326,1	<3	0,25		81,3	96,95						9	1,7	138,21	106,6	174,6	265,2
ШРА – 2																				
6	<i>ШРА-2 группа А</i> Долбежный станок	1	42	42		0,25	0,65/ 1,17	10,5	12,3											
9,12,13,33	Токарно-винторезный станок	4	33,5	134		0,25	0,65/ 1,17	33,5	39,2											
10	Обдирочно-точильный станок	1	25,5	25,5		0,25	0,65/ 1,17	6,4	7,5											
32	Токарные автоматы	1	30,5	30,5		0,25	0,65/ 1,17	7,6	8,9											
	Итого по группе А	7		232	<3	0,25		58	67,9						7	1,95	113,1	74,7	135,5	206

Продолжение таблицы 5.2

3,4	<u>ШРА-2 группа Б</u> Копировально-прошивочный	2	5,75	11,5		0,15	0,5	112	36,96											
5	Испытательный стенд	1	50	50		0,25	0,95/ 0,33	40	13,2											
	Итого по группе Б	3		190		0,8		152	50,16						1	190	142,5	237,5	360,8	
	Итого по ШРА-2	10		422		0,5		210	118,06							303,1	217,2	372,9	566,5	
ШРА – 3																				
18	<u>ШРА-3 группа А</u> Обдирочно-точильный станок	1	25,5	25,5		0,25	0,65/ 1,17	6,4	7,5											
19,20	Кривошипный пресс	2	45	90		0,4	0,65/ 1,17	36	42,12											
27	Дисковые ножницы	1	30,75	30,75		0,4	0,65/ 1,17	12,3	14,4											
29	Поперечно-строгальный станок	1	49,65	49,65		0,25	0,65/ 1,17	12,4	14,5											
30	Кран с ПВ-40%	1	32,4	32,4		0,1	0,5/ 1,73	3,24	5,6											
31	Токарные автоматы	1	30,5	30,5		0,25	0,65/ 1,17	7,6	8,9											
34,38	Радиально-сверлильный	2	30,15	60,3		0,25	0,65/ 1,17	15,1	17,6											
	Итого по группе А	9		319,1	<3	0,3		93,04	110,62						9	1,65	153,52	121,7	195,89	297,6
25	<u>ШРА-3 группа Б</u> Испытательные стенды	1	45	45		0,25	0,65	56	18,48											
	Итого по группе Б	1		70		0,8		56	18,48						1	70	52,5	87,5	132,9	
	Итого по ШРА-3	10		389,1		0,38		149,04	129,1							223,52	174,2	283,4	430,6	

Продолжение таблицы 5.2

ШРА – 4																				
28	<i>ШРА-4 группа А</i> Поперечно-строгальный	1	49,65	49,65		0,25	0,65/ 1,17	12,4	14,5											
35,36, 37	Горизонтально-фрезерные станки	3	41,25	123,75		0,25	0,65/ 1,17	31	36,3											
40	Машина стыковой сварки с ПВ- 25% (кВА)	1	25,5	25,5		0,35	0,6/ 1,33	8,9	11,8											
	Итого по группе А	5		198,9	<3	0,26		52,3	62,6						5	2,21	115,6	68,86	134,5	204
Отдельно подключаемые установки																				
39,42	Установка плазменного нагрева	2	180	360		0,8	0,95/ 0,33	288	95,04								360	270	450	683,7
Итого по цеху																				
	Группа А	30		1076,1		0,26		284,64	338,07								520,43	371,905	639,7	972
	Группа Б	12		952		0,79		747,4	328,04								871,4	629,36	1074,9	1633,2
	Всего по цеху	42		1788,1		0,47		840,04	602,75								1391,83	1001,3	1714,6	2605

## 5.2 Расчет осветительной нагрузки по цеху

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

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

$$P_{po} = K_{co} \cdot P_{yo} \quad (5.4)$$

$$Q_{po} = tg \varphi_o \cdot P_{po} , \quad (5.5)$$

где  $K_{co}=0,95$  – коэффициент спроса по активной мощности осветительной нагрузки для небольших производственных зданий;

$tg \varphi_o=0,5$ – коэффициент реактивной мощности, определяется по  $\cos \varphi$  ,  
 $\cos \varphi_o=0,9$ .

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

$$P_{yo} = \rho_o \cdot F \quad (5.6)$$

$$P_{yo} = 0,016 \cdot 1440 = 23,04 \text{ кВт};$$

где  $F = (48 \times 30) \text{ м}^2 = 1440 \text{ м}^2$  – площадь производственного помещения;  
 $\rho_o = 0,016 \text{ кВт/ м}^2$ – удельная расчетная мощность механического цеха;

$$P_{po} = 0,95 \cdot 23,04 = 21,888 \text{ кВт},$$

$$Q_{po} = 0,5 \cdot 21,888 = 10,944 \text{ квар},$$

$$S_{po} = \sqrt{P_{po}^2 + Q_{po}^2} = \sqrt{21,888^2 + 10,944^2} = 24,47 \text{ кВА}$$

Определяем суммарную нагрузку цеха

$$P_{p\Sigma} = P_{po} + P_p \quad (5.7)$$

$$P_{p\Sigma} = 21,888 + 1391,83 = 1413,718 \text{ кВт}.$$

$$Q_{p\Sigma} = Q_{po} + Q_m \quad (5.8)$$

$$Q_{p\Sigma} = 10,944 + 1001,3 = 1012,244 \text{ квар}.$$

$$S_{p\Sigma} = \sqrt{P_{p\Sigma}^2 + Q_{p\Sigma}^2} \quad (5.9)$$

$$S_{p\Sigma} = \sqrt{1413,718^2 + 1012,244^2} = 1738,75 \text{ кВА}.$$

$$\cos \varphi = \frac{P_{p\Sigma}}{S_{p\Sigma}} \quad (5.10)$$

$$\cos \varphi = \frac{1413,718}{1738,75} = 0,81.$$

Выбираем трансформатор марки ТСЗ-1000-10-0,4 с характеристиками в таблице 5.3.

Таблица 5.3– Характеристики силового трансформатора

$S_{НОМ}$ , кВА	$U_{ВН}$ , кВ	$U_{НН}$ , кВ	$P_{XX}$ , Вт	$P_{КЗ}$ , Вт	$U_K$ , %	$I_x$ , %
1000	10	0,4	3000	11200	5,5	1,5

Определяем коэффициент загрузки  $K_3$  трансформатора:

$$K_3 = \frac{S_{p\Sigma}}{S_i} \quad (5.11)$$

$$K_3 = \frac{1738,75}{2000} = 0,87,$$

### 5.3 Расчет технических данных ЭП и выбор оборудования

Составим схему электроснабжения, как показано на рисунке 5.1

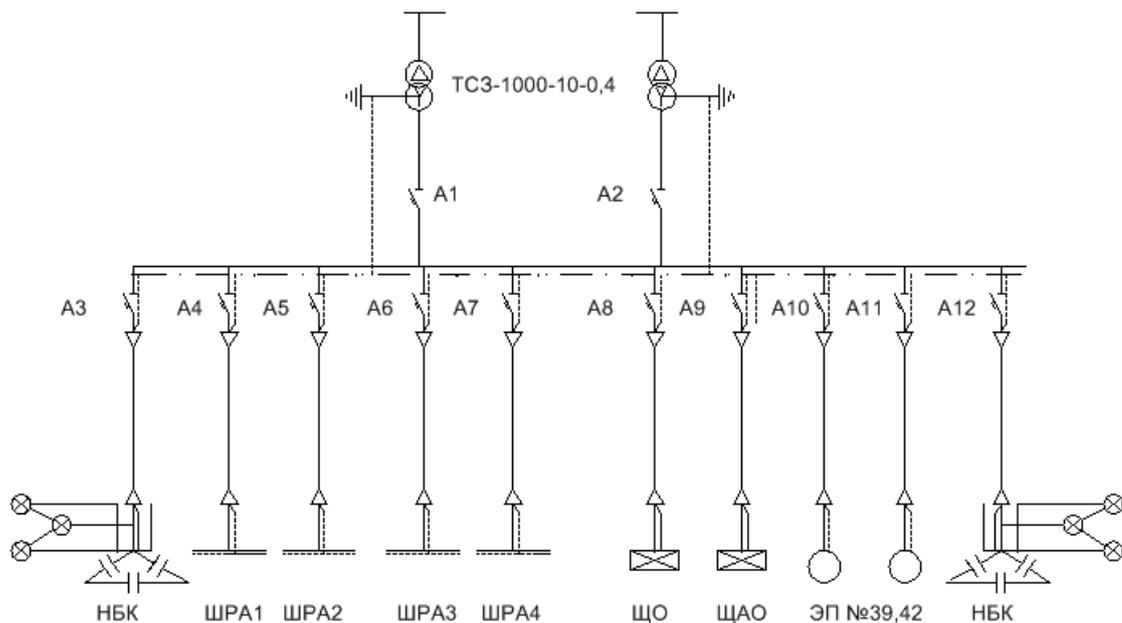


Рисунок 5.1 – Схема электроснабжения

Технические данные приемников сведем в таблицы 5.4 ..

Таблица 5.4 – Технические данные ЭП ШРА – 1

№ ЭП	Наименование	$P_H$ , кВт	$I_H$ , А	$K_{пуск}$	$I_{пуск}$	Режим работы	$\alpha$	$I_{II}/\alpha$
1,2	Вертикально-фрезерный	30	70,12	3	210,36	Т	1,6	131,5
7	Долбежный станок	42	98,17	3	294,51	Т	1,6	184,1
8,16,17	Кругло-шлифовальный	45,15	105,54	3	316,62	Т	1,6	197,9
11	Обдирочно-точильный	25,5	59,6	3	178,8	Т	1,6	111,8
14	Дисковые ножницы	30,75	71,88	3	215,64	Т	1,6	134,8
15	Кран с ПВ-40%	32,4	98,45	3	295,35	Т	1,6	184,6

$$I_{\hat{m}} = \frac{P_{\hat{m}}}{\sqrt{3} \times U_{\hat{m}} \times \cos \varphi} \quad (5.12)$$

$$I_{пуск} = K_{пуск} \times I_{ном} \quad (5.13)$$

$$I_{\hat{m}1} = \frac{30}{\sqrt{3} \times 0,38 \times 0,65} = 70,12 \text{ А}$$

$$I_{пуск1} = 3 \times 70,12 = 210,36 \text{ А.}$$

$$I_{\hat{m}2} = \frac{42}{\sqrt{3} \times 0,38 \times 0,65} = 98,17 \text{ А}$$

$$I_{пуск2} = 3 \times 98,17 = 294,51 \text{ А.}$$

$$I_{\hat{m}3} = \frac{45,15}{\sqrt{3} \times 0,38 \times 0,65} = 105,54 \text{ А}$$

$$I_{пуск3} = 3 \times 105,54 = 316,62 \text{ А.}$$

$$I_{\hat{m}4} = \frac{25,5}{\sqrt{3} \times 0,38 \times 0,65} = 59,6 \text{ А}$$

$$I_{пуск4} = 3 \times 59,6 = 178,8 \text{ А.}$$

$$I_{\text{н5}} = \frac{30,75}{\sqrt{3} \times 0,38 \times 0,65} = 71,88 \text{ A}$$

$$I_{\text{пуск4}} = 3 \times 71,88 = 215,64 \text{ A.}$$

$$I_{\text{н6}} = \frac{32,4}{\sqrt{3} \times 0,38 \times 0,5} = 98,45 \text{ A}$$

$$I_{\text{пуск4}} = 3 \times 98,45 = 295,35 \text{ A.}$$

Аналогично рассчитываются номинальные и пусковые токи остальных электроприемников установленных в цехе. Технические и расчетные данные других ШРА сведем в таблицы 5.5-5.7.

Таблица 5.5 – Технические данные ЭП ШРА – 2

№ ЭП	Наименование	$P_{\text{н}}$ , кВт	$I_{\text{н}}$ , А	$K_{\text{пуск}}$	$I_{\text{пуск}}$	Режим работы	$\alpha$	$I_{\text{п}}/\alpha$
3,4	Копировально-прошивочный	5,75	111,9	1	111,9	Т	1,6	70
5	Испытательный стенд	50	80	1	80	Т	1,6	50
6	Долбежный станок	42	98,17	3	294,51	Т	1,6	184,1
9,12, 13,33	Токарно-винторезный	33,5	78,3	3	234,9	Т	1,6	146,8
10	Обдирочно-точильный	25,5	59,6	3	178,8	Т	1,6	111,8
32	Токарные автоматы	30,5	71,3	3	213,9	Т	1,6	133,7

Таблица 5.6 – Технические данные ЭП ШРА – 3

№ ЭП	Наименование	$P_{\text{н}}$ , кВт	$I_{\text{н}}$ , А	$K_{\text{пуск}}$	$I_{\text{пуск}}$	Режим работы	$\alpha$	$I_{\text{п}}/\alpha$
1	2	3	4	5	6	7	8	9
18	Обдирочно-точильный	25,5	59,6	3	178,8	Т	1,6	111,8
19,20	Кривошипный пресс	45	105,2	3	315,6	Т	1,6	197,2
27	Дисковые ножницы	30,75	71,88	3	215,64	Т	1,6	134,8
29	Поперечно-строгальный	49,65	116,1	3	348,2	Т	1,6	217,6

Продолжение таблицы 5.6

1	2	3	4	5	6	7	8	9
30	Кран с ПВ-40%	32,4	98,45	3	295,35	Т	1,6	184,6
31	Токарные автоматы	30,5	71,3	3	213,9	Т	1,6	133,7
34,38	Радиально-сверлильный	30,15	70,5	3	211,5	Т	1,6	132,2

Таблица 5.7 – Технические данные ЭП ШРА – 4

№ ЭП	Наименование	$P_H$ , кВт	$I_H$ , А	$K_{пуск}$	$I_{пуск}$	Режим работы	$\alpha$	$I_{п/а}$
28	Поперечно-строгальный	49,65	116,1	3	348,2	Т	1,6	217,6
35,36, 37	Горизонтально-фрезерные	41,25	96,4	3	289,2	Т	1,6	180,75
40	Машина ст. сварки	25,5	64,6	3	193,7	Т	1,6	121,1
41	Вентилятор	50	94,9	6	569,75	Л	2,5	227,9

Выбираются аппараты защиты и провода отходящих линий к электроприемникам и узлам питания. Все расчеты сведем в таблицу 1.9.

Выбор электрооборудования ШРА-1 и отходящих электроприемников

Выбираем автоматический выключатель  $A_4$ , кабельную линию и тип шинпровода ШРА-1

$$S_{p \text{ ШРА-1}} = 174,6 \text{ кВА}; I_{p \text{ ШРА-1}} = 265,2 \text{ А};$$

$$I_{крат} = I_{пуск} = I_{пуск.наиб} + \Sigma I_{ном} = 316,62 + (265,2 - 105,54) = 476,28 \text{ А}.$$

Выбираем шинпровод распределительный типа ШРА73ВУ3:

$$I_{н.шра-1} = 400 \text{ А} (> 265,2 \text{ А});$$

$$I_{эл \text{ дин ст}} = 25 \text{ кА}.$$

В качестве защитной аппаратуры принимаем выключатели автоматические серии А3700, т.к. они способны сохранять свои рабочие характеристики при достаточно высоких температурах и почти в любых условиях.

Выбираем автоматический выключатель А3795БР

$$1) I_{ном ав} = 320 \text{ А} (> I_{p \text{ ШРА-1}} = 265,2 \text{ А});$$

$$2) I_{\text{ном расц}} = 320 \text{ A } (> I_{p \text{ ШРА-1}} = 265,2 \text{ A});$$

$$I_{\text{ср.эл.расц}} = 2100 \text{ A};$$

$$3) I_{\text{сраб эл расц}} \geq 1,25 \times I_{\text{крат}} = 1,25 \times 476,28 = 595,35 \text{ A};$$

$$2100 \text{ A} > 595,35 \text{ A};$$

Условия выполняются.

Выбираем кабель к ШРА-1:

2 кабеля ААШВ-3(1×120)(1×95);

$$I_{\text{доп.каб}} \geq I_{p \text{ ШРА-1}}$$

$$I_{\text{доп.каб}} = 530 \text{ A} \geq 265,2$$

Проверим выбранное сечение по коэффициенту защиты  $K_3$  автомата, в первой траншее от ТП до цеха уложены 5 кабелей, поэтому поправочный коэффициент  $K_{\text{п}}=0,75$ ,  $K_3=1$  – коэффициент защиты для автомата с нерегулируемой характеристикой.

$$I_{\text{апп.защ}} \geq \frac{\hat{e}_{\text{с}} \times I_{\text{с}}}{\hat{e}_{\text{т}}} \quad (5.14)$$

$$I_{\text{апп.защ}} \geq \frac{1 \times 320}{0,75} = 426,7 \text{ A.}$$

Выбор проводов и защитной аппаратуры

Электроприемники №1;2. Вертикально фрезерные автоматы

$$P_{\text{н}} = 30 \text{ кВт}, I_{\text{н}} = 70,12 \text{ А}, K_{\text{пуск}} = 3, I_{\text{пуск}} = 210,36 \text{ А}, I_{\text{пуск}}/\alpha = I_{\text{р.пл.вст.}} = 131,5$$

А

Так как  $I_{\text{пуск}}/\alpha > 100$ , выбираем автоматический выключатель

$$1) I_{\text{ном ав}} \geq I_{\text{дл}},$$

$$2) I_{\text{ном расц}} \geq I_{\text{дл}},$$

$$3) I_{\text{сраб эл расц}} \geq 1,25 \times I_{\text{пуск}},$$

Выбираем автоматический выключатель марки А3711Б

$$1) I_{\text{ном ав}} = 80 \text{ А } (> I_{\text{дл}} = 70,12 \text{ А});$$

$$2) I_{\text{ном расц}} = 80 \text{ А } (> I_{\text{дл}} = 70,12 \text{ А});$$

$$3) I_{\text{сраб эл расц}} = 400 \text{ А } (1,25 \times 210,36 = 262,95 \text{ А})$$

Условия выполняются.

Выбираем провод от ЭП до шинпровода по следующим условиям:

- 1)  $I_{\text{доп.пров.}} \geq I_{\text{дл}}$ ,
- 2)  $I_{\text{доп.пров.}} \geq I_{\text{защ}} \times K_{\text{защ}} / K_{\text{нопр}}$ .

Выбираем провод АПВ-3(1×35)(1×25)

- 1)  $I_{\text{доп.пров.}} = 80 \text{ A} \geq I_{\text{дл}} = 70,12 \text{ A}$ ,
- 2)  $I_{\text{доп.пров.}} = 80 \text{ A} \geq I_{\text{защ}} \times K_{\text{защ}} / K_{\text{нопр}} = 80 \text{ A}$ , т.к.  $K_{\text{защ}} = 1$  и  $K_{\text{нопр}} = 1$ .

Условия выполняются.

Электроприемник №7. Долбежный станок

$$P_{\text{H}} = 42 \text{ кВт}, I_{\text{H}} = 98,17 \text{ А}, K_{\text{пуск}} = 3, I_{\text{пуск}} = 294,51 \text{ А},$$
$$I_{\text{пуск}}/\alpha = I_{\text{р.пл.вст.}} = 184,1 \text{ А}$$

Так как  $I_{\text{пуск}}/\alpha > 100$ , выбираем автоматический выключатель

- 1)  $I_{\text{ном ав}} \geq I_{\text{дл}}$ ,
- 2)  $I_{\text{ном расц}} \geq I_{\text{дл}}$ ,
- 3)  $I_{\text{сраб эл расц}} \geq 1,25 \times I_{\text{пуск}}$ ,

Выбираем автоматический выключатель марки А3712Б

- 1)  $I_{\text{ном ав}} = 160 \text{ А} (> I_{\text{дл}} = 98,17 \text{ А})$ ;
- 2)  $I_{\text{ном расц}} = 100 \text{ А} (> I_{\text{дл}} = 98,17 \text{ А})$ ;
- 3)  $I_{\text{сраб эл расц}} = 630 \text{ А} (1,25 \times 294,51 = 368,14 \text{ А})$

Условия выполняются.

Выбираем провод от ЭП до шинпровода по следующим условиям:

- 1)  $I_{\text{доп.пров.}} \geq I_{\text{дл}}$ ,
- 2)  $I_{\text{доп.пров.}} \geq I_{\text{защ}} \times K_{\text{защ}} / K_{\text{нопр}}$ .

Выбираем провод АПВ-3(1×50)(1×35)

- 1)  $I_{\text{доп.пров.}} = 125 \text{ A} \geq I_{\text{дл}} = 98,17 \text{ A}$ ,
  - 2)  $I_{\text{доп.пров.}} = 125 \text{ A} \geq I_{\text{защ}} \times K_{\text{защ}} / K_{\text{нопр}} = 100 \text{ A}$ .
- УСЛОВИЯ ВЫПОЛНЯЮТСЯ.

Электроприемники №8;16;17. Кругло-шлифовальный станок

$$P_{\text{H}} = 45,15 \text{ кВт}, I_{\text{H}} = 105,54 \text{ А}, K_{\text{пуск}} = 3, I_{\text{пуск}} = 316,62 \text{ А},$$

$$I_{\text{пуск}}/\alpha = I_{\text{р.пл.вст.}} = 197,9 \text{ А}$$

Так как  $I_{\text{пуск}}/\alpha > 100$ , выбираем автоматический выключатель

- 1)  $I_{\text{ном ав}} \geq I_{\text{дл}}$ ,
- 2)  $I_{\text{ном расц}} \geq I_{\text{дл}}$ ,
- 3)  $I_{\text{сраб эл расц}} \geq 1,25 \times I_{\text{пуск}}$ ,

Выбираем автоматический выключатель марки А3712Б

- 1)  $I_{\text{ном ав}} = 160 \text{ А} (> I_{\text{дл}} = 105,54 \text{ А})$ ;
  - 2)  $I_{\text{ном расц}} = 125 \text{ А} (> I_{\text{дл}} = 105,54 \text{ А})$ ;
  - 3)  $I_{\text{сраб эл расц}} = 630 \text{ А} (1,25 \times 316,62 = 395,775 \text{ А})$
- УСЛОВИЯ ВЫПОЛНЯЮТСЯ.

Выбираем провод от ЭП до шинопровода по следующим условиям:

- 1)  $I_{\text{доп.пров.}} \geq I_{\text{дл}}$ ,
- 2)  $I_{\text{доп.пров.}} \geq I_{\text{защ}} \times K_{\text{защ}} / K_{\text{нопр}}$ .

Выбираем провод АПВ-3(1×50)(1×35)

- 1)  $I_{\text{доп.пров.}} = 125 \text{ А} \geq I_{\text{дл}} = 105,54 \text{ А}$ ,
  - 2)  $I_{\text{доп.пров.}} = 125 \text{ А} \geq I_{\text{защ}} \times K_{\text{защ}} / K_{\text{нопр}} = 125 \text{ А}$ .
- УСЛОВИЯ ВЫПОЛНЯЮТСЯ.

Электроприемник №11. Обдирочно-точильный станок

$$P_{\text{H}} = 25,5 \text{ кВт}, I_{\text{H}} = 59,6 \text{ А}, K_{\text{пуск}} = 3, I_{\text{пуск}} = 178,8 \text{ А},$$

$$I_{\text{пуск}}/\alpha = I_{\text{р.пл.вст.}} = 111,8 \text{ А}$$

Так как  $I_{\text{пуск}}/\alpha > 100$ , выбираем автоматический выключатель

- 1)  $I_{\text{ном ав}} \geq I_{\text{дл}}$ ,
- 2)  $I_{\text{ном расц}} \geq I_{\text{дл}}$ ,
- 3)  $I_{\text{сраб эл расц}} \geq 1,25 \times I_{\text{пуск}}$ ,

Выбираем автоматический выключатель марки А3772БР

- 1)  $I_{\text{ном ав}} = 63 \text{ A} (> I_{\text{дл}} = 59,6 \text{ A})$ ;
  - 2)  $I_{\text{ном расц}} = 63 \text{ A} (> I_{\text{дл}} = 59,6 \text{ A})$ ;
  - 3)  $I_{\text{сраб эл расц}} = 320 \text{ A} (1,25 \times 178,8 = 223,5 \text{ A})$
- УСЛОВИЯ ВЫПОЛНЯЮТСЯ.

Выбираем провод от ЭП до шинопровода по следующим условиям:

- 1)  $I_{\text{доп.пров.}} \geq I_{\text{дл}}$ ,
- 2)  $I_{\text{доп.пров.}} \geq I_{\text{защ}} \times K_{\text{защ}}/K_{\text{нопр}}$ .

Выбираем провод АПВ-3(1×35)(1×25)

- 1)  $I_{\text{доп.пров.}} = 80 \text{ A} \geq I_{\text{дл}} = 59,6 \text{ A}$ ,
  - 2)  $I_{\text{доп.пров.}} = 80 \text{ A} \geq I_{\text{защ}} \times K_{\text{защ}}/K_{\text{нопр}} = 63 \text{ A}$ .
- УСЛОВИЯ ВЫПОЛНЯЮТСЯ.

Электроприемник №14. Дисковые ножницы

$$P_{\text{H}} = 30,75 \text{ кВт}, I_{\text{H}} = 71,88 \text{ А}, K_{\text{пуск}} = 3, I_{\text{пуск}} = 215,64 \text{ А},$$
$$I_{\text{пуск}}/\alpha = I_{\text{р.пл.вст.}} = 134,8 \text{ А}$$

Так как  $I_{\text{пуск}}/\alpha > 100$ , выбираем автоматический выключатель

- 1)  $I_{\text{ном ав}} \geq I_{\text{дл}}$ ,
- 2)  $I_{\text{ном расц}} \geq I_{\text{дл}}$ ,
- 3)  $I_{\text{сраб эл расц}} \geq 1,25 \times I_{\text{пуск}}$ ,

Выбираем автоматический выключатель марки А3711Б

- 1)  $I_{\text{ном ав}} = 80 \text{ A} (> I_{\text{дл}} = 71,88 \text{ A})$ ;

- 2)  $I_{ном\ расц} = 80\text{ А} (> I_{дл} = 71,88\text{ А});$
- 3)  $I_{сраб\ эл\ расц} = 320\text{ А} (1,25 \times 215,64 = 269,55\text{ А})$

Условия выполняются.

Выбираем провод от ЭП до шинпровода по следующим условиям:

- 1)  $I_{доп.пров.} \geq I_{дл},$
- 2)  $I_{доп.пров.} \geq I_{защ} \times K_{защ} / K_{нопр}.$

Выбираем провод АПВ-3(1×35)(1×25)

- 1)  $I_{доп.пров.} = 80\text{ А} \geq I_{дл} = 71,88\text{ А},$
- 2)  $I_{доп.пров.} = 80\text{ А} \geq I_{защ} \times K_{защ} / K_{нопр} = 80\text{ А}.$

Условия выполняются.

Электроприемник №15. Кран с ПВ-40%

$P_H = 32,4\text{ кВт}, I_H = 98,45\text{ А}, K_{пуск} = 3, I_{пуск} = 295,35\text{ А}, I_{пуск} / \alpha = I_{р.пл.вст.} = 184,6\text{ А}$

Так как  $I_{пуск} / \alpha > 100$ , выбираем автоматический выключатель

- 1)  $I_{ном\ ав} \geq I_{дл},$
- 2)  $I_{ном\ расц} \geq I_{дл},$
- 3)  $I_{сраб\ эл\ расц} \geq 1,25 \times I_{пуск},$

Выбираем автоматический выключатель марки А3712Б

- 1)  $I_{ном\ ав} = 160\text{ А} (> I_{дл} = 98,45\text{ А});$
- 2)  $I_{ном\ расц} = 100\text{ А} (> I_{дл} = 98,45\text{ А});$
- 3)  $I_{сраб\ эл\ расц} = 630\text{ А} (1,25 \times 295,35 = 369,2\text{ А})$

Условия выполняются.

Выбираем провод от ЭП до шинпровода по следующим условиям:

- 1)  $I_{доп.пров.} \geq I_{дл},$
- 2)  $I_{доп.пров.} \geq I_{защ} \times K_{защ} / K_{нопр}.$

Выбираем провод АПВ-3(1×50)(1×35)

$$1) I_{\text{доп.пров.}} = 125 \text{ A} \geq I_{\text{дл}} = 98,45 \text{ A},$$

$$2) I_{\text{доп.пров.}} = 125 \text{ A} \geq I_{\text{защ}} \times K_{\text{защ}} / K_{\text{нопр}} = 100 \text{ A}.$$

УСЛОВИЯ ВЫПОЛНЯЮТСЯ.

$$I_{\text{P}} = \frac{150}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 227,9 \text{ A}$$

$$1) I_{\text{ном ав}} = I_{\text{дл}},$$

$$2) I_{\text{ном расц}} = I_{\text{дл}},$$

$$3) I_{\text{сраб эл расц}} \geq 1,25 \times I_{\text{пуск}},$$

Выбираем автоматический выключатель марки А3721Б

$$1) I_{\text{ном ав}} = 250 \text{ A} (> I_{\text{дл}} = 227,9 \text{ A});$$

$$2) I_{\text{ном расц}} = 250 \text{ A} (> I_{\text{дл}} = 227,9 \text{ A});$$

$$3) I_{\text{сраб эл расц}} = 1600 \text{ A} (1,25 \times 227,9 = 284,9 \text{ A})$$

УСЛОВИЯ ВЫПОЛНЯЮТСЯ.

Выбираем вводные выключатели А<sub>1</sub> и А<sub>2</sub>

$$S_{\text{P}} = \sqrt{(P_{\text{M}} + 2 \cdot Q_{\text{PO}})^2 + (S_{\text{M}} + 2 \cdot P_{\text{PO}})^2} \quad (5.15)$$

$$S_{\text{P}} = \sqrt{(1391,83 + 2 \cdot 10,944)^2 + (1714,6 + 2 \cdot 21,888)^2},$$

$$S_{\text{P}} = \sqrt{1413,718^2 + 1758,376^2} = 2256,2 \text{ A}^2,$$

$$I_{\text{P}} = \frac{2256,2}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 0,38} = 1714 \text{ A},$$

$$I_{\text{кр}} = 1,3 \cdot I_{\text{P}} \quad (5.16)$$

Остальные расчеты проводим идентично и сводим в таблицу 5.8.

Таблица 5.8 – Расчет защитных аппаратов и проводов к ЭП

№ ЭП	Расчетный ток, А		Автоматический выключатель				Предохранитель			Тип аппарата защиты	К <sub>з</sub>	Токовая нагрузка провода		Марка и сечение провода
	I <sub>дл</sub>	I <sub>пуск</sub>	I <sub>ном.авт</sub> А	I <sub>ном.расц</sub> А	Уст. мгно. сраб-я		Ток плавкой вставки, А		I <sub>ном.</sub> пред					
					I <sub>ср.расч</sub> , А	I <sub>ср.расц</sub> , А	I <sub>расч.пл.вст</sub>	I <sub>ном.пл.вст</sub>						
ШРА-1														
1,2	70,12	210,26	80	80	262,95	400				А3711Б	1	80	80	АПВ-3(1×35)(1×25)
7	98,17	294,51	160	100	368,14	630				А3712Б	1	100	125	АПВ-3(1×50)(1×35)
8,16,17 4	105,5	316,62	160	125	395,775	630				А3712Б	1	125	125	АПВ-3(1×50)(1×35)
11	59,6	178,8	63	63	223,5	320				А3772БР	1	63	80	АПВ-3(1×35)(1×25)
14	71,88	215,64	80	80	269,55	400				А3711Б	1	80	80	АПВ-3(1×35)(1×25)
15	98,45	295,35	160	100	369,2	630				А3712Б	1	100	125	АПВ-3(1×50)(1×35)
От ТП к ШРА-1	265,2	476,28	320	320	595,35	2100				А3795БР	1	320	530	2×ААШВ-3(1×120)(1×95)
ШРА-2														
3,4	111,9	111,9					70	80	250	ПН2	0,33	26,4	125	АПВ-3(1×50)(1×35)
5	80	80					50	50	100	ПН2	0,33	16,5	80	АПВ-3(1×35)(1×25)
6	98,17	294,51	160	100	368,14	630				А3712Б	1	100	125	АПВ-3(1×50)(1×35)

Продолжение таблицы 5.8

9,12,13, 33	78,3	234,9	80	80	293,63	400				А3711Б	1	80	80	АПВ- 3(1×35)(1×50)	
10	59,6	178,8	63	63	223,5	320				А3772БР	1	63	80	АПВ- 3(1×35)(1×25)	
32	71,3	213,9	80	80	267,4	400				А3711Б	1	80	80	АПВ- 3(1×35)(1×50)	
От ТП к ШРА-2	566,5	749,11	630	630	936,4	2500				А3795Н	1	630	1140	3×ААШВ- 3(1×150)(1×120)	
ШРА-3															
18	59,6	178,8	63	63	223,5	320				А3772БР	1	63	80	АПВ- 3(1×35)(1×25)	
19,20	105,2	315,6	160	125	394,5	630				А3712Б	1	125	125	АПВ- 3(1×50)(1×35)	
27	71,88	215,64	80	80	269,55	400				А3711Б	1	80	80	АПВ- 3(1×35)(1×25)	
29	116,1	348,2	160	125	435,25	630				А3712Б	1	125	125	АПВ- 3(1×50)(1×35)	
30	98,45	295,35	160	100	369,2	630				А3712Б	1	100	125	АПВ- 3(1×50)(1×35)	
31	71,3	213,9	80	80	267,4	400				А3711Б	1	80	80	АПВ- 3(1×35)(1×50)	
34,38	70,5	211,5	80	80	264,4	400				А3711Б	1	80	80	АПВ- 3(1×35)(1×50)	
25	111,9	111,9					70	80	250	ПН2	0,33	26,4	125	АПВ- 3(1×50)(1×35)	
От ТП к ШРА-3	430,6	662,7	500	500	828,4	3500				А3795БР	1	500	760	2×ААШВ- 3(1×150)(1×120)	
ШРА-4															
29	116,1	348,2	160	125	435,25	630				А3712Б	1	125	125	АПВ- 3(1×50)(1×35)	

Продолжение таблицы 5.8

35,36,37	96,4	289,2	160	100	361,5	630				A37126	1	100	125	АПВ-3(1×50)(1×35)
40	64,6	193,7	80	80	242,125	400				A3711Б	1	80	80	АПВ-3(1×35)(1×25)
21,22	111,9	111,9					70	80	250	ПН2	0,33	26,4	125	АПВ-3(1×50)(1×35)
23,24	80	80					50	50	100	ПН2	0,33	16,5	80	АПВ-3(1×35)(1×25)
26	182,3 2	182,32	250	250	227,9	1600				A3721Б	1	250	320	2×АПВ-3(1×95)(1×70)
41	94,86	569,75	160	100	712,2	1000				A3712Б	1	100	125	АПВ-3(1×50)(1×35)
От ТП к ШРА-4	660,7	1048,1 3	1000	1000	1310,2	2000				ВА53-41	1	1000	1520	4×ААШВ-3(1×150)(1×120)
ЭП подключаемые к ТП														
39,42	287,9	863,6	320	320	1079,5	2100				A3796БР	1	320	530	2×ААШВ-3(1×120)(1×95)
ЩО и ЩАО														
	37,2		63	40	46,5	320				A3775БР	1	40	60	ААШВ-3(1×16)(1×10)
НБК														
	227,9		250	250	284,9	1600				A3721Б	1	250	380	ААШВ-3(1×150)(1×120)
Вводные автоматы														
	1714		2500	2500	2785,25	5000				ВА53-43				

## 5.4 Расчет токов короткого замыкания

Для расчета токов короткого замыкания составим схему питания наиболее удаленного электроприемника для проверки его аппарата защиты на отключающую способность и схему замещения на рисунке 5.2

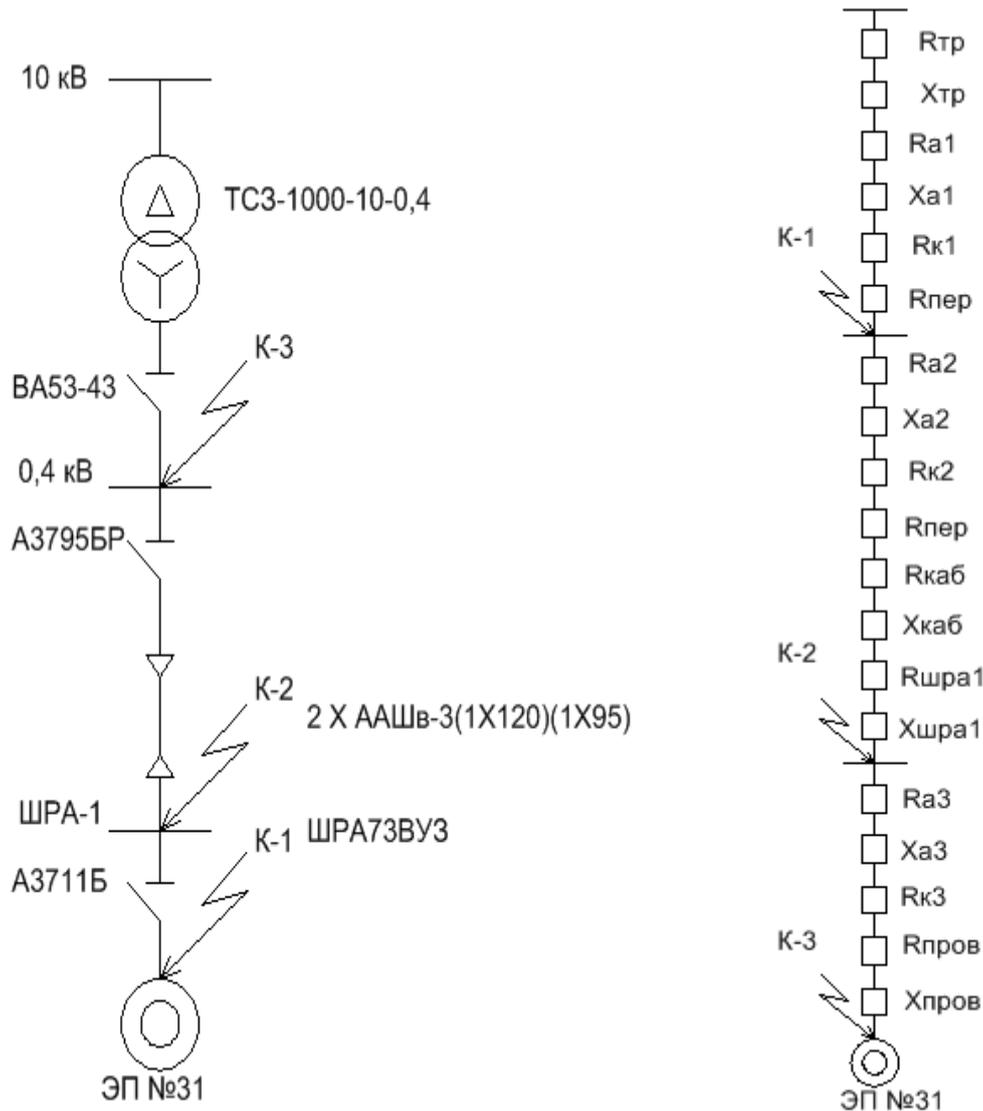


Рисунок 5.2 – Схема питания ЭП №1 и схема замещения

$R_{тр}, X_{тр}$  – активное и реактивное сопротивления трансформатора;

$R_a, X_a, R_k$  – активное и реактивное сопротивления катушек и контактов автоматических выключателей;

$R_{пер}$  – переходное сопротивление контактных соединений (шинопровод – кабель, кабель – кабель и т.д.);

$R_{ШРА-1}, X_{ШРА-1}$  – активное и реактивное сопротивления шинопровода;

$R_{каб}, X_{каб}$  – активное и реактивное сопротивления кабеля;

$R_{пров}, X_{пров}$  – активное и реактивное сопротивления провода;

Значения элементов схемы замещения:

$$R_{\text{тр}}=1,9 \text{ мОм}; X_{\text{тр}}=8,6 \text{ мОм};$$

$$R_{a1}=0,13 \text{ мОм}; X_{a1}=0,07 \text{ мОм}; R_{\kappa1}=0,06 \text{ мОм};$$

$$R_{\text{пер}}=0,15 \text{ мОм};$$

$$R_{a2}=0,65 \text{ мОм}; X_{a2}=0,17 \text{ мОм}; R_{\kappa2}=0,2 \text{ мОм};$$

$$R_{\text{каб}}=(r_0 \cdot l_{\text{каб}})/2=(0,261 \cdot 50)/2=6,525 \text{ мОм}; X_{\text{каб}}=(x_0 \cdot l_{\text{каб}})/2=(0,08 \cdot 50)/2=2 \text{ мОм};$$

$$R_{\text{ШРА-1}}=r_{\text{уд}} \cdot l_{\text{ШРА-1}}=0,15 \cdot 48=7,2 \text{ мОм}; X_{\text{ШРА-1}}=x_{\text{уд}} \cdot l_{\text{ШРА-1}}=0,17 \cdot 48=8,16 \text{ мОм};$$

$$R_{a3}=2,15 \text{ мОм}; X_{a3}=1,2 \text{ мОм}; R_{\kappa3}=0,5 \text{ мОм};$$

$$R_{\text{пров}}=r_{\text{пров}} \cdot l_{\text{пров}}=0,894 \cdot 3=2,682 \text{ мОм}; X_{\text{пров}}=x_{\text{пров}} \cdot l_{\text{пров}}=0,088 \cdot 3=0,264 \text{ мОм}.$$

Трех- и двухфазное короткое замыкание в точке К-3

$$R_3=R_{mp}+R_{a1}+R_{\kappa1}+R_{nep} \quad (5.17)$$

$$R_3=1,9+0,13+0,15+0,06=2,24 \text{ мОм};$$

$$X_3=X_{mp}+X_{a1} \quad (5.18)$$

$$X_3=8,6+0,07=8,67 \text{ мОм};$$

$$I_{\hat{e}\zeta}^{(3)} = \frac{U_f \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_3^2 + X_3^2}} \quad (5.19)$$

$$I_{\hat{e}\zeta}^{(3)} = \frac{0,38 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{2,24^2 + 8,67^2}} = 24,5 \text{ êÀ};$$

$$T_a = \frac{X_3}{\omega \cdot R_3} \quad (5.20)$$

$$T_a = \frac{8,67}{2 \cdot 3,14 \cdot 50 \cdot 2,24} = 0,0123 \text{ с};$$

где  $T_a$  – постоянная времени;

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{\hat{e}\zeta}^{(3)} \cdot \sqrt{1+50 \cdot \dot{O}_a} \quad (5.21)$$

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 24,5 \cdot \sqrt{1+50 \cdot 0,0123} = 44 \text{ êÀ};$$

$$I_{\hat{e}\zeta}^{(2)} = I_{\hat{e}\zeta}^{(3)} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} \quad (5.22)$$

$$I_{\hat{e}\zeta}^{(2)} = 24,5 \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 21,22 \text{ êÀ}.$$

Трех- и двухфазное короткое замыкание в точке К-3

$$R_2=R_3+R_{a2}+R_{\kappa2}+R_{nep}+R_{\text{каб}}+R_{\text{ШРА-1}} \quad (5.23)$$

$$R_2 = 2,24 + 0,65 + 0,2 + 0,15 + 6,525 + 7,2 = 16,965 \text{ мОм};$$

$$X_2 = X_3 + X_{a2} + X_{каб} + X_{ШРА-1} \quad (5.24)$$

$$X_2 = 8,67 + 0,17 + 2 + 8,16 = 19 \text{ мОм};$$

$$I_{\hat{e}\zeta}^{(3)} = \frac{0,38 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{16,965^2 + 19^2}} = 8,6 \text{ \hat{A}};$$

$$T_a = \frac{19}{2 \cdot 3,14 \cdot 50 \cdot 16,965} = 0,0036 \text{ с};$$

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 8,6 \cdot \sqrt{1 + 50 \cdot 0,0036} = 13,21 \text{ \hat{A}};$$

$$I_{\hat{e}\zeta}^{(2)} = 8,6 \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 7,45 \text{ \hat{A}}.$$

Трех- и двухфазное короткое замыкание в точке К-3

$$R_1 = R_2 + R_{пров} + R_{a3} + R_{к3} \quad (5.25)$$

$$R_1 = 16,965 + 2,682 + 2,15 + 0,5 = 22,297 \text{ мОм};$$

$$X_1 = X_2 + X_{пров} + X_{a3} \quad (5.26)$$

$$X_1 = 19 + 0,264 + 1,2 = 20,464 \text{ мОм};$$

$$I_{\hat{e}\zeta}^{(3)} = \frac{0,38 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{22,297^2 + 20,464^2}} = 7,3 \text{ \hat{A}};$$

$$T_a = \frac{20,464}{2 \cdot 3,14 \cdot 50 \cdot 22,297} = 0,003 \text{ с};$$

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 7,3 \cdot \sqrt{1 + 50 \cdot 0,003} = 11,1 \text{ \hat{A}};$$

$$I_{\hat{e}\zeta}^{(2)} = 7,3 \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 6,3 \text{ \hat{A}}.$$

Расчет однофазного короткого замыкания

Вместо  $R_{тр}$ ,  $X_{тр}$ ,  $R_{ШРА-1}$ ,  $X_{ШРА-1}$ ,  $R_{каб}$ ,  $X_{каб}$ ,  $R_{пров}$ ,  $X_{пров}$  принимаем полное сопротивление цепи фаза-нуль;  $Z_{п.ф.-0.к.}$  – полное сопротивление цепи фаза-нуль кабельной линии;  $Z_{п.ф.-0.п.}$  – полное сопротивление цепи фаза-нуль провода;  $Z_{п.ф.-0.ш.}$  – полное сопротивление цепи фаза-нуль шинпровода,  $(Z_{п.ф.-0.тр.}^1)/3$  – полное сопротивление фазы трансформатора.

$$Z_{п.ф.-0.к.} = 0,7 \cdot 50 = 35 \text{ мОм};$$

$$Z_{п.ф.-0.п.} = 3 \cdot 3 = 9 \text{ мОм};$$

$$Z_{п.ф.-0.ш.} = 0,65 \cdot 48 = 31,2 \text{ мОм};$$

$$\frac{1}{3} Z_{i.\delta\delta}^1 = \frac{1}{3} \cdot 81 = 27 \text{ \hat{A}} \quad (\text{при соединении обмоток трансформатора } Y/Y);$$

$$\frac{1}{3} Z_{i.\delta\delta}^1 = \frac{1}{3} \cdot 26,4 = 8,8 \text{ \hat{A}} \quad (\text{при соединении обмоток трансформатора } \Delta/Y).$$

Расчет К.З. при соединении обмоток трансформатора Y/Y.

Расчет короткого замыкания в точке К-3:

$$Z_3 = \frac{1}{3} Z_{i.\delta\delta}^1 + \sqrt{(R_{a1} + R_{e\dot{i}\delta} + R_{i\dot{a}\delta})^2 + X_{a1}^2} \quad (5.27)$$

$$Z_3 = 27 + \sqrt{(0,13 + 0,06 + 0,15)^2 + 0,07^2} = 27,43 \text{ } \hat{i}\hat{n} \quad ;$$

$$I_{\hat{e}\hat{c}}^{(1)} = \frac{U_i \cdot 10^3}{Z_3} \quad (5.28)$$

$$I_{\hat{e}\hat{c}}^{(1)} = \frac{380}{27,43} = 13,85 \text{ } \hat{e}\hat{A} .$$

Расчет короткого замыкания в точке К-2:

$$Z_2 = Z_3 + Z_{i.\delta.-0.\hat{e}} + \sqrt{(R_{a2} + R_{i\dot{a}\delta})^2 + X_{a2}^2} \quad (5.29)$$

$$Z_2 = 27,43 + 35 + \sqrt{(0,65 + 0,15)^2 + 0,17^2} = 63,25 \text{ } \hat{i}\hat{n} \quad ;$$

$$I_{\hat{e}\hat{c}}^{(1)} = \frac{380}{63,25} = 6 \text{ } \hat{e}\hat{A} .$$

Расчет короткого замыкания в точке К-1:

$$Z_1 = Z_2 + Z_{i.\delta.-0.\hat{\phi}} + \sqrt{(R_{a3} + R_{i\dot{a}\delta})^2 + X_{a3}^2} + Z_{i.\delta.-0.\hat{i}} \quad (5.30)$$

$$Z_1 = 63,25 + 31,2 + \sqrt{(2,15 + 0,15)^2 + 1,2^2} + 9 = 106,04 \text{ } \hat{i}\hat{n} \quad ;$$

$$I_{\hat{e}\hat{c}}^{(1)} = \frac{380}{106,04} = 3,58 \text{ } \hat{e}\hat{A} .$$

Расчет К.З. при соединении обмоток трансформатора Δ/Y.

Расчет короткого замыкания в точке К-3:

$$Z_3 = 8,8 + \sqrt{(0,13 + 0,06 + 0,15)^2 + 0,07^2} = 9,23 \text{ } \hat{i}\hat{n} \quad ;$$

$$I_{\hat{e}\hat{c}}^{(1)} = \frac{380}{9,23} = 41,2 \text{ } \hat{e}\hat{A} .$$

Расчет короткого замыкания в точке К-2:

$$Z_2 = 9,23 + 35 + \sqrt{(0,65 + 0,15)^2 + 0,17^2} = 45,05 \text{ } \hat{i}\hat{n} \quad ;$$

$$I_{\hat{e}_c}^{(1)} = \frac{380}{45,05} = 8,435 \text{ } \hat{e}\text{A}.$$

Расчет короткого замыкания в точке К-1:

$$Z_1 = 45,05 + 31,2 + \sqrt{(2,15 + 0,15)^2 + 1,2^2} + 9 = 87,85 \text{ } \hat{i}\hat{i} \quad ;$$

$$I_{\hat{e}_c}^{(1)} = \frac{380}{87,85} = 4,33 \text{ } \hat{e}\text{A}.$$

Таблица 5.9 – Значения токов К.З.

	К-3	К-2	К-1
Трёхфазное КЗ	$I_{\text{кз}}^{(3)} = 24,5 \text{ кА}$	$I_{\text{кз}}^{(3)} = 8,6 \text{ кА}$	$I_{\text{кз}}^{(3)} = 7,3 \text{ кА}$
	$i_y = 44 \text{ кА}$	$i_y = 13,21 \text{ кА}$	$i_y = 11,1 \text{ кА}$
Двухфазное КЗ	$I_{\text{кз}}^{(2)} = 21,21 \text{ кА}$	$I_{\text{кз}}^{(2)} = 7,45 \text{ кА}$	$I_{\text{кз}}^{(2)} = 6,3 \text{ кА}$
Однофазное КЗ (Y/Y-12)	$I_{\text{кз}}^{(1)} = 13,85 \text{ кА}$	$I_{\text{кз}}^{(1)} = 6 \text{ кА}$	$I_{\text{кз}}^{(1)} = 3,58 \text{ кА}$
Однофазное КЗ ( $\Delta$ /Y-11)	$I_{\text{кз}}^{(1)} = 41,2 \text{ кА}$	$I_{\text{кз}}^{(1)} = 8,435 \text{ кА}$	$I_{\text{кз}}^{(1)} = 4,33 \text{ кА}$

## 5.5 Проверка оборудования по отключающей способности

В точке К-3:

Предельно отключающий ток автоматического выключателя ВА53-43 с расцепителем на  $I_{\text{НОМ}}=2500 \text{ А}$  ( $5 \text{ кА} < 41,2 \text{ кА}$ );

В точке К-2:

Предельный отключающий ток автоматического выключателя АЗ795БР с расцепителем на  $I_{\text{НОМ}}=320 \text{ А}$  ( $2,1 \text{ кА} < 8,435 \text{ кА}$ );

В точке К-1:

Предельный отключающий ток автоматического выключателя АЗ711Б с расцепителем на  $I_{\text{НОМ}}=80 \text{ А}$  ( $0,4 \text{ кА} < 4,33 \text{ кА}$ ).

Отключающие способности и чувствительности выбранных автоматических выключателей соответствуют требованиям.

Электродинамическая стойкость ударному току КЗ шинпровода ШРА1 марки ШРА73ВУЗ на  $I_{\text{НОМ}}= 400 \text{ А}$ :

$25 \text{ кА} < 44 \text{ кА}$  - условие не выполняется.

## **6 Оценка эффективности схемы внешнего электроснабжения завода электротехнических конструкций**

### **6.1 Цели разработки проекта**

Целью разработки проекта строительства подстанции 115/10,5 кВ и прилегающих к ней сетей 110 и 10 кВ.

Строящаяся подстанция предназначена для реализации электроэнергии завода электротехнических конструкций Костанайской области со стороны 110 и 10 кВ.

Проектируемую подстанцию и прилегающие к ней сети предполагается разместить вне населенных пунктов в равнинной местности. Сооружение ЛЭП 110 и 10 кВ предполагается с использованием железобетонных опор.

Для строительства подстанций, передачи электроэнергии по тарифу, который ниже действующего, создается АО «Арсен», чтобы создать конкуренцию на розничном рынке по передаче электроэнергии. АО будет не только осуществлять строительство подстанций и передачу электроэнергии, но также будет осуществлять ремонты комплектующих подстанций или привлекать специализированных организаций по ремонту.

Целью создания АО – получение прибыли от передачи электроэнергии с шин подстанций до потребителя.

В связи с выявленным дефицитом в энергоснабжении потребителей рассматриваемого района, предполагается, что сооружение межсистемной связи позволит АО реализовать дополнительную электроэнергию потребителям.

Энергетический эффект от развития сети 110 кВ будет характеризоваться дополнительным подачей электроэнергии завода электротехнических конструкций, при выходе фабрики на полную мощность.

### **6.2 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

ТОО «Костанайский энергоЦентр» с 1.01.2014 года установил среднеотпускную цену для промышленных предприятий Т=14,65 тенге за 1 кВт ч.

Тариф на отпуск электроэнергию будет складываться из тарифа энергопроизводящей организации, городских сетей или АРЭК, национальных электрических сетей, а также установленного тарифа АО.

### 6.3 План производства

В соответствии со строительными нормами срок строительства подстанции, установленной мощности 2х40 МВА, и прилегающих сетей 110 и 10 кВ принят равным одному году.

В соответствии с нормами освоения введенных энерго мощностей была определена программа отпуска электроэнергии на шинах подстанции, и представлена в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Программа отпуска электроэнергии на шинах подстанции

Показатели	Годы строительства и эксплуатации		
	1	3	5
Коэффициент роста нагрузки, %	0,6	0,7	0,8
Поступление энергии в сеть, кВт час	53302050	62185725	71069400
Потери энергии, кВт час:			
нагрузочные	207522	242109	276696
постоянные	192967	225128	257289
Всего	53702539	62652962	71603385

### 6.4 Организационный и юридический план

Организационная структура управления АО будет такой же, как и в других сетях компаниях.

На п/ст и прилегающих к ней сетях устанавливается современное высокоавтоматизированное оборудование, что обеспечивает высокий уровень надежности электроснабжения.

Ремонт будет осуществляться с помощью персонала специализированных ремонтных организаций.

Для осуществления строительства и эксплуатации рассматриваемого энергообъекта создается Акционерное общество с привлечением средств за счет выпуска акций и заемного капитала потенциальных инвесторов.

Экологическая ситуация в районе размещения электросети находится в пределах установленных санитарных норм.

Строительство подстанции и прилегающих сетей не приведёт к ухудшению экологической ситуации в районе.

### 6.5 Расчет технико-экономических показателей подстанции

Определение капитальных вложений в строительство подстанции.

Капиталовложения в подстанцию определяются по приведенным в

справочнике укрупненным показателям стоимости суммированием следующих составляющих

- РУ 110 и 10 кВ;
- трансформаторы ТДН-10000/110/10;
- компенсирующие устройства и реакторы;
- постоянная часть затрат.

Капитальные затраты на сооружение подстанции определяются составом оборудования:

$$K_{П/СТ} = (\sum K_i \cdot n_i + K_{пост}) \cdot \alpha_p, \quad (6.1)$$

где  $K_i$  - расчетные стоимости распределительных устройств, трансформаторов, токоограничивающих реакторов, а также дополнительные капиталовложения линейных ячеек, оборудованных высокочастотной связью;

$n_i$  - соответственно число единиц перечисленного оборудования;

$K_{пост}$  - постоянная часть затрат по подстанции, малозависящая от мощности подстанции;

$\alpha_p$  - коэффициент, учитывающий район сооружения.

Расчетная стоимость ячеек РУ учитывает стоимость выключателей, разъединителей, трансформаторов тока и напряжения, ОПН, аппаратуры управления, сигнализации, РЗА, контрольных кабелей, ошиновки, строительных конструкций и фундаментов, а также соответствующих строительно-монтажных работ.

Расчетная стоимость трансформаторов включает затраты на ошиновку, шинопроводы, грозозащиту, заземление, контрольные кабели, РЗ, строительные конструкции и строительно-монтажные работы.

Показатели постоянной части затрат по подстанции учитывают полную расчетную стоимость подготовки и благоустройства территории, общеподстанционного пункта управления, устройств расхода на собственные нужды, аккумуляторной батареи, компрессорной, подъездных и внутриплощадочных дорог, средств связи и телемеханики, маслохозяйства, водопровода, канализации, наружного освещения и прочих общеподстанционных элементов.

Все расчеты капиталовложений в подстанцию сведены в таблицу 6.2.

Определение капитальных вложений в строительство прилегающих сетей.

Стоимость сооружения ЛЭП определяется основными ее параметрами: напряжением, типом опор, маркой проводов и конструкцией фазы, районом строительства, характеристикой трассы и климатическими условиями и рассчитывается по выражению:

$$K_{ЛЭП} = k_{уд} \cdot L \cdot \alpha_{нв} \cdot \alpha_p + \Delta K_{р.пр.} + \Delta K_{д.гр.} + n_{р.б.} \cdot K_{р.б.} \quad (6.2)$$

где  $K_{уд.i}$  - удельные показатели стоимости 1 км линии, соответствующие уровню напряжения и количеству цепей, а также учитывающий определенные условия прохождения трассы (по равнине, лес - не более 10% от длины трассы, доставка грузов до трассы - не более 20 км и развозка оборудования по трассе - не более 10 км);

$L = 3,5$  км - длина линии;

$\alpha_{нв} = 1,06$  - поправочный коэффициент, учитывающий скоростной напор ветра;

$a_p = 1,27$  - коэффициент, учитывающий район прохождения трассы;

$\Delta K_{р.пр} = 3,8$  - затраты, учитывающие рубку просеки в лесу, если лес составляет более 10% длины трассы;

$\Delta K_{дтр.} = 1$  - затраты, учитывающие доставку грузов к линии, если условия доставки отличаются от вышеуказанных;

$n_{р.б.} = 1$  - количество ремонтных баз вдоль линии;

$K_{р.б.} = 1$  - затраты на создание и оснащение одной ремонтной базы.

Таблица 6 2 – Капиталовложения в объект

У или оборудование	Число ячеек или элементов оборудования	Цена одной ячейки или единицы оборудования, млн.тенге.	Общая стоимость, млн.тенге.
РУ 110 кВ	2	19,47	38,694
РУ 10 кВ	18	0,988	17,784
Трансформаторы	2	29,23	58,46
Постоянные	-	47,293	47,293
Итого:			162,231

В расчете затраты на создание и оснащение ремонтных баз, а также на создание линий связи принимаются в размере 10%.

Все расчеты капиталовложения по линиям электропередач сводятся в форму таблицы 6.3.

Общие капитальные вложения в строительство энергообъекта составят:

$$K_{ЭС} = K_{п/ст} + K_{лэп} = 162,231 + 26,311 = 188,542 \text{ млн. тенге}$$

*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.

Таблица 6.3 – Капитальные вложения в ЛЭП

Линия	Общая длина линии, км	Стоимость одного км. длины линии, млн.тенге.	Общая стоимость линии, млн. тенге (с учетом строительных работ, оборудования)
ВЛ 110 кВ	4,5	5,847	26,311
Итого:			26,311

Поскольку такие потери связаны с процессом передачи, то их стоимость включается в состав ежегодных издержек:

$$I_{\text{перед}} = I_{\text{экс}} + I_{\text{пот}}, \quad (6.3)$$

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

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

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

$$I_{\text{экс}} = I_{\text{ам}} + I_{\text{об/рем}},$$

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

$$I_{\text{ам}} = \frac{\alpha_{\text{ам}}}{100} \cdot K_{\text{ЭС}}, \quad (6.4)$$

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

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

$$I_{\text{об/рем}} = \frac{\alpha_{\text{об/рем}}}{100} \cdot K_{\text{ЭС}}, \quad (6.5)$$

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

Расчет эксплуатационных издержек сводится в виде таблицы 6.4. Определение издержек, связанных с потерями энергии.

Издержки на потерю энергии рассчитываются по выражению:

$$I_{\text{пот}} = \Delta \mathcal{E} \cdot \Pi_{\text{пот.}} \cdot K_{\text{цен.}}, \quad (6.6)$$

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

Таблица 6.4 – Эксплуатационные издержки распределения энергии

Элемент	Кап. вложения, млн.тенге	$\alpha_{\text{ам}},\%$	$\alpha_{\text{об}},\%$	$I_{\text{ам}},$ млн. тенге/год	$I_{\text{обсл}},$ млн. тенге/год	$I_{\text{экспл}},$ млн. тенге/год
п/ст 110/10 кВ	162,231	4	3	6,489	4,867	11,356
ЛЭП 110 кВ	26,311	4	3	1,052	0,789	1,841
Итого:				7,514	5,659	13,197

Годовые потери энергии в ЛЭП:

$$\Delta \mathcal{E} = \Delta P_{\text{кор}} \cdot 8760 + \Delta P_{\text{max}} \cdot \tau, \quad (6.7)$$

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

Потери мощности на корону определяются по выражению:

$$\Delta P_{\text{кор}} = p_{\text{уд.кор.}} \cdot L, \quad (6.8)$$

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

Потери мощности при максимальной нагрузке определяются по выражению

$$\Delta P_{\text{max}} = \frac{S_{\text{max}}^2}{U^2} \cdot \rho \cdot \alpha \cdot L,$$

где  $S_{\text{max}}$  - мощность, передаваемая по ЛЭП при максимальной нагрузке;  
 $U$  - напряжение линии;  
 $\rho$  - удельное активное сопротивление линии 6-500 кВ;  
 $\alpha$  - коэффициент, учитывающий изменение сопротивления линии при температуре, отличной от 20 С°;  
 $L$  - длина линии.

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).

Расчет издержек, связанных с потерями энергии, представляется в виде таблиц 6.5 и 6.6.

Таблица 6.5 – Издержки, связанные с потерями при трансформации энергии

Элемент	Постоянные потери, МВт-ч	Переменные потери, МВт-ч	И <sub>пот</sub> , млн.тенге/год
Трансформатор	216	221,644	1,838
Итого:			1,838

Таблица 6.6 – Издержки, связанные с потерями при передаче энергии

Элемент	Постоянные потери, МВт-ч	Переменные потери, МВт-ч	И <sub>пот</sub> , млн.тенге/год
ВЛ 110 кВ	41,289	55,052	0,404
Итого:			0,404

Переменные потери энергии и издержки, связанные с ними.

Переменные потери определяются переменными потерями в трансформаторах подстанции и потерями в активном сопротивлении проводов линий.

Значения переменных потерь в трансформаторах находятся по формуле:

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{переменAT}} = n \cdot \Delta P_K \cdot T \cdot \frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{ннO}}} = 2 \cdot 60 \cdot 2886 \cdot 0,8^2 = 221,644 \text{ МВт-ч,}$$

где  $\Delta P_K$  – потери короткого замыкания.

Постоянные потери определяются постоянными потерями в трансформаторах на подстанции и потерями на корону в ЛЭП 110-500кВ.

Значения постоянных потерь в трансформаторах находятся по формуле

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{пост.тр-р}} = n \cdot \Delta P_{\text{XX}} \cdot T_{\text{вкл}} = 2 \cdot 6000 \cdot 18 = 216 \text{ МВт-ч.}$$

где  $n$  – количество трансформаторов,

$\Delta P_{\text{XX}}$  – потери на холостой ход в трансформаторе.

## 6.6 Себестоимость

Стоимость электроэнергии:

$T = 15,08$  тенге/кВтч – тариф за электроэнергию.

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

$T_{гор.сети} = 7$  тенге/кВтч – тариф за передачу электроэнергии городским сетям или РЭК;

$T_{эпо} = 4,99$  тенге/кВтч – тариф за электроэнергию, установленный энергопроизводящей организацией;

$T_{НЭС} = 2$  тенге/кВтч – тариф на услуги по передаче электроэнергии по национальным электрическим сетям.

Капитальные вложения на оборудование, строительство, монтаж и пуск подстанции:

$$K_{п/ст} = 162,231 \text{ млн. тенге}$$

Капитальные вложения на оборудование, строительство, монтаж ЛЭП:

$$K_{ЛЭП} = 26,311 \text{ млн. тенге}$$

Суммарные капитальные вложения подстанции и ЛЭП:

$$\sum K_{п/ст, ЛЭП} = 162,231 + 26,311 = 188,542 \text{ млн. тенге}$$

АО «Арсен» может получить прибыль по двум составляющим: 1) услуга за передачу электроэнергии и 2) по виду деятельности (т.е. АО выступает в виде гарантированного поставщика электроэнергии предприятию).

1) Услуга за передачу электроэнергии.

Затраты на амортизацию оборудования:

$$Z_{ам} = \sum K_{п/ст, ЛЭП} \times N_{\%} = 162,231 \times 0,04 = 6,489 \text{ млн. тенге,}$$

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

Другие затраты составят:

$$Z_{другие} = Z_{з/п} + Z_{обсл.} + Z_{ам} + Z_{с/э} + Z_{админ.} + Z_{прочие} = 100 \%, \quad (6.9)$$

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

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

$Z_{ам}$  – затраты на амортизацию;

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

$Z_{админ.}$  – административные затраты;

$Z_{прочие}$  – прочие затраты.

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

Тогда суммарные затраты на передачу электроэнергии составят:

$$\sum Z_{передача} = (6,489 \times 1) / 0,45 = 14,521 \text{ млн. тенге}$$

Себестоимость передачи электроэнергии:

$$S = \frac{\sum Z_{передача}}{\mathcal{E}_{год}} = \frac{14,421}{81,3} = 0,17 \text{ тенге,}$$

где  $\mathcal{E}_{год} = 9278,3 \times 8760 = 81,3$  млн. кВт ч – годовое энергопотребление предприятия.

2) Вид деятельности.

Выручка от прогнозируемого объема передачи электроэнергии заводу электротехнических конструкций для АО «Арсен» составит:

$$V_{\text{АО «Арсен»}} = T \times \mathcal{E}_{год} = 15,08 \times 81,3 = 1225,6275 \text{ млн. тенге}$$

Из прогнозируемой выручки АО «Арсен» произведет следующие выплаты:

- выплаты по договору АО «Арсен» составят:

$$0,28 \times 81,3 = 22,528 \text{ млн. тенге;}$$

- выплаты городским сетям за передачу электроэнергии составят:

$$7 \times 81,3 = 569,1 \text{ млн. тенге;}$$

- выплаты национальным электрическим сетям составят:

$$2 \times 81,3 = 162,6 \text{ млн. тенге;}$$

- выплаты энергопроизводящим предприятиям составят:

$$4,99 \times 81,3 = 406,687 \text{ млн. тенге.}$$

Остаток из прогнозируемой выручки за передачу электроэнергии составит:

$$1225,6275 - 22,528 - 569,1 - 162,6 - 406,687 = 64,71 \text{ млн. тенге}$$

Чистая прибыль за вычетом налога 20% составит:

$$\text{ЧПр} = \text{Пр}(1 - 0,2) = 64,71 \times 0,8 = 51,77 \text{ млн. тенге}$$

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

$$Pr = 51,77 \times 0,6 = 31,062 \text{ млн. тенге}$$

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

$$PP = \frac{\sum K_{n/cm, ЛЭП}}{Pr} = \frac{188.542}{31.062 + 7.514} = 4,9 \text{ года.}$$

## 6.7 Показатели финансово-экономической эффективности инвестиций

*Определение NPV (чистой текущей стоимости).*

Рассмотрим расчет только двух динамических критериев – NPV и IRR.

Чистая текущая стоимость NPV (англ. Net Present Value) – это разница между суммой денежных поступлений (денежных потоков), порождаемых реализацией инвестиционного проекта и дисконтированных к их текущей стоимости, и суммой дисконтированных текущих стоимостей всех затрат (денежных оттоков), необходимых для реализации этого проекта.

Данный метод основан на сопоставлении величины исходных инвестиций ( $I_0$ ) с общей суммой дисконтированных чистых денежных поступлений, генерируемых проектом в течение прогнозируемого срока [20]. Поскольку приток денежных средств распределен во времени, то он дисконтируется с помощью коэффициента  $k$ , устанавливаемого аналитиком (инвестором) самостоятельно, исходя из ежегодного процента возврата, который он хочет или может иметь на инвестируемый капитал.

Допустим, делается прогноз, что инвестиции ( $I_0$ ) будут генерировать в течение  $n$  лет годовые доходы в размере  $CF_1, CF_2, \dots, CF_n$ . Тогда общая накопленная величина дисконтированных доходов (Present Value, PV) и чистый приведенный эффект (NPV) соответственно рассчитываются по формулам:

$$PV = \sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1+k)^t}, \quad (6.10)$$

$$NPV = \frac{CF_1}{(1+k)^1} + \frac{CF_2}{(1+k)^2} + \dots + \frac{CF_n}{(1+k)^n} - I_0 = \sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1+k)^t} - I_0, \quad (6.11)$$

где  $k$  – желаемая норма доходности (ставка дисконта), о.е.;

$I_0$  – первоначальные инвестиции, тенге;

$CF_t$  – поток денежных средств в конце периода  $t$ , тенге.

Если:

-  $NPV > 0$ , то проект следует принять (ценность компании, а следовательно и благосостояние ее владельцев увеличатся);

-  $NPV < 0$ , то проект следует отвергнуть (ценность компании уменьшится);

-  $NPV = 0$ , то проект ни прибыльный, ни убыточный.

В последнем случае благосостояние владельцев компании не меняется, однако проект с  $NPV = 0$  имеет все же дополнительный аргумент в свою пользу – в этом случае объемы производства возрастут, т. е. компания увеличится в масштабах. Поскольку нередко увеличение размеров компании рассматривается как положительная тенденция, то проект все же принимается.

Метод расчета внутренней нормы прибыли. Внутренняя норма прибыли, или внутренний коэффициент окупаемости инвестиций IRR (англ. Internal Rate Of Return), представляет собой уровень окупаемости средств, направленных на цели инвестирования. Наиболее близкими по экономической природе к внутренней норме прибыли можно считать:

- действительную (реальную) годовую ставку доходности, предлагаемую банками по своим сберегательным счетам, т. е. номинальную ставку доходности за год, рассчитанную по схеме сложных процентов в силу неоднократного начисления процентов в течение года, например ежеквартально;

- действительную (реальную) ставку процента по ссуде за год, рассчитанную по схеме сложных процентов в силу неоднократного погашения задолженности в течение года.

Если вернуться к описанным выше формулам (6.10) и (6.11), то IRR – это то значение  $k$  в этих уравнениях, при котором  $NPV$  будет равна нулю:

$$\sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1+k)^t} - I_0 = 0. \quad (6.12)$$

Смысл расчета данного коэффициента при анализе эффективности инвестиций заключается в следующем: IRR показывает максимально допустимый относительный уровень расходов, которые могут быть ассоциированы с данным проектом. Например: если проект полностью финансируется за счет ссуды коммерческого банка, то значение IRR показывает верхнюю границу допустимого уровня банковской процентной ставки, превышение которой делает проект убыточным.

На практике для нахождения IRR используют финансовые функции программы калькуляции электронной таблицы Microsoft Excel и показана на рисунке 6.1..

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

Чистая приведенная стоимость определяется:

$$NPV = \sum_1^n \frac{CF_n}{(1+r)^n} - I_0, \quad (6.13)$$

где CF – ежегодные денежные поступления;

n - годы реализации проекта;

$I_0$  - полные суммарные инвестиции;

r – процентная ставка.

1 год:

$$PV = 38,576 \cdot 0,91 = 35,066 \text{ млн.тенге,}$$

$$NPV = -188,542 + 35,066 = -153,476 \text{ млн.тенге}$$

2 год:

$$PV = 38,576 \cdot 0,83 = 31,864 \text{ млн.тенге,}$$

$$NPV = -153,476 + 31,864 = -121,612 \text{ млн.тенге}$$

3 год:

$$PV = 38,576 \cdot 0,751 = 28,971 \text{ млн.тенге,}$$

$$NPV = -121,612 + 28,971 = -92,641 \text{ млн.тенге}$$

4 год:

$$PV = 38,576 \cdot 0,683 = 26,348 \text{ млн.тенге,}$$

$$NPV = -92,641 + 26,348 = -66,294 \text{ млн.тенге}$$

5 год:

$$PV = 38,576 \cdot 0,621 = 23,956 \text{ млн.тенге,}$$

$$NPV = -66,294 + 23,956 = -42,337 \text{ млн.тенге}$$

6 год:

$$PV = 38,576 \cdot 0,564 = 21,757 \text{ млн.тенге,}$$

$$NPV = -42,337 + 21,757 = -20,580 \text{ млн.тенге}$$

7 год:

$$PV = 38,576 \cdot 0,512 = 19,751 \text{ млн.тенге,}$$

$$NPV = -20,580 + 19,751 = -829238 \text{ млн.тенге}$$

8 год:

$$PV = 38,576 \cdot 0,467 = 18,015 \text{ млн.тенге,}$$

$$NPV = -829233 + 18,015 = 17,186 \text{ млн.тенге}$$

$$,,,,,, PV = (35,065 + 31,864 + 28,971 + 26,348 + 23,956 + 21,757 + 19,751 + 18,015) = 205,727 \text{ млн.тг}$$

$$NPV = (35,065 + 31,864 + 28,971 + 26,348 + 23,956 + 21,757 + 19,751 + 18,015 + 15.430 + 14.890 + 13.501 + 12.267 + 11.179 + 10.145 + 9.219 + 8.409 + 7.638 + 6.905) - 188.542 = 126.777 \text{ млн.тг}$$

IRR – это то значение  $k$  в уравнениях, при котором NPV будет равна нулю:

$$\sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1+k)^t} - I_0 = 0. \quad (6.14)$$

Смысл расчета данного коэффициента при анализе эффективности инвестиций заключается в следующем: IRR показывает максимально допустимый относительный уровень расходов, которые могут быть ассоциированы с данным проектом. Например: если проект полностью финансируется за счет ссуды коммерческого банка, то значение IRR показывает верхнюю границу допустимого уровня банковской процентной ставки, превышение которой делает проект убыточным.

На практике для нахождения IRR используют финансовые функции программы калькуляции электронной таблицы Microsoft Excel.

$$IRR = r1 + (NPVr1 / (NPVr1 - NPVr2)) * (r2 - r1). \quad (6.15)$$

$$IRR = r1 + f(r1) / (f(r1) - f(r2)) \times (r2 - r1).$$

$$IRR = 19.92\%$$

IRR служит индикатором риска. Так как  $IRR > r$ , т.е.  $19.92 > 10\%$ , то проект обеспечивает положительную величину NPV. В нашем случае IRR превышает нашу процентную ставку на 9.92 %.

Индекс рентабельности инвестиций:

$$PI = \left( \sum_{t=1}^n \frac{PV_t}{(1+r)^t} \right) / K_0 \quad (6.16)$$

Если:  $PI > 1$ , то проект следует принять,  $PI < 1$ , то проект следует отклонить,  $PI = 1$ , то проект ни прибыльный, ни убыточный.

$$\text{Тогда:} \\ PI = \frac{74.105 / 0,318}{188,542} = 1.1$$

Так как  $PI > 1$ , проект следует принять.

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

$$PP = \frac{I_0}{CF_{\Sigma}}$$

Рассчитаем срок окупаемости PP:

$CF_{\Sigma} = 38,576$  млн. тенге,

$I_0 = 188,542$  млн. тенге

Из этих данных рассчитаем срок окупаемости инвестиций в проект.

$$\frac{188.542}{38.576} = 4.9 \text{ года}$$

Результаты расчета сведем в таблицу 6.7.

Таблица 6.7 – Результаты расчета чистой текущей стоимости

Годы проекта	$I_0$ , тенге	$CF_t$ , тенге	$1/(1+k)^t$	PV, тенге
0	-188 542 000			
1		38 576 400	0,909	35 065 948
2		38 576 400	0,826	31 864 106
3		38 576 400	0,751	28 970 876
4		38 576 400	0,683	26 347 681
5		38 576 400	0,621	23 955 944
6		38 576 400	0,564	21 757 090
7		38 576 400	0,512	19 751 117
8		38 576 400	0,467	18 015 179
9		38 576 400	0,4	15 430 560
10		38 576 400	0,386	14 890 490
11		38 576 400	0,35	13 501 740
12		38 576 400	0,318	12 267 295
13		38 576 400	0,2898	11 179 441
14		38 576 400	0,263	10 145 593
15		38 576 400	0,239	9 219 760
16		38 576 400	0,218	8 409 655
17		38 576 400	0,198	7 638 127
18		38 576 400	0,179	6 905 176
19		38 576 400	0,163	6 287 953
20		38 576 400	0,149	5 747 884

Итоговые результаты сведем в таблицу 6.8.

Таблица 6.7 – Результаты расчета

PV, млн. тенге	205.727
NPV, млн. тенге	126.777
IRR	19.92
PI	1.1
PP	4.9

Вывод: Срок окупаемости сооружаемой подстанции и ЛЭП составил 4,9 года. Организация брала кредит процентной ставкой 10%. В результате с учетом дисконтирования срок окупаемости составил 8 лет, так как чистая приведенная стоимость будет положительной на 8 год реализации проекта.

## **7 Безопасность жизнедеятельности**

### **7.1 Анализ условий работы и мероприятия по обеспечению безопасных условий труда**

Охрана труда – это система сохранения жизни и здоровья работников в процессе трудовой деятельности, включающая в себя правовые, социально-экономические, организационно-технические, санитарно-гигиенические, лечебно-профилактические, реабилитационные и иные мероприятия.

Администрация предприятия обязана: внедрять современные средства защиты, предупреждающие производственный травматизм, и обеспечивать санитарно-гигиенические условия, предотвращающие возникновение профессиональных заболеваний рабочих и служащих; правильно организовывать труд рабочих и служащих, создавать условия для роста его производительности, повышать трудовую и производственную дисциплину; неуклонно соблюдать законодательство об охране труда. Она ответственна также за то, чтобы производственные здания, сооружения, оборудование полностью отвечали требованиям безопасности труда. Эти требования включают, в частности, правильную эксплуатацию оборудования и организацию технологических процессов, защиту работающих от вредных и опасных производственных факторов, обеспечение работающих спецодеждой и санитарно- бытовыми помещениями.

К работникам, обслуживающим действующие электроустановки, а также к персоналу, производящему электромонтажные работы, предъявляются особые требования.

Весь электротехнический персонал при поступлении на работу проходит общий инструктаж по охране труда и медицинский осмотр. В дальнейшем медицинский осмотр проводится один раз в 2 года.

Электротехнический персонал должен знать правила техники безопасности и местные инструкции по выполняемой работе, изучить безопасные приемы работы с последующей проверкой знаний квалификационной комиссией, уметь оказывать первую доврачебную помощь пострадавшим.

После проверки знаний квалификационная комиссия в зависимости от выполняемой работы или должности присваивает квалификационную группу по технике безопасности и выдает удостоверение на право работы на данной электроустановке.

Проверка знаний квалификационной комиссией всего электротехнического персонала проводится периодически в соответствии с правилами техники безопасности.

Все подстанции должны быть постоянно обеспечены инвентарными защитными средствами, списки которых утверждает главный инженер предприятия.

За хранением защитных средств устанавливается постоянный контроль:

они должны быть защищены от увлажнения, загрязнения и механических повреждений. Проверка наличия защитных средств и их состояния производится начальником энергослужбы, а результаты проверок заносят в журнал учета и содержания защитных средств.

Обеспечение безопасной эксплуатации электроустановок достигается применением ряда конструктивных мер. Эти меры соблюдаются во время строительства и монтажа электроустановок и затем поддерживаются в период эксплуатации.

При ремонте и монтаже оборудования подстанции руководствуются следующими нормативными документами для обеспечения правильного выполнения техники безопасности:

- Правила устройства электроустановок (ПУЭ);
- Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей;
- Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей;

Согласно ПУЭ безопасность обслуживающего персонала и посторонних лиц должна обеспечиваться: применением надлежащей изоляции; соблюдением соответствующих расстояний до токоведущих частей или путем их закрытия ограждения; применением блокировки аппаратов и ограждений для предотвращения ошибочных операций и доступа к токоведущим частям; надежным и быстрым автоматическим отключением частей электрооборудования, случайно оказавшимся под напряжением, и поврежденные участки сети, в том числе защитного отключения; заземлением или занулением корпусов электрооборудования и электроустановок, которые могут оказаться под напряжением вследствие повреждения изоляции; выравниванием потенциалов; использованием разделяющих трансформаторов; применением напряжения 42 В и ниже переменного тока частоты 50 Гц и 110 В и ниже постоянного тока; применением предупредительной сигнализации, надписей и плакатов; использованием защитных средств и приспособлений.

*Работы на щитах переменного тока* (секциях шин, секционном разъединителе, присоединениях по которым может быть подано напряжение на шины переменного тока) должны выполняться по наряду-допуску. При работе на щитах переменного тока со всех сторон токоведущих частей, на которых будет проводиться работа, необходимо снять напряжение отключением коммутационных аппаратов с ручным приводом, а при наличии в схеме предохранителей – их снятием. При отсутствии в схеме предохранителей для предотвращения ошибочного включения коммутационных аппаратов следует обеспечить выполнение следующих мер: запирающие рукоятки дверей шкафа, закрытие кнопок, установка между контактами коммутационных аппаратов изолирующих накладок и т.п. При снятии напряжения коммутационным аппаратом с дистанционным управлением необходимо затем отсоединить провод, питающий включающую катушку, если в схеме отсутствуют предохранители. Если конструктивное

исполнение аппаратуры и характер работы позволяют, то указанные выше меры необходимо заменить расшиновкой или отсоединением кабеля, проводов от коммутационного аппарата либо от оборудования, на котором следует проводить работу. Расшиновку или отсоединение кабеля, проводов при подготовке рабочего места может выполнять работник с группой 3 из состава производственных работников под наблюдением дежурного или работника из состава оперативно-производственных работников. С ближайших к рабочему месту токоведущих частей, доступных прикосновению, необходимо снять, напряжение либо их следует оградить. Отключенное положение коммутационных аппаратов до 1000 В с недоступными для осмотра контактами (автоматические выключатели невыкатного исполнения, пакетные выключатели, рубильники в закрытом исполнении и др.) определяется проверкой отсутствия напряжения на их зажимах либо на отходящих шинах, проводах или зажимах оборудования, включаемого этими коммутационными аппаратами. Снимать и устанавливать предохранители необходимо при снятом напряжении. Под напряжением, но без нагрузки, допускается снимать и устанавливать предохранители на присоединениях, в схеме которых отсутствуют коммутационные аппараты, позволяющие снять напряжение. Под нагрузкой допускается менять предохранители во вторичных цепях, сетях освещения и предохранители ТН. При снятии и установке предохранителей под напряжением необходимо пользоваться изолирующими клещами или диэлектрическими перчатками, работу следует выполнять с применением защитных очков (масок).

На щитах переменного тока необходимо: отгородить расположенные вблизи рабочего места токоведущие части, находящиеся под напряжением, к которым возможно случайное прикосновение; работать в диэлектрических ботах или стоя на изолирующей подставке или на резиновом диэлектрическом коврике; применять инструмент с изолирующими рукоятками, при отсутствии такого инструмента пользоваться диэлектрическими перчатками.

Также во всех РУ должна быть предусмотрена установка разъединяющих устройств с видимым разрывом, обеспечивающих возможность отсоединения всех аппаратов от источников напряжения. РУ напряжением 3 кВ и выше должны быть оборудованы оперативной блокировкой, исключающей возможность: включения выключателей, отделителей и разъединителей на заземляющие ножи и короткозамыкатели; включения заземляющих ножей в ошиновку, не отделенную разъединителями от ошиновки, находящейся под напряжением; отключение и включения отделителями и разъединителями ток нагрузки, если это не предусмотрено инструкцией по эксплуатации.

Блокировки безопасности должны не допускать открывание дверей в различные камеры РУ до момента отключения разъединителей, снимающих напряжение с токоведущих частей, расположенных в камере, и выключения заземляющих ножей. Стационарные лестницы для подъема на трансформаторы должны быть сблокированы с разъединителями и заперты на

замок. Вторичные цепи трансформаторов напряжения должны автоматически отключаться одновременно с первичной цепью, если есть возможность появления напряжения со вторичной стороны трансформатора.

Комплексные распределительные устройства (КРУ) без выкатных тележек имеют блокировки, исключающий доступ в отсек аппаратуры высокого напряжения со стороны выключателя при выключенных разъединителях и не дают возможность включить разъединители при открытой двери шкафа. Конструкции КРУ с выкатными тележками обеспечивает их безопасное обслуживание. В частности, блокировки не позволяют выкатку тележки при включенном выключателе, вкатывание тележки в рабочее положение возможно лишь при отключенном заземляющих ножей.

Для защиты от людей от поражения электрическим током при повреждении изоляции применяют следующие защитные меры: заземление, зануление, защитное отключение, разделяющий трансформатор, малое напряжение, двойную изоляцию, выравнивание потенциалов. В устройствах до 1000 В с глухозаземленной нейтралью следует применять зануление. Причем применение в одной и той же сети зануления для одних электроприемников и заземления для других не допускается.

В целях выравнивания электрического потенциала и присоединения электрооборудования к заземлению на территории, занятой оборудованием, следует проложить продольные и поперечные заземлители, соединяя их между собой в сетку.

РУ напряжением свыше 1000 В должны быть оборудованы стационарными заземляющими ножами, окрашенными в черный цвет, рукоятки их приводов должны иметь красный цвет. В камера закрытых РУ, в пролетах открытых РУ, в прочих местах, где для обеспечения безопасности эксплуатации работ необходимо независимо от наличия заземляющих ножей закорачивание и заземление цепи, на токоведущих и заземляющих шинах должны быть подготовлены контактные поверхности для присоединения переносных заземлений.

Питание переносных электроприемников следует выполнять через понижающие трансформаторы с напряжением не более 42 В.

Для обеспечения возможности легкого распознавания отдельных частей электроустановки должны быть выполнены четкие надписи, указывающие назначение отдельных цепей, а также сделано одинаковое цветовое обозначение одноименных шин. Выключатели и их приводы, приводы разъединителей, заземляющих ножей, короткозамыкателей должны иметь указатели их положения.

На внешней стороне входных дверей РУ, наружных дверях камер выключателей и трансформаторов, на ограждениях токоведущих частей должны быть вывешены предупреждающие надписи

В каждом РУ должны находиться достаточное количество переносных заземлений, защитные средства и средства по оказанию первой помощи в

соответствии с правилами техники безопасности.

Организационными мероприятиями, обеспечивающими безопасность работ в электроустановках, являются: оформление работ нарядом, распоряжением или перечнем работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации; допуск к работе; надзор во время работы; оформление перерыва в работе, перевода на другое место, окончания работы.

## 7.2 Расчет рассеивания паров серной кислоты из аккумуляторного отделения

При приготовлении электролита и зарядке свинцово-цинковых аккумуляторов в воздух выделяются пары  $H_2SO_4$ , которые с помощью вытяжной вентиляции удаляются в атмосферу: высота трубы  $H = 3,9$  м; диаметр устья трубы  $D = 0,2$  м; объем газовой смеси  $V_1 = 0,86$  м<sup>3</sup>/с. Реальная скорость ветра  $U = 3,9$  м/с.

При зарядке аккумуляторов годовой расход серной кислоты ( $H_2SO_4$ ) для приготовления электролита составляет  $B = 550$  кг/год. Время работы аккумуляторной  $t = 725$  час/год.

Необходимо определить уровень загрязнения атмосферы выбросами из аккумуляторного отделения тяговой подстанции. С этой целью производится расчет рассеивания паров  $H_2SO_4$  в приземном слое воздуха, по данным которого строится график рассеивания.

Определим секундный выброс паров  $H_2SO_4$  при  $t = 725$  ч/год:

$$M_{H_2SO_4} = \frac{B \cdot q}{3600 \cdot t}, \text{ г/с.} \quad (7.1)$$

$$M_{H_2SO_4} = \frac{550 \cdot 2,5}{3600 \cdot 725} = 0,53 \cdot 10^{-3} \text{ г/с.}$$

Максимальная приземная концентрация вредных веществ при опасной скорости ветра, т.е. в наихудших условиях рассеивания, составляет:

$$C_m = \frac{A \cdot M \cdot F \cdot D \cdot n \cdot \eta}{8 \cdot H^{\frac{4}{3}} \cdot V_1}, \text{ мг/м}^3, \quad (7.2)$$

где  $A$  – коэффициент температурной стратификации (расслоения атмосферы), определяет условия вертикального и горизонтального рассеивания вредных веществ, зависит от климатической зоны,  $A = 200$ ;

$F$  – коэффициент оседания вредных веществ, зависит от агрегатного состояния вещества, для газообразных  $F = 1$ ;

$M$  – масса выброса, т.е. количество вредных веществ, выходящих из трубы в единицу времени,  $M = 1,06 \cdot 10^{-3}$  г/с;

$\eta$  – коэффициент рельефа местности, т.к. перепад высот составляет менее 50 м на 1 км, то  $\eta = 1$ ,  $\omega_0$  – скорость выхода газовой смеси из источника:

$$\omega_0 = \frac{4 \cdot V_1}{\pi \cdot D^2} = \frac{4 \cdot 0,86}{3,14 \cdot 0,2^2} = 27,4 \text{ м/с}, \quad (7.3)$$

$n$  – безразмерный коэффициент, учитывающий условия выхода газовой смеси из источника, определяется по параметру выбросов  $v_m$ ,

$$v_m = 1,3 \cdot \frac{\omega_0 \cdot D}{H} = 1,3 \cdot \frac{27,4 \cdot 0,2}{3,9} = 1,83 \text{ м/с}, \quad (7.4)$$

при  $0,3 < v_m \leq 2$  ( $0,3 < 1,83 \leq 2$ ),

$$n = 3 - \sqrt{(v_m - 0,3) \cdot (4,36 - v_m)} = 1,03. \quad (7.5)$$

$$C_m = \frac{200 \cdot 0,53 \cdot 10^{-3} \cdot 1 \cdot 0,2 \cdot 1,03 \cdot 1}{8 \cdot 3,9^{\frac{4}{3}} \cdot 0,86} = 0,523 \cdot 10^{-3} \text{ мг/м}^3.$$

Расстояние от источника выбросов, на котором достигается максимальная приземная концентрация вредных веществ при опасной скорости ветра, составляет:

$$X_m = \frac{5 - F}{4} \cdot d \cdot H, \text{ м}, \quad (7.6)$$

где  $d$  – безразмерный коэффициент, зависящий от параметров выбросов  $v_m$

$$\text{при } v_m = 1,83 < 2, \quad d = 11,4 \cdot v_m = 11,4 \cdot 1,83 = 20,8,$$

$$X_m = \frac{5 - 1}{4} \cdot 20,8 \cdot 3,9 = 81 \text{ м}.$$

Опасная скорость ветра, при которой достигается максимальный уровень загрязнения:

$$U_M = v_M = 1,83 \text{ м/с.}$$

Максимальная приземная концентрация вредных веществ при скорости ветра отличной от опасной составляет:

$$C_{\text{ми}} = r \cdot C_M, \text{ мг/м}^3, \quad (7.7)$$

где  $r$  – безразмерный коэффициент, зависящий от соотношения реальной и опасной скорости ветра.

Т.к. реальная скорость больше опасной ( $a > 1$ )

$$a = \frac{U}{U_M} = \frac{3,9}{1,83} = 2,13 > 1, \text{ то}$$

$$r = \frac{3 \cdot a}{2 \cdot a^2 - a + 2} = \frac{3 \cdot 2,13}{2 \cdot 2,13^2 - 2,13 + 2} = 0,712.$$

$$C_{\text{ми}} = 0,712 \cdot 0,523 \cdot 10^{-3} = 3,7 \cdot 10^{-4} \text{ мг/м}^3.$$

Расстояние  $X_{\text{ми}}$ , на котором достигается  $C_{\text{ми}}$ , составляет:

$$X_{\text{ми}} = \rho \cdot X_M, \text{ м}, \quad (7.8)$$

где  $\rho$  – безразмерный коэффициент, зависящий от соотношения реальной и опасной скорости ветра

$$\text{т.к. } a = 2,136 > 1, \text{ то } \rho = 0,32 \cdot a + 0,68 = 1,36.$$

$$X_{\text{ми}} = 1,36 \cdot 81 = 110 \text{ м.}$$

Концентрация вредных веществ  $C_x$  на расстоянии  $X$  от источника определяется по формуле:

$$C_x = S_1 \cdot C_{\text{ми}}, \text{ мг/м}^3, \quad (7.9)$$

где  $S_1$  – безразмерный коэффициент, зависящий от расстояния  $X$ , рассчитывается по формулам:

$$\text{при } b < 1, S_1 = 3 \cdot b^4 - 8 \cdot b^3 + 6 \cdot b^2; \quad (7.10)$$

при  $b > 1$ ,

$$S_1 = \frac{1,13}{0,13 \cdot b^2 + 1}, \quad (7.11)$$

где  $b = \frac{X}{X_{\text{му}}}$ .

Результаты расчета рассеивания паров  $\text{H}_2\text{SO}_4$  в приземном слое воздуха по формуле (7.11) приведены в таблице 7.1.

Таблица 7.1 – Результаты расчета рассеивания паров серной кислоты в атмосфере

$M$ , г/с	$C_M$ , мг/м <sup>3</sup>	$X_M$ , м	$C_{\text{му}}$ , мг/м <sup>3</sup>	$X_{\text{му}}$ , м	$X$ , м	$\frac{X}{X_{\text{му}}}$	$S_1$	$C_x$ , мг/м <sup>3</sup>
$0,53 \cdot 10^{-3}$	$0,523 \cdot 10^{-3}$	81	$3,7 \cdot 10^{-4}$	110	50	0,45	0,61	$2,25 \cdot 10^{-4}$
					80	0,72	0,93	$3,43 \cdot 10^{-4}$
					100	0,91	0,99	$3,67 \cdot 10^{-4}$
					200	1,81	0,79	$2,93 \cdot 10^{-4}$
					500	4,52	0,31	$1,13 \cdot 10^{-4}$
					700	6,33	0,18	$0,68 \cdot 10^{-4}$

По данным таблицы 7.1 строится график распределения концентрации паров серной кислоты в приземном слое воздуха (рисунок 7.1).

Вывод: уровень загрязнения атмосферы парами серной кислоты ниже  $\text{ПДК}_{\text{мр}} = 0,3 \text{ мг/м}^3$ , следовательно, мероприятия по снижению выбросов паров серной кислоты проводить не надо.

$C_x \cdot 10^{-4}$ , мг/м<sup>3</sup>

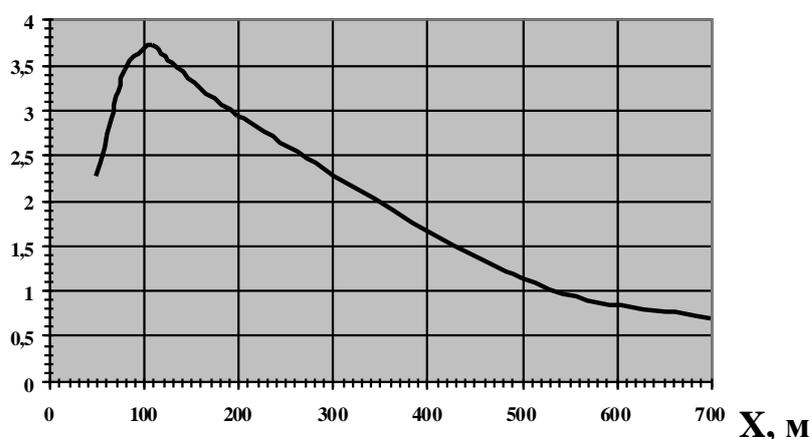


Рисунок 7.1 – График распределения концентрации паров серной кислоты в приземном слое воздуха

## Заключение

Данный дипломный проект посвящен проектированию электроснабжения завода электротехнических конструкций и вбор высоковольтного оборудования. В работе были получены следующие основные результаты. При заданном числе электроприемников и их мощности вычислена методом «упорядоченных диаграмм» нагрузка по заводу напряжением 0,4 кВ:  $S_p = 8922$  кВА. Выбраны 10 цеховых трансформаторов типа ТМЗ-1000-10/0,4. А так же произведена компенсация реактивной мощности на 0,4 кВ с помощью низковольтных батарей конденсаторов типа УКЛН-0,38-150У3. Определена нагрузка по заводу в целом с учетом СД и потерь в ЦТП:  $S_p \text{ зав} = 9448,3$  кВА.

В проекте рассмотрены два варианта схем внешнего электроснабжения завода. И из них выбран наиболее рациональный с экономической и технической точки зрения, которым является первый вариант питания завода, где электроэнергия передается по ЛЭП 110 кВ.

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

Произведен расчет электроснабжения механосборочного цеха с выбором электрооборудования и кабельных линий.

В разделе «Безопасность жизнедеятельности» выявлены основные вредные вещества, выделяемые предприятием. Для электроремонтного цеха были рассмотрен вопрос о влиянии электромагнитных полей.

В экономической части диплома была рассмотрена оценка эффективности схемы внешнего электроснабжения завода электротехнических конструкций. Был рассчитан срок окупаемости сооружаемой подстанции ГПП и ЛЭП 110 кВ, который составил 2,7 года, с учетом дисконтирования 5 лет.

## Список литературы

1. Заводы электротехнического оборудования. <http://www.ruscable.ru/company/electroteh/>
2. Живаева О.П. Методические указания к выполнению курсовой работы по дисциплине «Проектирование систем электроснабжения». – Алматы: АУЭС. - 2010. – 43с.
3. Гужов Н.П., Ольховский В.Я., Павлюченко Д.А. Системы электроснабжения: Учебник. – Новосибирск: НГТУ, 2008. – 258 с.
4. Федоров А.А., Каменева В.В. Основы электроснабжения промышленных предприятий: Учебник для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 2007. – 472 с.
5. Сайт [http://elengg.hostoi.com/электроснабжение-промышленных - предприятий.html](http://elengg.hostoi.com/электроснабжение-промышленных-предприятий.html).
6. Сайт <http://shkolazhizni.ru/archive/0/n-47896/>
7. Постановление Правительства Республики Казахстан от 24 октября 2012 года № 1355 «Об утверждении Правил устройства электроустановок»
8. Кабышев А.В., Обухов С.Г. Расчет и проектирование систем электроснабжения объектов и установок: Учебное пособие и справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. – Томск: ТПУ, 2006. – 248 с.
9. Сумарокова Л.П. Электроснабжение промышленных предприятий: Учебное пособие. – Томск: ТПУ, 2012. – 288 с.
10. Гамазин С.И., Кудрин Б.И., Цырук С.А. Справочник по энергоснабжению и электрооборудованию промышленных предприятий и общественных зданий. – М.: МЭИ, 2010. – 745 с.
11. Справочник по проектированию электрических сетей / Под ред. Д.Л. Файбисовича. – М.: ЭНАС, 2012. – 376 с.
12. Радкевич В.Н. Проектирование систем электроснабжения: Учебное пособие. – Минск: ПИОН, 2001. – 292 с.
13. Киреева Э.А., Быстрицкий Г.Ф. Справочник энергетика предприятий, учреждений и организаций. – М.: Колос, 2010. – 804 с.
14. Справочник электрика / Под ред. Э.А. Киреевой и С.А. Цырука. – М.: Колос, 2007. – 464 с.
15. Шеховцов В.П. Расчет и проектирование схем электроснабжения: Методическое пособие для курсового проектирования. – М.: ФОРУМ: ИНФРА-М, 2010. – 214 с.
16. Радкевич В.Н. Проектирование систем электроснабжения: Учебное пособие. – Минск: ПИОН, 2001. – 292 с.
17. Экономическая эффективность новой техники. <http://www.ekoslovar.ru /487.html>.
18. Алексеенко Н.А., Прокопчик Г.А. Экономика предприятия: учебное пособие для студентов экономических и инженерно-экономических

специальностей вузов. – Гомель: ГПИ им. П.О. Сухого, 2006.

19. Жакупов А.А., Экономика отрасли. Методические указания к выполнению экономической части выпускных работ (для бакалавров, обучающихся по направлению «Электроэнергетика»), Алматы 2009.

20. Охрана труда в машиностроении: Учебник для вузов / Под ред. Е.Я. Юдина и С.В. Белова. – М.: Машиностроение, 2006. – 432 с.

21. Долин П.А. Основы техники безопасности в электроустановках: Учебное пособие для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 2010. – 448 с.

22. <http://www.bibliotekar.ru/spravochnik-181-5/111.htm>

23. <http://www.bibliotekar.ru/spravochnik-185-tehnika/12.htm>

# Приложение А

## Расчеты на ЭВМ

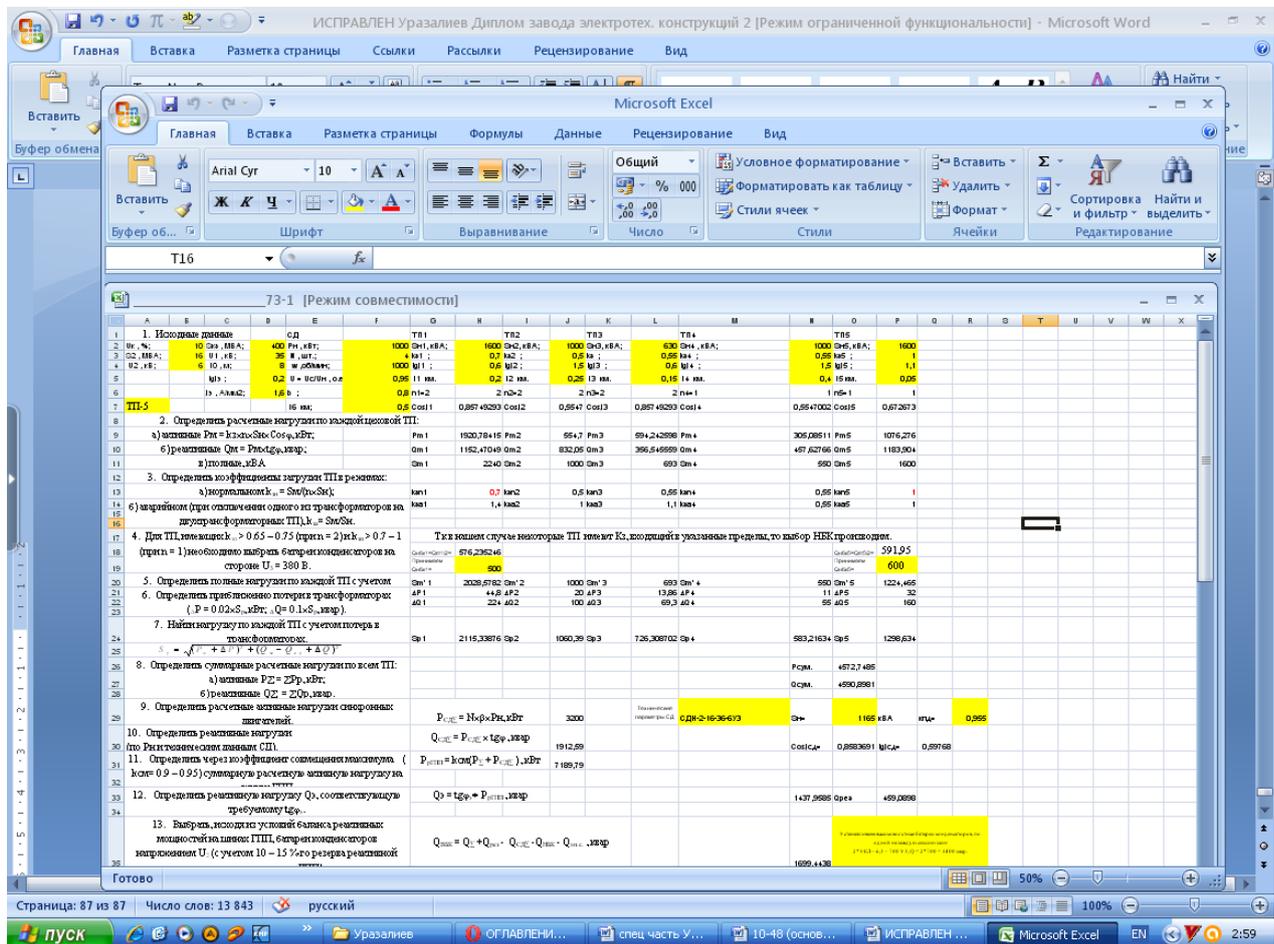


Рисунок А1 – Расчет нагрузки

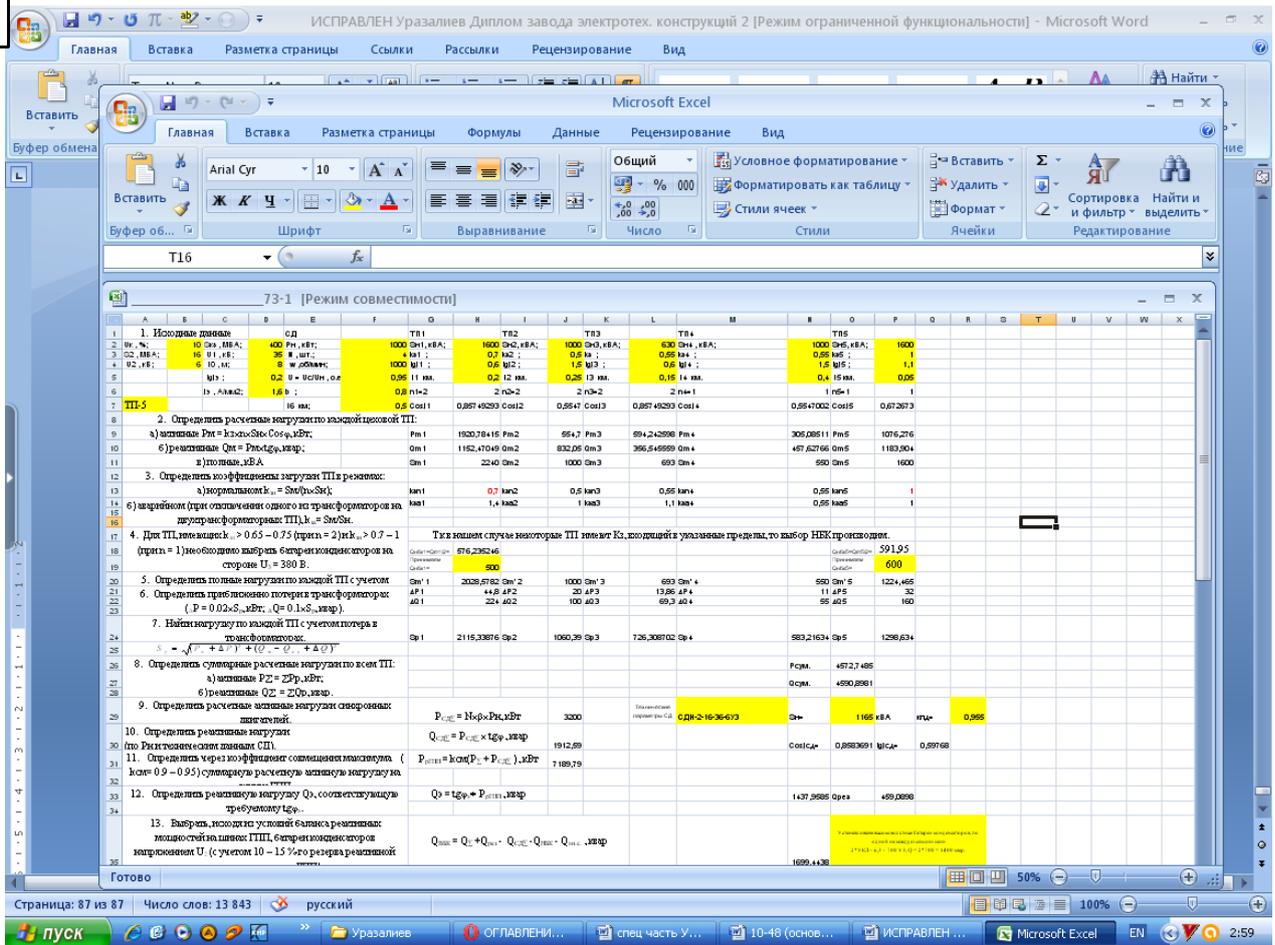


Рисунок А2 - Расчет тока