

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ
КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

кафедра Электроснабжение промышленных предприятий

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

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

На тему: Электроснабжение цементного завода

Специальность 5В071800 - Электроэнергетика

Выполнил (а) Пркопенко И.С. группа Эсн-10
(Фамилия и инициалы) группа

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

Консультанты:

по экономической части:

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

по безопасности жизнедеятельности:

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

по применению вычислительной техники:

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

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

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

Алматы 2014 г.

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ
КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

Факультет Электроэнергетический
Специальность 5В071800 - Электроэнергетика
Кафедра Электроснабжение промышленных предприятий

ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломного проекта

Студент Прокопенко Игорь Сергеевич
(фамилия, имя, отчество)
Тема проекта Электроснабжение цементного завода

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

Исходные данные к проекту требуемые параметры результатов проектирования (исследования) и исходные данные объекта:
Питание может быть осуществлено от подстанции энергосистемы неограниченной мощности, на которой установлены два трансформатора мощностью по 63 МВА, напряжением 115/37/10,5 кВ. Трансформаторы работают раздельно. Расстояние от подстанции энергосистемы до завода 6,2 км. Завод работает в три смены. Сведения об электрических нагрузках по цехам завода.

Перечень подлежащих разработке дипломного проекта вопросов или краткое содержание дипломного проекта:
Расчет электрических нагрузок на 10 кВ. Выбор числа и мощности цеховых трансформаторов и компенсация реактивной мощности на напряжение 0,4 кВ. Сравнение вариантов схем внешнего электроснабжения. Расчет токов короткого замыкания и выбор высоковольтного электрооборудования. Расчет электрических нагрузок на 0,4 кВ. Расчет нагрузок механического цеха. Рассмотрение вопросов безопасности жизнедеятельности. Рассмотрение экономических вопросов.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

Генеральный план завода

Однолинейная схема электроснабжения

Разрез и план ГПП

Генеральный план цеха

Рекомендуемая основная литература

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

Консультанты по проекту с указанием относящихся к ним разделов

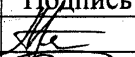
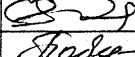
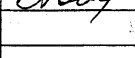
Раздел	Консультант	Сроки	Подпись
Экономическая часть	Алимжанова Л.М.	16.07.2018	
БЖД	Мананбаева С.Е.		
Применение ВТ	Поберей И.Л.		

ГРАФИК
подготовки дипломного проекта

№ п/п	Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления руководителю	Примечание
1	Расчет электрических нагрузок по заводу	4.02.14 г.- 9.02.14 г.	выполнено
2	Выбор числа цеховых трансформаторов	11.02.14 г.- 16.02.14 г.	выполнено
3	Компенсация реактивной мощности	18.02.14 г.- 23.02.14 г.	выполнено
4	Распределение электрических нагрузок цехов по трансформаторным подстанциям	25.02.14 г.- 2.03.14 г.	выполнено
5	Расчет электрических нагрузок на шинах 10 кВ	4.03.14 г.- 9.03.14 г.	выполнено
6	Сравнение вариантов внешнего электроснабжения	11.03.14 г.- 18.03.14 г.	выполнено
7	Расчет токов короткого замыкания напряжением выше 1 кВ	25.03.14 г.- 30.03.14 г.	выполнено
8	Выбор оборудования напряжением выше 1 кВ	1.04.14 г.- 12.04.14 г.	выполнено
9	Расчет нагрузок на 0,4 кВ	15.04.14 г.- 30.04.14 г.	выполнено
10	Безопасность жизнедеятельности	6.05.14 г.- 11.05.14 г.	выполнено
11	Экономическая часть	13.05.14 г.- 18.05.14 г.	выполнено
12	Графический материал	20.05.14 г.- 25.05.14 г.	выполнено

Дата выдачи задания «01» октября 2013 г.

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

Руководитель _____ (Поберей И.Л.)
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Задание принял к исполнению студент _____ (Прокопенко И.С.)
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Андатпа

Дипломдық жұмыс цемент жасау зауытын электрмен қамдау жүйесін жобалауға арналған. Жұмыста жөндеу-механикалық цех бойынша және бүкіл зауыт жүктемесіне есептеу жүргізілген, электрмен қамдаудың ең тиімді схемасы таңдалған (екі нұсқасы салыстыру арқылы), 0,4 кВ және 10 кВ шиналарындағы қысқа тұйықталу токтары есептелініп олардың нәтижелері бойынша электржабдықтарына таңдау жүргізілген.

Өміртіршілік қауіпсіздігі мен экономика мәселелері қарастырылды.

Аннотация

Дипломное проектирование посвящено разработке системы электроснабжения цементного завода. Произведен расчет нагрузок по ремонтно-механическому цеху и по всему заводу в целом, выбор наиболее рациональной схемы электроснабжения (сравнение двух вариантов), рассчитаны токи короткого замыкания на шинах 0,4кВ и 10 кВ, по результатам которых осуществлен выбор электрооборудования. Выполнен раздел «Безопасность жизнедеятельности и экономическая часть».

Annotation

Thesis is devoted to the development of the electricity system cement plant. The calculation of loads on the mechanical repair shop and around the plant as a whole, the choice of the most efficient power supply circuit (comparison of the two options), short-circuit currents are calculated on the tires of 0.4 kV and 10 kV, the results of which are carried out selection of electrical equipment. Completed section "Safety of life and the economic part."

Содержание

- Введение
 - 1 Электроснабжение арматурного завода
 - 1.1 Технологический процесс арматурного завода
 - 1.2 Исходные данные
 - 2 Расчет электрических нагрузок
 - 2.1 Расчет осветительной нагрузки
 - 2.2 Расчет электрических нагрузок напряжением до 1 кВ
 - 2.3 Определение числа трансформаторов
 - 2.4 Расчет электрических нагрузок на шинах 10 кВ
 - 3 Сравнение вариантов внешнего электроснабжения
 - 3.1 Вариант 1 110/10 кВ
 - 3.2 Вариант 2 35/10 кВ
 - 3.3 Вариант 3 10 кВ
 - 4 Выбор оборудования и расчет токов короткого замыкания
 - 4.1 Расчет токов короткого замыкания с учетом подпитки от СД
 - 4.2 Выбор оборудования
 - 5 Электроснабжение механического цеха
 - 5.1 Исходные данные
 - 5.2 Расчет осветительной нагрузки
 - 5.3 Порядок расчета нагрузки на электроприемниках
 - 5.4 Выбор оборудования
 - 5.5 Расчет токов короткого замыкания
 - 6 Безопасность жизнедеятельности
 - 6.1 Анализ условий труда отделения сырьевых мельниц
 - 6.2 Расчет вентиляционной трубы в отделении сырьевых мельниц
 - 6.3 Разработка вопросов электробезопасности на заводе
 - 7 Экономическая часть
 - 7.1 Общая часть
 - 7.2 Расчет технико-экономических показателей подстанции
 - 7.3 Показатели финансово-экономической эффективности инвестиций
- Заключение
- Список литературы

Введение

Представить нашу жизнь без электроснабжения практически невозможно. Электроснабжение представляет собой такой процесс, основной задачей которого является обеспечение электрической энергией различных объектов. К данным объектам необходимо отнести различные отрасли хозяйства, среди которых наибольшего внимания заслуживают сельское хозяйство, промышленность, городское хозяйство, транспорт и многое другое. Одной из задач электроснабжения является обеспечение электроэнергией какого-либо объекта для нормальной работы и жизнедеятельности. В основу современного электроснабжения положены следующие элементы: электрические подстанции, которые могут быть как повышающими, так и понижающими, различные источники питания, некоторые вспомогательные сооружения и устройства, а также распределительные питающие электрические сети. Целью данного дипломного проекта является разработка системы электроснабжения цементного завода.

Для достижения данной цели принимается ряд заданий: определение электрических нагрузок по заводу, т.е. расчет освещения. Расчет низковольтных электрических нагрузок по предприятию, определение потерь мощности в ЦТП, высоковольтных расчетных нагрузок, расчет компенсации реактивной мощности на шинах 10 кВ РП, низковольтной и высоковольтной нагрузки по предприятию, а также выбор оборудования и расчет токов короткого замыкания. В проекте производится расчет токов короткого замыкания, выбор оборудования на ГПП и цеховых трансформаторных подстанциях. [1]

Основной задачей проектирования объектов электроснабжения является обеспечение высокой степени надежности и их экономичности. Проектирование электроснабжения промышленных предприятий ведется с учетом использования новейших достижений науки и техники. Проектирование электроснабжения осуществляется в три стадии: технико-экономическое обоснование, технический проект, рабочие чертежи. Сооружаемые электроустановки должны обеспечить безопасность эксплуатации, надежность и экономичность. При проектировании эти показатели достигаются с помощью технико-экономических расчетов. Системы электроснабжения промышленных предприятий создаются для обеспечения питания электроэнергией промышленных приемников электрической энергии, к которым относятся электродвигатели различных машин и механизмов, электрические печи, электролизные установки, аппараты и машины для электрической сварки, осветительные установки и другие промышленные приемники электроэнергии. Задача электроснабжения промышленных предприятий возникла одновременно с широким внедрением электропривода в качестве движущей силы различных машин и механизмов и строительством электрических станций.

1 Электроснабжение цементного завода

1.1 Технологический процесс цементного завода

Завод работает по сухому способу производства. В качестве сырья используют мергель следующего состава: $R_2O=0.72\%$, $SiO_2=13.05\%$, $Al_2O_3=3.54\%$, $Fe_2O_3=1.63\%$, $CaO=44.11\%$, $MgO=1.33\%$, $SO_3=0.06\%$, ПППс=35.57%. [1]

Ассортимент выпускаемой продукции: портландцементы с минеральными добавками ПЦ400-Д20; быстротвердеющий цемент ПЦ400-20Б; шлакопортландцемент ШПЦ – 400; портландцемент бездобавочный ПЦ 500- ДО.

Завод работает по сухому способу производства. В качестве сырья используют мергель следующего состава: $R_2O=0.72\%$, $SiO_2=13.05\%$, $Al_2O_3=3.54\%$, $Fe_2O_3=1.63\%$, $CaO=44.11\%$, $MgO=1.33\%$, $SO_3=0.06\%$, ПППс=35.57%.

Минеральные добавки: гранулированный шлак и гипсовый камень
Производство цемента стабильно высокого качества на заводе начинается с добычи сырья в собственных карьерах.

В качестве топлива на заводе используется природный газ месторождения ($Q_{рн}=34120$ кДж/кг), который используется на обжиг клинкера, сушку шлака и выработку теплоэнергии поэтому на заводе не установлены ДСП. Мергель доставляется на завод автосамосвалами, подается в склад сырья №4 и по системе транспортеров отправляется в отделение первичного дробления №6 и после первичного дробления так же по системе транспортеров отправляется в отделение вторичного дробления №2.

После молотковых дробилок размер кусков мергеля составляет в среднем 20-30 мм.

По ленточному транспортеру дробленый мергель поступает в отделение сырьевых мельниц №3. В сырьевых мельницах осуществляется сушка и помол материала. Тонкость помола (остаток на сите 02) составляет 6%. Затем сырье после доставляется в объединенный склад №1

На заводе имеются четыре печи с циклонными теплообменниками находящиеся в горячем конце первичного отделения №14.

В результате обжига сырьевой муки до $900-1200^\circ C$ получается полуфабрикат – клинкер, который поступает из вращающейся печи в клинкерный холодильник, где он охлаждается до температуры не более 1000 С. Клинкерный холодильник «Волга-350» - холодный конец первичного отделения №15 разделен на две камеры по подаче воздуха для интенсификации процесса охлаждения. Температура вторичного воздуха, формируемого в колосниковом холодильнике, достигает $550-650$ С. За холодильником также имеется пылеулавливающий аппарат представленный батарейным циклоном БЦВК 250/2х90.

Охлажденный клинкер пройдя роторную дробилку, поступает в отделение цементных мельниц №17 где установлены синхронные двигатели.

Клинкер предварительно прошедший обработку поступает в мельницу №1 питателем подается гипс в мельницы, помимо гипса подается шлак и осуществляется их одновременный помол. Тонкость помола цемента (остаток на сите №008) для различных цементов следующая: ПЦ 500 ДО – 9%, ПЦТН – 50 и ПЦТН – 100 – 7%, ПЦ 400 и ШПЦ – 400 ~ 11%. Откуда по клинкерному транспортеру поступает на объединенный склад №1. [2]

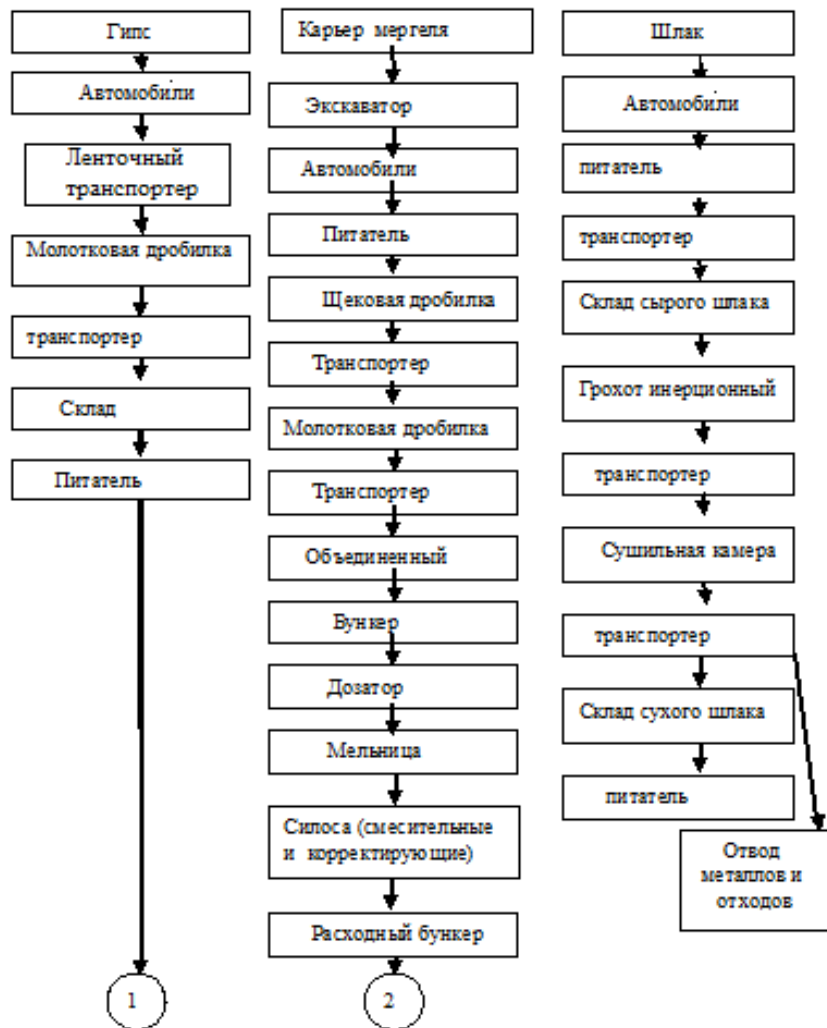
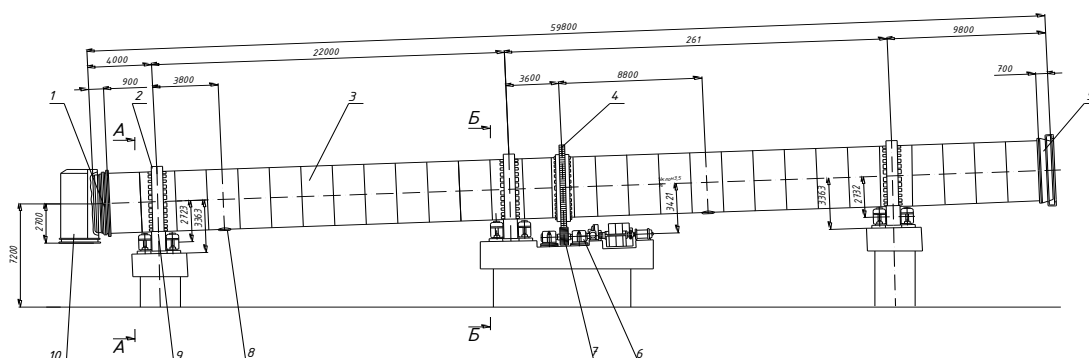


Рисунок 1.1 - Технологическая схема производства цемента по сухому способу

Главным звеном в цепи агрегатов технологических линий является печной агрегат, от эксплуатации которого и его надежности зависят технико-экономические показатели всего цементного завода.

В состав печного агрегата входят вращающаяся печь, внутripечной или запечный теплообменник, охладитель клинкера, дозаторы и устройства подачи сырьевых материалов, топливосжигающие устройства, тягодутьевое оборудование, аппараты для очистки и выброса в атмосферу газов и воздуха,

выходящих из печи и охладителя клинкера, а также различное вспомогательное оборудование.



1 – уплотнение горячего конца; 2 – бандаж; 3 – обечайка; 4 – шестерня венцовая; 5 – уплотнение холодного конца; 6 – привод; 7 – шестерня подвенцовая; 8 – люк ремонтный; 9 – ролик опорный; 10 – разгрузочная головка.

Рисунок 1.2 - Вращающаяся печь №1 4x60 м

Завод оснащен мощной упаковочной линией, которая фасует цемент в фирменные трехслойные мешки весом по 50 кг со скоростью 2000 мешков в час. На участке тарирования организована упаковка цемента в мешки, палетирование, хранение и отгрузка упакованного цемента. Тарирование цемента осуществляется на ротационной девятиштуцерной машине под постоянным электронным контролем веса. Палетирование готовых мешков с цементом осуществляется на автоматическом палетайзере, который включен в единую производственную цепочку с участком тарирования. На заводе используется инновационная технология, при которой для погрузки и разгрузки палет не требуется использование поддонов.

Подготовка проб и проведение анализа выполняются непрерывно при помощи роботизированной системы. Дополнительно имеется оборудование для подготовки проб в ручном режиме. Минералогический состав клинкера и цемента определяется при помощи рентгеновского дифрактометра D4 ENDEAVOR фирмы Bruker AXS. Гранулометрический состав сырьевой муки и цемента определяется с помощью лазерного гранулометра Malvern Mastersizer 2000 и воздушнотруйного ситового аппарата ALPINE 200 LS-N; помимо того, имеется прибор мокрого рассева для определения тонкости помола сырьевой муки.

1.2 Исходные данные на проектирование

Питание может быть осуществлено от подстанции энергосистемы неограниченной мощности, на которой установлены два трансформатора мощностью по 63 МВА, напряжением 115/37/10,5 кВ. Трансформаторы работают раздельно. Расстояние от подстанции энергосистемы до завода 6,2 км. Завод работает в три смены. [5] Сведения об электрических нагрузках по цехам завода приведены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 Электрические нагрузки по цехам

№п/п	Наименование	Кол-во ЭП, п	Установленная мощность, кВт		Коэффициенты	
			Одного ЭП, P _н	Σ P _н	K _н	cosφ
1	2	3	4	5	6	7
1	Объединенный склад	130	1-60	2900	0,35	0,7
2	Отделение вторичного дробления	27	1-42	370	0,35	0,7
3	Отделение сырьевых мельниц:					
	а) 0,4 кВ	15	1-14	210	0,5	0,8
	б) СД 10кВ	4	500	2000	-	-
4	Склад сырья	18	5-20	400	0,2	0,6
5	Административный корпус	16	1-20	140	0,5	0,7
6	Отделение первичного дробления	25	1-30	500	0,3	0,8
7	Материальный склад	12	1-15	70	0,3	0,8
8	Механический цех	45	2-40	710	0,25	0,75
9	Склад добавок	24	1-25	500	0,3	0,8
10	Шлакосушительное отделение	26	1-30	450	0,35	0,75
11	Гараж	8	1-120	100	0,3	0,8
12	Склад цемента и упаковочная	24	12-45	600	0,5	0,85
13	Мазутное хозяйство	6	10	60	0,3	0,8
14	Горячий конец первичного отделения	28	10-80	1000	0,6	1
15	Холодный конец первичного отделения	62	1-35	1500	0,3	0,8
16	Отделение сырьевой муки	22	10-80	900	0,3	0,8
17	Отделение цементных мельниц:					
	а) 0,4 кВ	6	10	60	0,5	0,8
	б) СД 10кВ	6	800	4800	-	-
18	Компрессорная:					
	а) 0,4 кВ	12	10	120	0,7	0,8
	б) СД 10 кВ	6	630	3780	-	-
19	Склад сухих добавок	20	20	40	0,3	0,8
20	Котельная	6	300	1800	0,3	0,8

2 Расчет электрических нагрузок

2.1 Расчет осветительной нагрузки

Расчет осветительной нагрузки при определении нагрузки предприятия производим упрощенным методом по удельной плотности осветительной нагрузки на квадратный метр производственных площадей и коэффициенту спроса. [6]

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

$$P_{po} = K_{co} \cdot \rho_o \cdot F, \text{ кВт}; \quad (2.1)$$

$$Q_{po} = \operatorname{tg} \varphi_o \cdot P_{po}, \text{ кВАр}, \quad (2.2)$$

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

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

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

где $F = a \cdot b$ – площадь производственного помещения, которая определяется по генеральному плану завода, в м^2 ;

ρ_o – удельная расчетная мощность в кВт на 1 м^2 .

Все расчетные данные заносятся в таблицу 2.1

2.2 Расчет электрических нагрузок напряжением до 1 кВ

Расчет электрических нагрузок напряжением до 1 кВ по цехам предприятия производим также методом упорядоченных диаграмм упрощенным способом. Результаты расчета силовых и осветительных нагрузок по цехам сведены в таблицу 2.2 – Расчет электрических нагрузок по цехам напряжением 0,4

2.3 Определение числа трансформаторов

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

Данные для расчета:

$$P_{p0,4}=7021,5 \text{ кВт};$$

$$Q_{p0,4}=3876,53 \text{ квар};$$

$$S_{p0,4}=8020,53 \text{ кВА}.$$

Предприятие относится ко 2 категории потребителей, предприятие работает в 3 смены, следовательно, коэффициент загрузки трансформаторов $K_{зтр}=0,8$. Принимаем трансформатор мощностью $S_{нт}=630 \text{ кВА}$.

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

$$N_{т \text{ min}} = \frac{P_{p0,4}}{K_3 \times S_{нт}} + \Delta N; \quad (2.4)$$

$$N_{т \text{ min}} = \frac{7021,5}{0,8 \cdot 1000} + 0,23 = 8,77 + 0,23 = 9,$$

где $P_{p0,4}$ – суммарная расчетная активная нагрузка;
 k_3 – коэффициент загрузки трансформатора;
 $S_{нт}$ – принятая номинальная мощность трансформатора;
 ΔN – добавка до ближайшего целого числа.

Экономически целесообразное число трансформаторов определяется по формуле:

$$N_{т,э} = N_{\text{min}} + m; \quad (2.5)$$

$$N_{т,э} = 9 + 0 = 9,$$

где m – дополнительное число трансформаторов.

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

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

$$Q_1 = \sqrt{(N_{\text{тз}} \times S_{\text{нт}} \times K_3)^2 - P_{\text{р0,4}}^2} \cdot \text{квар}; \quad (2.6)$$

$$Q_1 = \sqrt{(9 \cdot 1000 \cdot 0,8)^2 - 7021,5^2} = 1595,5 \text{квар}.$$

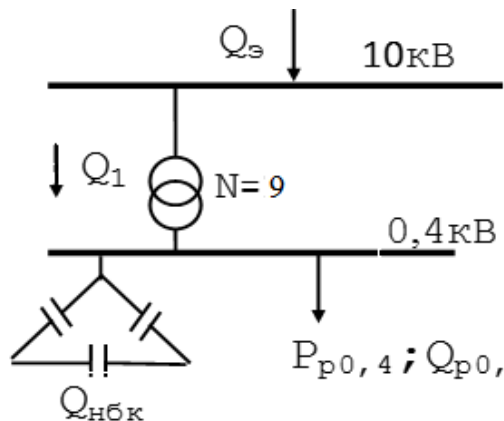


Рисунок 2.1 Схема замещения

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

$$Q_{\text{нбк}} = Q_{\text{р0,4}} - Q_1, \text{ квар}; \quad (2.7)$$

$$Q_{\text{нбк}} = 3876,53 - 1595,5 = 2281,3 \text{ квар}.$$

Определим мощность одной батареи конденсаторов, приходящуюся на каждый трансформатор:

$$Q_{\text{нбк тп}} = \frac{Q_{\text{нбк}}}{N_{\text{тз}}} \text{ квар}; \quad (2.8)$$

$$Q_{\text{нбк тп}} = \frac{2281,3}{9} = 253,44 \text{квар}.$$

Принимаем тип НБК: УКЗ-0,38-250 УЗ.

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

Таблица 2.3 Распределение низковольтной нагрузки по цеховым ТП

№ТП, Ш.тр, Q _{НБК}	№ цехов	P _{Р0,4} , кВт	Q _{Р0,4} , квар	S _{Р0,4} , кВА	Кз
1	2	3,0	4,0	5	6
ТП1 (2x1000 кВА) ТП2 (1x1000 кВА) ΣS=3000 кВА Q _{нбк} =3x250=750квар	1	1246,33	1097,62		
	2	184,16	139,06		
	3	145,92	86,30		
	4	136,64	106,40		
	5	117,63	85,86		
	6	206,09	112,50		
	8	280,6	90		
	Q _{нбк}	-	-750		
Итого		2317,78	967,7	2511,6	0,83
ТП3 (2x1000 кВА) ТП4 (1x1000 кВА) ΣS=3000 кВА Q _{нбк} =3x250=750квар	7	41,83	17,33		
	9	207,12	112,50		
	10	209,56	138,60		
	11	69,82	24,75		
	12	365,52	192,97		
	13	36,00	14,85		
	14	752,95	33,09		
	Освещение тер.	722,93	347		
Q _{нбк}	-	-750			
Итого		2405,71	131,09	2409,28	0,8
ТП5 (2x1000 кВА) ТП6 (1x1000 кВА) ΣS=3000 кВА Q _{нбк} =3x250=750квар	15	629,12	393,24		
	16	383,98	213,14		
	17	81,47	41,25		
	18	114,37	63,00		
	19	180,76	99,58		
	20	1021,25	448,40		
	Q _{нбк}		-750		
Итого		2410,95	508,61	2464,01	0,82

2.4 Расчет электрических нагрузок на шинах 10 кВ

2.4.1 Определение потерь мощности в ЦТП [6]

Выбираем трансформаторы ТСЛ(3) -1000кВА.

Таблица 2.4 Паспортные данные

Тип трансформатора	Напряжение, кВ		Потери, Вт		Напряжение кз, %	Ток хх, %
	ВН	НН	хх	Кз		
ТСЛ(3)- 1000	6-10	0,4	1900	10500	5,5	1,15

Определим расчетные активные потери мощности:

$$\sum \Delta P_{mp} = N \cdot (\Delta P_{xx} + \Delta P_{кз} \cdot K_3^2); \quad (2.9)$$

$$\sum \Delta P_{ТП1,ТП2} = 3 \cdot (1900 + 10500 \cdot 0,8^2) = 25860 \text{ Вт},$$

$$\sum \Delta P_{ТП3,ТП4} = 3 \cdot (1900 + 10500 \cdot 0,8^2) = 25860 \text{ Вт},$$

$$\sum \Delta P_{ТП7,ТП8,ТП9} = 3 \cdot (1900 + 10500 \cdot 0,82^2) = 26880,6 \text{ Вт}.$$

Определим расчетные реактивные потери мощности:

$$\sum \Delta Q_{mp} = N \left(\frac{I_{xx} \cdot S_{н.мп}}{100} + \frac{U_{кз} \cdot S_{н.мп} \cdot K_3^2}{100} \right); \quad (2.10)$$

$$\sum \Delta Q_{ТП1,ТП2} = 3 \left(\frac{1,15 \cdot 1000}{100} + \frac{5,5 \cdot 1000 \cdot 0,8^2}{100} \right) = 140,1 \text{ квар},$$

$$\sum \Delta Q_{ТП3,ТП4} = 3 \left(\frac{1,15 \cdot 1000}{100} + \frac{5,5 \cdot 1000 \cdot 0,8^2}{100} \right) = 140,1 \text{ квар},$$

$$\sum \Delta Q_{ТП7,ТП8,ТП9} = 3 \left(\frac{1,15 \cdot 1000}{100} + \frac{5,5 \cdot 1000 \cdot 0,82^2}{100} \right) = 145,45 \text{ квар}.$$

Суммарные потери во всех трансформаторах:

$$\sum \Delta P_T = 78,6 \text{ кВт};$$

$$\sum \Delta Q_T = 425,65 \text{ квар}.$$

2.4.2 Определение расчетной мощности синхронных двигателей

По мощности двигателя согласно заданию из справочника выбирается тип и паспортные данные СД.

В отсеке сырьевых мельниц №3, установлено 4 синхронных двигателя типа СДНЗ-2-17-41-20 со следующими характеристиками: $P_n = 500$ кВт, $U_n = 10$ кВ, $n = 300$ об/мин.

В отделе цементных мельниц №17 установлено 6 синхронных двигателя типа СДНЗ-2-18-39-20 со следующими характеристиками: $P_n=800$ кВт, $U_n=10$ кВ, $n=300$ об/мин.

В компрессорной №18 установлено 6 синхронных двигателя типа СДН-2-18-41-24 со следующими характеристиками: $P_n=630$ кВт, $U_n=10$ кВ, $n=300$ об/мин.

Определение расчетных активных и реактивных мощностей СД:

$$P_{pCD} = P_{nCD} \cdot N_{CD} \cdot \kappa_3; \quad (2.11)$$

$$P_{pCD3} = 4 \cdot 500 \cdot 0,85 = 1700 \text{ кВт},$$

$$P_{pCD17} = 6 \cdot 800 \cdot 0,85 = 4080 \text{ кВт},$$

$$P_{pCD18} = 6 \cdot 630 \cdot 0,85 = 3213 \text{ кВт}.$$

$$Q_{pCD} = P_{nCD} \cdot \operatorname{tg} \varphi \cdot N_{CD} \cdot \kappa_3; \quad (2.12)$$

$$Q_{pCD3} = 1700 \cdot 0,48 = 816 \text{ квар},$$

$$Q_{pCD17} = 4080 \cdot 0,48 = 1958,4 \text{ квар},$$

$$Q_{pCD18} = 3213 \cdot 0,48 = 1542,24 \text{ квар}.$$

2.4.3 Расчет компенсации реактивной мощности на шинах 10 кВ ГПП

Составим схему замещения, показанную на рисунке 2.2.

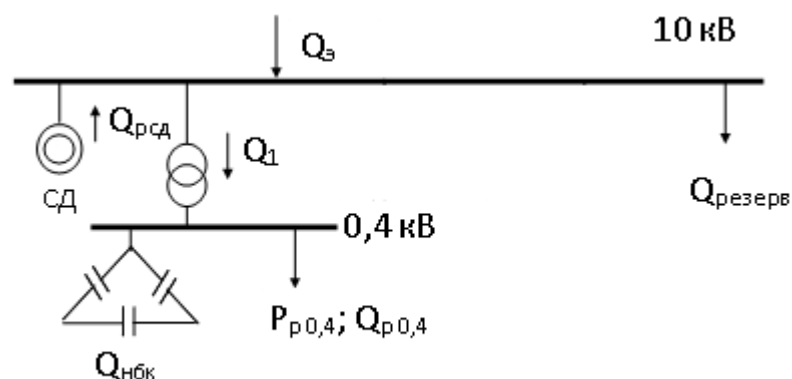


Рисунок 2.2 Схема замещения

Составляется уравнение баланса реактивной мощности на шинах 6-10 кВ

относительно $Q_{ВБК}$:

$$Q_{ВБК} = Q_{p0,4} + \sum \Delta Q_{mp} + Q_{рез} - Q_{\text{э}} - Q_{НБК} \pm \sum Q_{pCD}, \quad (2.13)$$

где $Q_{\text{э}}$ – входная реактивная мощность задается энергосистемой как экономически оптимальная реактивная мощность, которая может быть передана предприятию в период наибольшей нагрузки энергосистемы и определяется по формуле:

$$Q_{\text{э}} = (0,23 \div 0,25) \sum P_p = (0,23 \div 0,25) \cdot (P_{p0,4} + \sum \Delta P_{mp} + P_{pCD3} + P_{pCD17} + P_{pCD18});$$

$$Q_{\text{э}} = 0,23 \cdot (7021,5 + 78,6 + 1700 + 4080 + 3213) = 3701,4 \text{квар.}$$

где $Q_{рез}$ - величина резерва реактивной мощности на предприятии, определяется по формуле:

$$Q_{рез} = (0,1 \div 0,15) \sum Q_p = (0,1 \div 0,15) \cdot (Q_{p0,4} + \sum \Delta Q_{mp});$$

$$Q_{рез} = 0,14 \cdot (3876,53 + 425,65) = 602,3$$

$$Q_{НБК} = Q_{НБКном} \cdot N = 250 \cdot 9 = 2250 \text{квар}$$

$$Q_{ВБК} = 3876,53 + 425,65 + 602,3 - 3701,4 - 2250 + 816 - 1958,4 + 1542,24 = -647,08 \text{квар}$$

Высоковольтные батареи конденсатора не устанавливаем.

Расчет силовой нагрузки по заводу, включая низковольтную и высоковольтную нагрузки, потери в трансформаторах ЦТП, расчетные мощности СД, приведены в таблице 2.5 – Уточненный расчет мощности по промышленному предприятию.

3 Сравнение вариантов внешнего электроснабжения

Питание может быть осуществлено от подстанции энергосистемы неограниченной мощности, на которой установлены два трансформатора мощностью по 63 МВА, напряжением 115/37/10,5кВ. Мощность короткого замыкания на стороне 115 кВ равна 1200 МВА. Трансформаторы работают раздельно. Расстояние от энергосистемы до завода 6,2 км. Предприятие работает в три смены. [5]

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

1. I вариант – ЛЭП 110 кВ;
2. II вариант – ЛЭП 35 кВ;
3. III вариант – ЛЭП 10кВ.

3.1 Вариант 1 110/10кВ

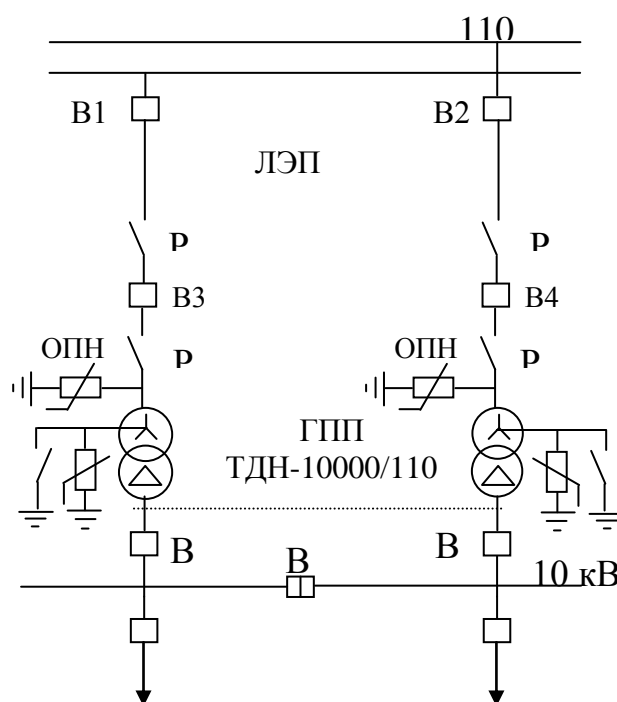


Рисунок 3.1 - Первый вариант схемы электроснабжения

Выбираем электрооборудование по I варианту.

Выбираем трансформаторы ГПП

$$S_{\text{гпп}} = \sqrt{P_p^2 + Q_9^2} = \sqrt{15595,4^2 + 3701,4^2} = 16028,6 \text{ кВА.}$$

Рассмотрим 2 трансформатора мощностью 10000 кВА:

$$K_3 = \frac{S_{p\Gamma\Pi\Pi}}{2 \times S_{ном.тр.}} = \frac{16028,6}{20000} = 0,8.$$

Принимаем 2 трансформатора 2'10000кВА, Кз=0,8, типа ТДН-10000/110

Таблица 3.1 Паспортные данные

Тип трансформатора	Напряжение, кВ		Потери, кВт		Напряжение кз, %	Ток хх, %
	ВН	НН	хх	Кз		
ТДН-10000/110	115	11	10	58	10,5	0,4

Определим потери мощности в трансформаторах ГПП:

$$\Delta P_{тр\ гпп} = 2 \times (\Delta P_{хх} + \Delta P_{кз} \cdot K_3^2), \text{ кВт}, \quad (3.1)$$

$$\Delta P_{тр\ гпп} = 2 \times (10 + 58 \cdot 0,8^2) = 93,63, \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_{т\ гпп} = 2 \times \left(\frac{I_x \times S_H}{100} + \frac{U_k \times S_H \times K_3^2}{100} \right), \text{ квар}; \quad (3.2)$$

$$\Delta Q_{т\ гпп} = 2 \times \left(\frac{0,4 \times 10000}{100} + \frac{10,5 \times 10000 \times 0,8^2}{100} \right) = 746,49 \text{ квар}.$$

Определим потери электрической энергии в трансформаторах ГПП:

$$\Delta W_{тр\ гпп} = 2 \times (\Delta P_{хх} \cdot T_{выкл} + \tau \cdot \Delta P_{кз} \cdot K_3^2), \text{ кВт}\cdot\text{ч}; \quad (3.3)$$

$$\Delta W_{тр\ гпп} = 2 \times (10 \cdot 6000 + 2886 \cdot 58 \cdot 0,8^2) = 332516 \text{ кВт}\cdot\text{ч},$$

где $T_{вкл}$ – число часов включения, для трехфазной работы $T_{вкл} = 6000$ ч;

τ - число часов использования максимума потерь и зависит от числа часов использования максимума нагрузки:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_M}{10000} \right)^2 \times 8760, \text{ ч}; \quad (3.4)$$

$$\tau = \left(0,124 + \frac{4500}{10000} \right)^2 \times 8760 = 2886 \text{ ч.}$$

где $T_M = 4500$ ч. – число часов использования максимума.

Выбираем сечение проводов ЛЭП 110 кВ:
Определим мощность, проходящую по ЛЭП

$$S_{\text{лэп}} = \sqrt{(P_p + \Delta P_{\text{тгпш}})^2 + Q_9^2} = \sqrt{(15595,4 + 93,63)^2 + 3701,4^2} = 16119,38 \text{ кВА};$$

$$I_{\text{ав}} = \frac{S_{\text{лэп}}}{\sqrt{3} \times U} = \frac{16119,38}{1,73 \times 115} = 81 \text{ А};$$

$$I_p = \frac{I_{\text{ав}}}{2} = \frac{81}{2} = 40,5 \text{ А.}$$

а) определим сечение по экономической плотности тока (j_9):

$$F_9 = \frac{I_p}{j_{\text{эк}}} = \frac{45}{1,1} = 36,8 \text{ мм}^2.$$

где $j_{\text{эк}} = 1,1 \text{ А/мм}^2$ - плотность тока для воздушных линий.

Принимаем стандартное ближайшее сечение $F_9 = 70 \text{ мм}^2$, $I_{\text{доп}} = 265 \text{ А}$;

б) по условию потерь на «корону»:

Так как для ВЛ 110 кВ минимальное сечение 70 мм^2 , то принимается провод марки АС -70, $I_{\text{доп}} = 265 \text{ А}$;

в) на нагрев рабочим током:

$$I_{\text{доп. пров.}} > I_p, \quad (265 \text{ А} > 40,23 \text{ А});$$

г) по аварийному режиму:

$$1,3 \times I_{\text{доп. пров.}} > I_{\text{ав.}}, \quad (344,5 > 80,45 \text{ А});$$

Окончательно принимаем провод марки АС -70, $I_{\text{доп}} = 265 \text{ А}$.

Определим потери электрической энергии в ЛЭП 110 кВ:

$$\Delta W_{\text{лэп 110}} = N \cdot 3 \cdot I_p^2 \cdot R \cdot 10^{-3} \cdot t, \text{ кВт} \cdot \text{ч}; \quad (3.5)$$

$$\Delta W_{\text{лэп 110}} = 2 \cdot 3 \cdot 40,5^2 \cdot 2,85 \cdot 10^{-3} \cdot 2886,21 = 79922 \text{ кВт} \cdot \text{ч},$$

где $R = r_0 \cdot L = 0,46 \times 6,2 = 2,85$, Ом;

$r_0 = 0,46 \text{ Ом/км}$ - удельное активное сопротивление АС-70.

Выбор оборудования на $U=110$ кВ.

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

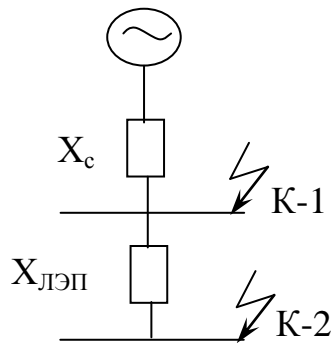


Рисунок 3.2 Схема замещения

Принимаем $S_{\sigma}=1000$ МВА; $U_{\sigma}=115$ кВ.

Определяем базисный ток:

$$I_{\sigma} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \times U_{\sigma}} = \frac{1000}{1,73 \times 115} = 5,02 \text{ кА.}$$

Определяем сопротивление системы:

$$x_c = S_{\sigma}/S_{кз} = 1000/1200 = 0,83 \text{ о.е.}$$

Определяем сопротивление ЛЭП:

$$x_{лэп} = \frac{x_0 \times L \times S_{\sigma}}{U_{cp}^2} = \frac{0,341 \times 6,2 \times 1000}{115^2} = 0,16 \text{ о.е.};$$

Определяем ток короткого замыкания в точке К-1

$$I_{к-1} = \frac{I_{\sigma}}{x_c} = \frac{5,02}{0,83} = 6,02 \text{ кА.}$$

Определяем ударный ток в точке К-1:

$$i_{уд1} = K_{уд} \times \sqrt{2} \times I_{к-1} = 1,8 \times 1,41 \times 6,02 = 15,34 \text{ кА.}$$

Мощность короткого замыкания:

$$S_{K-1} = \sqrt{3} \times U_H \times I_{K-1} = 1,73 \times 110 \times 6,02 = 1147,83 \text{ МВА}$$

Определяем ток короткого замыкания в точке К-2:

$$I_{K-2} = \frac{I_{\sigma}}{x_c + x_{ЛЭП}} = \frac{5,02}{0,83 + 0,16} = 5,05 \text{ кА}$$

Определяем ударный ток в точке К-1:

$$i_{y\partial 2} = K_{y\partial} \times \sqrt{2} \times I_{K-2} = 1,8 \times 1,41 \times 5,05 = 12,87 \text{ кА}$$

Мощность короткого замыкания:

$$S_{K-2} = \sqrt{3} \times U_H \times I_{K-2} = 1,73 \times 110 \times 5,05 = 963,07 \text{ МВА}$$

После расчета токов КЗ произведем выбор:

Выключатели. Выбираем выключатели В1, В2: 121PM40-20.
Номинальное напряжение - 110кВ. Наибольшее рабочее напряжение 123кВ.
Номинальный ток - 2000А.

121PM40-20В – баковый элегазовый выключатель

$$\begin{array}{ll} I_H \text{ }^3 \text{ } I_{ав}; & 2000\text{А }^3 80,45\text{А} \\ I_{отк} \text{ }^3 \text{ } I_{кз}; & 40\text{кА }^3 5,05 \text{ кА} \\ I_{пред.ком} > i_{уд}. & 40\text{кА} > 12,87\text{кА} \end{array}$$

Трансформатор собственных нужд выбираем ТМ -630/10-92У1.

Разъединители. Выбираем разъединители вводные NSA123/1600+1Е и промежуточные РДЗ-1-110/1000УХЛ1. Разъединители наружной установки изготавливаются в однополюсном, двухполюсном или трехполюсном исполнении.

$$\begin{array}{ll} U_H \text{ }^3 \text{ } U_p; & 110\text{кВ }^3 110\text{кВ} \\ I_H \text{ }^3 \text{ } I_{ав}; & 1600\text{А }^3 80,45\text{А} \\ I_{пред.сквоз.дин} \text{ }^3 \text{ } I_y; & 80\text{кА }^3 12,87\text{кА} \\ I_{пред.терм.ст-ти} \text{ }^3 \text{ } I_{кз}; & 31,5\text{кА }^3 5,05\text{кА} \end{array}$$

Ограничители перенапряжения. Выбираем ОПНп-110/420/56-10 УХЛ1.

Класс напряжения сети $U_H=110$ кВ. Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение = 88кВ.

Определим капитальные затраты на выбранное оборудование:

1) Затраты на трансформаторы ГПП и ТСН:

$$K_{\text{тр.гпп}}=2 \times 350\,000 + 2 \times 50\,000 \times 200 = 160 \text{ млн. тг}$$

2) Затраты на ЛЭП-110 кВ:

$$K_{\text{ЛЭП-110}}=1 \times K_{\text{лэп}}=6,2 \times 24\,000 \times 150 = 22,32 \text{ млн.тг.}$$

3) Затраты на выключатели В1-В4:

$$K_{\text{В1-В4}}=2 \times 50\,000 \times 200 = 24 \text{ млн.тг.}$$

4) Затраты на разъединитель:

$$K_{\text{разъед.}}=((3 \times 30\,000) + (2 \times 10\,000)) \times 200 = 16 \text{ млн.тг.}$$

4) Затраты на ОПН:

$$K_{\text{ОПН}}=2 \times 7000 \times 200 = 2,8 \text{ млн.тг.}$$

Суммарные затраты:

$$\Sigma K_I = K_{\text{тр.гпп}} + K_{\text{ЛЭП-110}} + K_{\text{В1-В4}} + K_{\text{разъед.}} + K_{\text{ОПН}}; \quad (3.6)$$

$$\Sigma K_I = 160 + 22,32 + 24 + 16 + 2,8 = 249 \text{ млн.тг.}$$

Суммарные издержки рассчитываются по формуле:

$$\Sigma I_I = I_a + I_{\text{пот}} + I_{\text{э}}, \text{ у.е.} \quad (3.7)$$

Амортизационные отчисления

$$I_a: I_a = E_a \cdot K \quad (3.8)$$

Для ВЛ-110 кВ на железобетонных опорах $E_a=0,028$

Для распределительных устройств и подстанций $E_a=0,063$

Амортизационные отчисления на оборудование:

$$I_{\text{а.обор.}} = E_{\text{а.обор.}} \times \Sigma K_{\text{обор.}} = E_{\text{а.обор.}} \times (K_{\text{В1-В4}} + K_{\text{разъед.}} + K_{\text{ОПН}} + K_{\text{тр.гпп}}), \text{ тыс. у.е;} \quad (3.9)$$

$$I_{\text{а.обор.}} = 0,063 \times (48 + 16 + 2,8 + 160) = 14,28 \text{ млн.тг.}$$

Амортизационные отчисления на ЛЭП

$$I_{\text{а.лэп}} = E_{\text{а.лэп}} \times K_{\text{лэп}}, \text{ тыс. у.е;} \quad (3.10)$$

$$I_{a, \text{ЛЭП}} = 0,028 \times 22,32 = 625 \text{ тыс. тг.}$$

Издержки на эксплуатацию оборудования:

$$I_{\text{экспл.обор.}} = E_{\text{экспл.обор.}} \times \Sigma K_{\text{обор.}}, \text{ тыс. у.е}; \quad (3.11)$$

$$I_{\text{экспл.обор.}} = 0,03 \times 226,8 = 6,804 \text{ млн.тг.}$$

Издержки на эксплуатацию ЛЭП:

$$I_{\text{экспл.ЛЭП}} = E_{\text{экспл.ЛЭП}} \cdot K_{\text{ЛЭП}}, \text{ тыс. у.е}; \quad (3.12)$$

$$I_{\text{экспл.ЛЭП}} = 0,028 \cdot 22,32 = 625 \text{ тыс.тг.}$$

Стоимость потерь электроэнергии $C_o = 14 \text{ тг./кВт} \cdot \text{ч}$
Определим издержки на потери электроэнергии:

$$I_{\text{пот}} = C_o (\Delta W_{\text{тр. гпп}} + \Delta W_{\text{ЛЭП-110}}), \text{ млн. тг}; \quad (3.13)$$

$$I_{\text{пот}} = 14 \cdot (332516 + 79922) = 5,77 \text{ млн. тг.}$$

Определим суммарные издержки: ΣI_I , тыс.у.е.

$$\Sigma I_I = 14,28 + 0,625 + 6,804 + 0,625 + 5,77 = 28,1 \text{ млн.тг.}$$

Приведенные затраты, являющиеся мерой стоимости, определяются по выражению:

$$Z_I = E \cdot K_I + I_I, \text{ млн.тг}; \quad (3.14)$$

$$Z_I = 0,12 \cdot 249 + 28,1 = 57,98 \text{ млн.тг,}$$

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

3.2 Вариант 2 на напряжение 35/10кВ

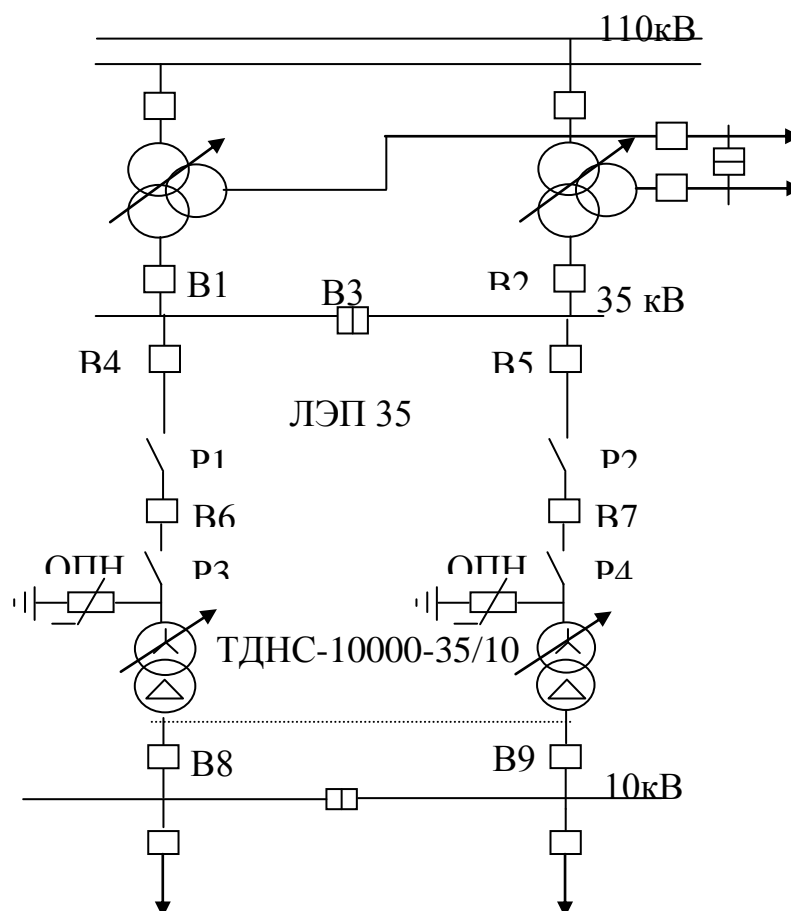


Рисунок 3.3 - Второй вариант схемы электроснабжения

Выбираем электрооборудование по II варианту.

Выбираем трансформаторы ГПП:

Принимаем 2 трансформатора 2'10000 кВА, $K_3 = 0,8$ типа ТДНС-10000/35

Таблица 3.2 Паспортные данные

Тип трансформатора	Напряжение, кВ		Потери, кВт		Напряжение кз, %	Ток хх, %
	ВН	НН	хх	Кз		
ТДНС-10000/35	36,75	11	8,5	60	8,0	0,3

Определим потери мощности в трансформаторах ГПП:

$$DP_{\text{тр гпп}} = 2 \cdot (DP_{\text{хх}} + DP_{\text{кз}} \cdot K_3^2), \text{ кВт}; \quad (3.15)$$

$$DP_{\text{тр гпп}} = 2 \cdot (8,5 + 60 \cdot 0,8^2) = 93,8 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{\text{Т ГПП}} = 2 \times \left(\frac{I_x \times S_H}{100} + \frac{U_k \times S_H \times K_3^2}{100} \right), \text{квар}; \quad (3.16)$$

$$\Delta Q_{\text{Т ГПП}} = 2 \times \left(\frac{0,3 \times 10000}{100} + \frac{8 \times 10000 \times 0,8^2}{100} \right) = 1084, \text{квар}.$$

Определим потери электрической энергии в трансформаторах ГПП:

$$DW_{\text{Т ГПП}} = 2 \cdot (DP_{\text{ХХ}} \cdot T_{\text{вкл}} + t \cdot DP_{\text{КЗ}} \cdot K_3^2), \text{кВт}; \quad (3.17)$$

$$DW_{\text{Т ГПП}} = 2 \cdot (8,5 \cdot 6000 + 2886 \cdot 60 \cdot 0,8^2) = 3236612 \text{ кВт}$$

Выбираем сечение проводов ЛЭП 35 кВ:

Определим мощность, проходящую по ЛЭП:

$$S_{\text{ЛЭП}} = \sqrt{(P_p + \Delta P_{\text{Т ГПП}})^2 + Q_3^2}, \text{кВА}; \quad (3.18)$$

$$S_{\text{ЛЭП}} = \sqrt{(15595,4 + 93,8)^2 + 3701,4^2} = 16120 \text{ кВА};$$

$$I_{\text{ав}} = \frac{S_{\text{ЛЭП}}}{\sqrt{3} \times U_{\text{ср}}} = \frac{16120}{1,73 \times 37} = 250,1 \text{ А};$$

$$I_p = \frac{I_{\text{ав}}}{2} = \frac{251}{2} = 125,5 \text{ А}.$$

а) определим сечение по экономической плотности тока ($j_э$):

$$F_э = \frac{I_p}{j_{эк}} = \frac{125,5}{1,1} = 114,09 \text{ мм}^2.$$

где $j_{эк} = 1,1 \text{ А/мм}^2$ - плотность тока для воздушных линий.

Принимаем стандартное ближайшее сечение $F_э = 120 \text{ мм}^2$, $I_{\text{доп}} = 380 \text{ А}$
 б) на нагрев рабочим током:

$$I_{\text{доп. пров.}} > I_p, \quad (380 \text{ А} > 125 \text{ А})$$

в) по аварийному режиму:

$$1,3 \times I_{\text{доп. пров.}} > I_{\text{ав.}}, \quad (494 > 250 \text{ А})$$

Окончательно принимаем провод марки АС-120 $I_{\text{доп}} = 380 \text{ А}$

Определим потери электрической энергии в ЛЭП 35 кВт

$$DW_{\text{лэп } 35} = N \cdot 3 \cdot I_p^2 \cdot R' \cdot 10^{-3} \cdot t, \text{ кВт ч}; \quad (3.19)$$

$$DW_{\text{лэп } 35} = 2 \cdot 3 \cdot 125^2 \cdot 1,674 \cdot 10^{-3} \cdot 2886 = 453185, \text{ кВт ч},$$

где $R = r_0 \cdot L = 0,27 \cdot 6,2 = 1,674, \text{ Ом};$

$r_0 = 0,27 \text{ Ом/км}$ - удельное активное сопротивление АС-120.

Выберем трансформаторы энергосистемы:

Выбираем два трансформатора типа ТДТН-63000/110/35/10

Таблица 3.3 Паспортные данные

Тип трансформатора	Напряжение, кВ			Потери, кВт		Напряжение кз, %			Ток хх, %
	ВН	СН	НН	хх	Кз	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН	
ТДТН-63000/110/35/6	115	38,5	11	50	290	10,5	18,0	7,0	0,3

Найдем γ_1 -коэффициент долевого участия проектируемого завода в мощности трансформаторов энергосистемы:

$$\gamma_1 = \frac{S_{\text{лэп } 35}}{2 \times S_{\text{ном. тр. сист.}}} = \frac{16025,55}{2 \times 63000} = 0,13$$

Найдем потери электроэнергии в трансформаторах ГПП:

$$DW_{\text{т-р сист.}} = 2 \cdot (DP_{\text{хх}} \cdot T_{\text{вкл}} + t \cdot DP_{\text{кз}} \cdot K_3^2); \quad (3.20)$$

$$DW_{\text{т-р сист.}} = 2 \cdot (50 \cdot 6000 + 2886 \cdot 290 \cdot 0,13^2) = 628290 \text{ кВт ч}.$$

Выбор оборудования на $U=35 \text{ кВ}$. Перед выбором аппаратов составим схему замещения (см. рисунок 3.4) и рассчитаем ток короткого замыкания.

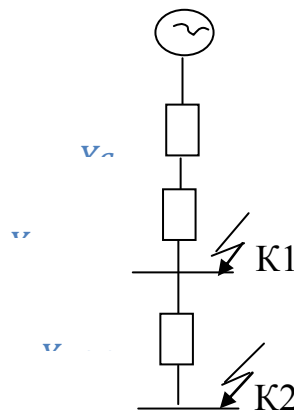


Рисунок 3.4 Схема замещения

$S_6 = 1000 \text{ МВА}; U_6 = 37 \text{ кВ}; x_c = 0,83 \text{ о.е.}$

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \times U_6} = \frac{1000}{1,73 \times 37} = 15,6, \text{ кА};$$

$$x_{\text{тр.сист.}} = \frac{U_{\text{кз}} \times S_6}{100 \times S_{\text{ном.тр.сист.}}} = \frac{10,5 \times 1000}{100 \times 63} = 1,67, \text{ о.е.};$$

$$x_{\text{лэн}} = \frac{x_0 \times L \times S_6}{U_{\text{сп}}^2} = \frac{0,323 \times 6,2 \times 1000}{37^2} = 1,46, \text{ о.е.};$$

$$I_{\text{к-1}} = \frac{I_6}{x_c + x_{\text{тр.сист.}}} = \frac{15,6}{0,83 + 1,67} = 6,8 \text{ кА};$$

$$I_{\text{к-2}} = \frac{I_6}{x_c + x_{\text{тр.сист.}} + x_{\text{лэн}}} = \frac{15,6}{0,83 + 1,67 + 1,46} = 3,94 \text{ кА};$$

$$i_{\text{y01}} = K_{\text{y01}} \times \sqrt{2} \times I_{\text{к-1}} = 1,8 \times 1,41 \times 6,8 = 17,3, \text{ кА},$$

$$i_{\text{y02}} = K_{\text{y02}} \times \sqrt{2} \times I_{\text{к-2}} = 1,8 \times 1,41 \times 3,94 = 10,02 \text{ кА}$$

Мощность короткого замыкания:

$$S_{\text{к-1}} = \sqrt{3} \times U_6 \times I_{\text{к-1}} = 1,73 \times 37 \times 6,8 = 435,27 \text{ МВА};$$

$$S_{\text{к-2}} = \sqrt{3} \times U_6 \times I_{\text{к-2}} = 1,73 \times 37 \times 3,94 = 252,19 \text{ МВА}.$$

После расчета токов КЗ произведем выбор:

Выключатели В1, В2 выбираем по аварийному току трансформаторов системы. Найдем ток, проходящий через выключатели В1 и В2:

$$I_{\text{ав.В1,В2}} = \frac{S_{\text{ном.тр.сист.}}}{\sqrt{3} \times U_6} = \frac{63000}{1,73 \times 37} = 984,22 \text{ А}$$

Найдем ток, проходящий через выключатель В3:

$$I_{\text{рВ3}} = \frac{I_{\text{авВ1,В2}}}{2} = 492,11 \text{ А}$$

$$\gamma_2 = \frac{I_{\text{ав}}}{I_{\text{ном.выкл.}}} = \frac{250}{1200} = 0,21;$$

$$\gamma_3 = \frac{I_{\text{р}}}{I_{\text{ном.выкл.}}} = \frac{125}{1200} = 0,10$$

Выключатели В4-В7 выбираем по аварийному току завода: $I_{ав.} = 250 \text{ А}$
 Выбираем выключатели В1-В7 типа 38PM31-12

Таблица 3.4 Паспортные данные

Паспортные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n = 38 \text{ кВ}$ $I_n = 1200 \text{ А}$ $I_{откл} = 31,5 \text{ кА}$ $I_{дин} = 82 \text{ кА}$	$U_p = 35 \text{ кВ}$ $I_{ав.В1,В2} = 984,22 \text{ А}$ $I_{к1} = 6,8 \text{ кА}$ $i_{уд1} = 17,3 \text{ кА}$	$U_n \geq U_p$ $I_n \geq I_{ав.тр сист}$ $I_{откл} \geq I_{к1}$ $I_{дин} \geq i_{уд1}$

Выбираем разъединители типа NSA-38/1000+1E

$$\begin{array}{ll}
 U_n \geq U_p; & 35 \text{ кВ} \geq 35 \text{ кВ.} \\
 I_n \geq I_{ав}; & 1000 \text{ А} \geq 250 \text{ А.} \\
 I_{пред.сквоз.дин} \geq I_y; & 63 \text{ кА} \geq 10,02 \text{ кА.} \\
 I_{пред.терм.ст-ти} \geq I_{кз}; & 25 \text{ кА} \geq 3,94 \text{ кА.}
 \end{array}$$

Ограничители перенапряжения: ОПН-35/400/40,5-10 УХЛ1, $U_n = 35 \text{ кВ}$.
 Определим капитальные затраты на выбранное оборудование:

1) Затраты на трансформаторы ГПП:

$$K_{тр.гпп} = 2 \times 280\,000 \times 200 = 112 \text{ млн. тг.}$$

2) Затраты на ЛЭП-35 кВ:

$$K_{ЛЭП-35} = 1 \times K_{лэп} = 6,2 \times 35\,000 \times 150 = 32,55 \text{ млн. тг.}$$

3) Затраты на выключатели В4-В7:

$$K_{В4-В7} = 4 \times 40\,000 \times 200 = 32 \text{ млн. тг.}$$

4) Затраты на разъединитель:

$$K_{разъед.} = 4 \times 15\,000 \times 200 = 12 \text{ млн. тг.}$$

5) Затраты на ОПН:

$$K_{ОПН} = 2 \times 2\,500 \times 200 = 1 \text{ млн. тг.}$$

6) Затраты на трансформаторы системы:

$$K_{тр.сист} = \gamma_1 \times 2 \times K_{тр} = 0,13 \times 2 \times 1\,900\,000 = 96,66 \text{ млн. тг.}$$

7) Затраты на выключатели В1,В2:

$$K_{В1,В2} = \gamma_2 \times 2 \times K_{В1,В2} = 0,21 \times 2 \times 40\,000 \times 200 = 3,33 \text{ млн. тг.}$$

8) Затраты на выключатель В3:

$$K_{В3} = \gamma_3 \times K_{В3} = 0,10 \times 40\,000 \times 200 = 834 \text{ тыс. тг.}$$

Суммарные затраты:

$$\Sigma K_{II} = K_{B4-B7} + K_{ЛЭП-35} + K_{разъед.} + K_{ОПН} + K_{тр.гпп} + K_{тр.сист.} + K_{B1-B2} + K_{B3}, \text{ млн.тг.} \quad (3.21)$$

$$\Sigma K_{II} = 112 + 32,55 + 32 + 12 + 1 + 96,66 + 3,33 + 0,834 = 290,37 \text{ млн.тг.}$$

Суммарные издержки рассчитываются по формуле:

$$\Sigma I_{II} = I_a + I_{пот} + I_{э}, \text{ у.е.} \quad (3.22)$$

Амортизационные отчисления

$$I_a: I_a = E_a \cdot K \quad (3.23)$$

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

Для распреустройств и подстанций $E_a = 0,063$

Амортизационные отчисления на оборудование:

$$I_{a.обор.} = E_{a.обор.} \times (K_{B4-B7} + K_{разъед.} + K_{ОПН} + K_{тр.гпп} + K_{тр.сист.} + K_{B1-B2} + K_{B3}), \quad (3.24)$$

$$I_{a.обор.} = 0,063 \times (32 + 12 + 1 + 112 + 96,66 + 3,33 + 0,834) = 0,063 \times 329,83 = 16,24 \text{ млн.тг.}$$

Амортизационные отчисления на ЛЭП:

$$I_{a.лэп} = E_{a.лэп} \times K_{лэп}, \quad (3.25)$$

$$I_{a.лэп} = 0,028 \times 32,55 = 911 \text{ тыс. тг.}$$

Издержки на эксплуатацию оборудования:

$$I_{экспл.обор.} = E_{экспл.обор.} \times \Sigma K_{обор.}, \quad (3.26)$$

$$I_{экспл.обор.} = 0,03 \times 257,82 = 7,37 \text{ млн.тг.}$$

Издержки на эксплуатацию ЛЭП:

$$I_{экспл.лэп} = E_{экспл.лэп} \times K_{лэп} = 0,028 \times 32,55 = 911 \text{ тыс.тг.}$$

Стоимость потерь электроэнергии $C_0 = 14 \text{ тг./кВт} \cdot \text{ч}$

Определим издержки на потери электроэнергии:

$$I_{пот} = C_0 \times (\Delta W_{тр.гпп} + \Delta W_{ЛЭП-35} + \Delta W_{тр.сист.}), \quad (3.27)$$

$$I_{пот} = 14 \times (323661 + 453185 + 628290) = 19,67 \text{ млн.тг.}$$

Определим суммарные издержки:

$$\Sigma I_{II} = 16,24 + 0,911 + 7,37 + 0,911 + 19,67 = 45,1 \text{ млн. тг.}$$

Приведенные затраты, являющиеся мерой стоимости, определяются по выражению:

$$З_{II} = E \cdot K_{II} + I_{II} = 0,12 \cdot 290,37 + 45,1 = 79,95 \text{ млн. тг.}$$

где $E=0,12$ нормативный коэффициент эффективности

3.3 Вариант 3 10-10 кВ

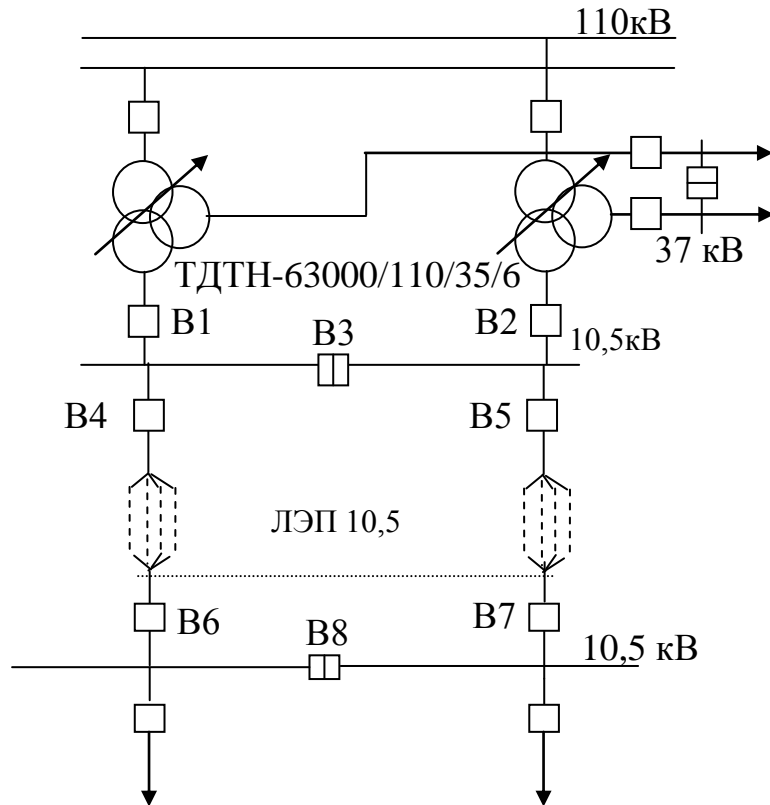


Рисунок 3.5 -Третий вариант схемы электроснабжения

Выбираем электрооборудование по III варианту.

1) Выберем сечение ЛЭП-10 кВ:

Определим мощность, проходящую по ЛЭП:

$$S_{\text{ЛЭП}} = \sqrt{P_p^2 + Q_9^2} = \sqrt{15595,4^2 + 3701,4^2} = 16028,6 \text{ кВА.}$$

$$I_p = \frac{S_{\text{ЛЭП}}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{16028,6}{2 \cdot 1,73 \cdot 10,5} = 441,19 \text{ А;}$$

$$I_{ав} = 2 \times I_p = 2 \times 441,19 = 882,38 \text{ А.}$$

Выбираем сечение проводов ЛЭП 10 кВ:

а) Определим сечение по экономической плотности тока:

$$F_{э} = \frac{I_p}{j_{эк}} = \frac{441,19}{1,1} = 400 \text{ мм}^2,$$

где $J_{э}=1,1 \text{ А/мм}^2$

Так как для ЛЭП 10 кВ максимальное сечение 120 мм^2 , то принимаем $F=4 \times 120 = 480 \text{ мм}^2 > 400 \text{ мм}^2$

Принимаем провод типа 4×АС-120

б) Проверим провод по пропускной способности:

$$I_{доп} \text{ пров} \geq I_p, (4 \times 380 \text{ А} > 438,59 \text{ А})$$

в) Проверим провод по аварийному режиму: $I_{доп} \text{ ав} \geq I_{ав}$, где $I_{доп} \text{ ав} = 1,3 \times I_{доп} = 1,3 \times 1520 = 1976 \text{ А} > 877,18 \text{ А}$.

Определим потери электроэнергии в ЛЭП-10 кВ:

$$\Delta W_{лэп} = 2(3I_p^2 \times R \times 10^{-3} \times t) = 2(3 \times 441,19^2 \times 0,42 \times 10^{-3} \times 2886) = 1398989 \text{ кВт}\cdot\text{ч},$$

$$R = r_0 \times l / 6 = 0,27 \times 6,2 / 4 = 0,42 \text{ Ом},$$

Выберем трансформаторы энергосистемы:

Выбираем два трансформатора типа ТДТН-63000/110/35/10

Таблица 3.5 Паспортные данные

Тип трансформатора	Напряжение, кВ			Потери, кВт		Напряжение кз, %			Ток хх, %
	ВН	СН	НН	хх	Кз	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН	
<i>ТДТН-63000/110/35/10</i>	115	38,5	6,6	50	290	10,5	18,0	7,0	0,3

По конструктивному исполнению и по потерям электроэнергии рассмотрение этого варианта не целесообразно.

Таблица 3.6 Сравнение вариантов

Варианты	U_n , кВ	K_{Σ} , тыс.у.е.	I_{Σ} , тыс.у.е.	Z_{Σ} , тыс.у.е.
I	110	249	28,1	57,98
II	35	290,37	45,1	79,95

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

4 Выбор оборудования и расчет токов короткого замыкания $U > 1 \text{ кВ}$

4.1 Расчет токов короткого замыкания $I_{кз}$ ($U = 10 \text{ кВ}$) с учетом подпитки от СД

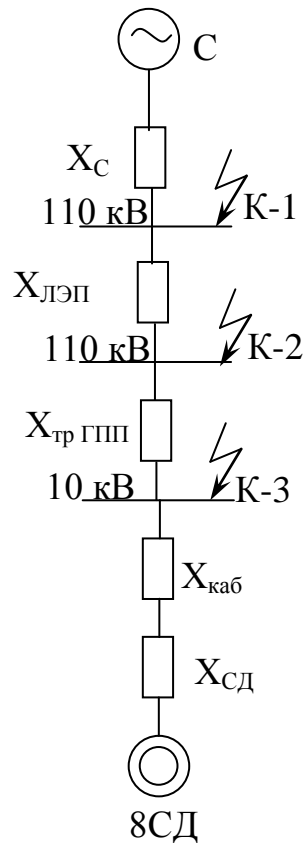


Рисунок 4.1 Схема замещения электроснабжения ГПП [6]

$S_{\sigma} = 1000 \text{ МВА}$; $x_c = 0,83$; $U_{\sigma} = 10,5 \text{ кВ}$;

$$I_{\sigma} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \times U_{н}} = \frac{1000}{1,73 \times 10,5} = 55,06 \text{ кА.}$$

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

$$x_{\text{лЭП}} = \frac{x_0 \times L \times S_{\sigma}}{U_{\text{ср}}^2} = \frac{0,341 \times 6,2 \times 1000}{115^2} = 0,16 \text{ о.е.};$$

$$x_{\text{тр.ГПП}} = \frac{U_{\text{кз}} \times S_{\sigma}}{100 \times S_{\text{шт}}} = \frac{10,5 \times 1000}{100 \times 10} = 10,5 \text{ о.е.};$$

$$I'_{к-3} = \frac{I_6}{X_c + X_{лЭП} + X_{тр.ГПП}} = \frac{55,06}{0,83 + 0,16 + 10,5} = 4,792 \text{ кА.}$$

Рассчитаем ток подпитки от СД.

Исходные данные:

В отсеке сырьевых мельниц , установлено 4 синхронных двигателя типа СДНЗ-2-17-41-20 со следующими характеристиками:

$P_n=500$ кВт, $U_n=10$ кВ, $n=300$ об/мин.

Находим полную мощность СД:

$$S_{н сд} = \frac{P_{н сд}}{\cos\varphi}, \quad (4.1)$$

$$S_{н сд} = \frac{500}{0,9} = 555,55 \text{ кВА.}$$

Определяем расчетный ток СД:

$$I_{р.сд} = \frac{S_{н сд} \times K_3}{\sqrt{3} \times U} = \frac{555,55 \times 0,85}{1,73 \times 10,5} = 25,99 \text{ А.}$$

Выбираем марку и сечения кабеля к СД:

а) по экономической плотности тока:

$$F_э = \frac{I_p}{j_{эк}} = \frac{25,99}{1,4} = 18,56 \text{ мм}^2.$$

б) по минимальному сечению:

$$F_{min} = a' I_{кз} \sqrt{t_{привед}}, \text{ мм}^2; \quad (4.2)$$

$$F_{min} = 12 \times 4,792 \times \sqrt{0,4} = 36,36 \text{ мм}^2.$$

Принимаем кабель маркой ААШВ-10-(3х50) , $I_{доп} = 140 > 25,99$ А.

Данные кабеля: $r_0 = 0,65$ Ом/км; $x_0 = 0,353$ Ом/км.

$$x_{\text{каб.кСД}} = \frac{x_0 \times L \times S_{\text{б}}}{2 \times U_{\text{ср}}^2} = \frac{0,65 \times 6,2 \times 1000}{2 \times 10,5^2} = 18,27 \text{ о.е.}$$

$$x_{\text{сд}} = \frac{x_d'' \times S_{\text{б}}}{\Sigma S_{\text{нсд}}} = \frac{0,2 \times 1000 \cdot 10^3}{2 \times 555,55} = 180, \text{о.е.}$$

Тогда ток короткого замыкания от двигателей будет равен:

$$I_{\text{кзСД}} = \frac{E_{\text{сд}} \times I_{\text{б}}}{x_{\text{каб.СД}} + x_{\text{сд}}} = \frac{1,05 \times 55,06}{198,27} = 0,29 \text{кА.}$$

Исходные данные:

В цехе установлено 6 синхронных двигателя типа СДНЗ-2-18-39-20 со следующими характеристиками:

$P_{\text{н}}=800$ кВт, $U_{\text{н}}=10$ кВ, $n=300$ об/мин.

Находим полную мощность СД:

$$S_{\text{нсд}} = \frac{P_{\text{нсд}}}{\cos \varphi} = \frac{800}{0,9} = 888,88 \text{кВА.}$$

Определяем расчетный ток СД:

$$I_{\text{р.сд}} = \frac{S_{\text{нсд}} \times K_3}{\sqrt{3} \times U} = \frac{888,89 \times 0,85}{1,73 \times 10,5} = 41,59 \text{А.}$$

Выбираем марку и сечения кабеля к СД:

а) по экономической плотности тока:

$$F_{\text{э}} = \frac{I_{\text{р}}}{j_{\text{эк}}} = \frac{41,59}{1,4} = 29,71 \text{мм}^2.$$

б) по минимальному сечению:

$$F_{\text{min}} = a \cdot I_{\text{кз}} \cdot \sqrt{t_{\text{привед}}} = 12 \times 4,792 \times \sqrt{0,4} = 36,36, \text{мм}^2.$$

Принимаем кабель маркой ААШВ-10-(3х50), $I_{\text{доп}} = 140 > 41,59$ А.

Данные кабеля: $r_0=0,65$ Ом/км; $x_0=0,353$ Ом/км.

$$x_{\text{каб.кСД}} = \frac{x_0 \times L \times S_6}{3 \times U_{\text{ср}}^2} = \frac{0,65 \times 6,2 \times 1000}{3 \times 10,5^2} = 12,18 \text{ о.е.}$$

$$x_{\text{сд}} = \frac{x_d'' \times S_6}{\sum_{\text{н сд}} S} = \frac{0,2 \times 1000 \cdot 10^3}{3 \times 888,89} = 75 \text{ о.е.}$$

Тогда ток короткого замыкания от двигателей будет равен:

$$I_{\text{кзСД}} = \frac{E_{\text{сд}} \times I_6}{x_{\text{экв.}}} = \frac{1,05 \times 55,06}{87,18} = 0,66 \text{ кА.}$$

Исходные данные:

В цехе установлено 6 синхронных двигателя типа СДН-2-18-41-24 со следующими характеристиками:

$P_n = 630 \text{ кВт}$, $U_n = 10 \text{ кВ}$, $n = 300 \text{ об/мин}$.

Находим полную мощность СД:

$$S_{\text{н сд}} = \frac{P_{\text{н сд}}}{\cos \varphi} = \frac{630}{0,9} = 700, \text{ кВА.}$$

Определяем расчетный ток СД:

$$I_{\text{сд}} = \frac{S_{\text{н сд}} \times K_3}{\sqrt{3} \times U} = \frac{700 \times 0,85}{1,73 \times 10,5} = 32,75 \text{ А;}$$

Выбираем марку и сечения кабеля к СД:

а) по экономической плотности тока:

$$F_э = \frac{I_p}{j_{\text{эк}}} = \frac{32,75}{1,4} = 23,39 \text{ мм}^2.$$

б) по минимальному сечению:

$$F_{\text{min}} = a' I_{\text{кз}}' \sqrt{t_{\text{привед}}} = 12 \times 4,792 \times \sqrt{0,4} = 36,36, \text{ мм}^2.$$

Принимаем кабель маркой ААШВ-10-(3х50), $I_{\text{доп}} = 140 > 32,75 \text{ А}$.

Данные кабеля: $r_0 = 0,65 \text{ Ом/км}$; $x_0 = 0,353 \text{ Ом/км}$.

$$x_{\text{каб.кСД}} = \frac{x_0 \times L \times S_{\bar{6}}}{3 \times U_{\text{cp}}^2} = \frac{0,65 \times 6,2 \times 1000}{3 \times 10,5^2} = 12,18 \text{ о.е.}$$

$$x_{\text{сд}} = \frac{x_d'' \times S_{\bar{6}}}{\Sigma S_{\text{нсд}}} = \frac{0,2 \times 1000 \cdot 10^3}{3 \times 700} = 95,23 \text{ о.е.}$$

Тогда ток короткого замыкания от двигателей будет равен:

$$I_{\text{кзСД}} = \frac{E_{\text{СД}} \times I_{\bar{6}}}{x_{\text{экв}}} = \frac{1,05 \times 55,06}{107,41} = 0,54 \text{ кА.}$$

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

$$\Sigma I_{\text{кз}} = I'_{\text{к-3}} + I_{\Sigma \text{кз СД}} = 4,792 + 0,29 + 0,66 + 0,54 = 6,28 \text{ кА.}$$

Ударный ток в точке К-3:

$$i_{\text{удз}} = K_{\text{уд}} \times \sqrt{2} \times \Sigma I_{\text{кз}} = 1,8 \times 1,41 \times 6,28 = 15,94 \text{ кА.}$$

4.2 Выбор оборудования

4.2.1 Выбор выключателей [6]

Выбираем выключатели марки ВВ/TEL: В - выключатель, В – вакуумный. Выберем водный выключатель

$$S_{\text{р.завода}} = \sqrt{P_{\text{р10}}^2 + Q_{\text{э}}^2} = \sqrt{15595,4^2 + 3701,4^2} = 16028,56 \text{ кВА};$$

$$I_{\text{р.зав.}} = \frac{S_{\text{р.зав.}}}{2 \times \sqrt{3} \times U_{\text{н}}} = \frac{16028,56}{2 \times 1,73 \times 10,5} = 441,2 \text{ А};$$

$$I_{\text{ав}} = 2 \times I_{\text{р.зав.}} = 2 \times 441,2 = 882,38 \text{ А.}$$

Выбираем выключатель типа ВМПЭ-10-1000-20УЗ

Секционный выключатель

$$I_p = \frac{I_{ав}}{2} = \frac{882,38}{2} = 441,2 \text{ А.}$$

Принимаем выключатель типа ВВ/TEL-10-630-20У3

Таблица 4.1 Паспортные данные

	Вводные выключатели		Секционный выключатель	
	Расчетные	Паспортные	Расчетные	Паспортные
U_H , кВ	10	10	10	10
I_H , А	877,18	1000	438,59	630
$I_{отк}$, кА	6,28	10	6,28	10

Выбор выключателей отходящих линий:

Магистраль ГПП -(ТП1-ТП2):

$$S_{p\text{ТП1,2}} = \sqrt{(P_{p\text{ТП1,2}} + \Delta P_{\text{тр}})^2 + (Q_{p\text{ТП1,2}} + \Delta Q_{\text{тр}})^2}, \text{ кВА.} \quad (4.3)$$

$$S_{p\text{ТП1,2}} = \sqrt{(2127,4 + 25,86)^2 + (1015,2 + 140,1)^2} = 2443,6 \text{ кВА.}$$

$$I_p = \frac{S_{p\text{ТП1,2,3}}}{2 \times \sqrt{3} \times U_H} = \frac{2443,6}{2 \times 1,73 \times 10,5} = 67,2 \text{ А;}$$

$$I_{ав} = 2 \times I_p = 2 \times 67,2 = 134,4 \text{ А}$$

Выбираем выключатель типа ВВ/TEL- 10-320- 10Т3

Таблица 4.2 Паспортные данные

Паспортные данные	Расчетные данные
$U_H = 10$ кВ	$U = 10$ кВ
$I_H = 320$ А	$I_{ав} = 134,4$ А
$I_{откл} = 10$ кА	$I_{кз} = 6,28$ кА
$I_{скв} = 25,5$ кА	$I_{уд} = 15,94$ кА
$I^2 * t = (I_{откл})^2 \times 3 = 468,75 \text{ кА}^2 \times \text{с}$	$W = (I_{кз})^2 \times 0,12 = 4,73 \text{ кА}^2 \times \text{с}$
Привод электромагнитный, с магнитной защелкой	

Магистраль ГПП -(ТП3-ТП4):

$$S_{p\text{ТП3,4}} = \sqrt{(P_{p\text{ТП3,4}} + \Delta P_{\text{тр}})^2 + (Q_{p\text{ТП3,4}} + \Delta Q_{\text{тр}})^2}, \text{ кВА.} \quad (4.4)$$

$$S_{p\text{ТПЗ,4}} = \sqrt{(2267,64 + 25,86)^2 + (125,91 + 140,1)^2} = 2308,87 \text{кВА.}$$

$$I_p = \frac{S_{p\text{ТП4,5,6}}}{2 \times \sqrt{3} \times U_H} = \frac{2308,87}{2 \times 1,73 \times 10,5} = 63,55 \text{А;}$$

$$I_{ав} = 2 \times I_p = 2 \times 63,55 = 127,1 \text{А}$$

Выбираем выключатель типа ВВ/TEL- 10-320- 10ТЗ

Таблица 4.3 Паспортные данные

Паспортные данные	Расчетные данные
$U_H = 10 \text{ кВ}$ $I_H = 320 \text{ А}$ $I_{откл} = 10 \text{ кА}$ $I_{скв} = 25,5 \text{ кА}$ $I^{2*t} = (I_{откл})^2 \times 3 = 468,75 \text{ кА}^2 \times \text{с}$	$U = 10 \text{ кВ}$ $I_{ав} = 127,1 \text{ А}$ $I_{кз} = 6,28 \text{ кА}$ $I_{уд} = 15,94 \text{ кА}$ $B = (I_{кз})^2 \times 0,12 = 4,73 \text{ кА}^2 \times \text{с}$
Привод электромагнитный, с магнитной защелкой	

Магистраль ГПП -(ТП5-ТП6):

$$S_{p\text{ТП5,6}} = \sqrt{(P_{p\text{ТП5,6}} + \Delta P_{mp})^2 + (Q_{p\text{ТП5,6}} + \Delta Q_{тр})^2}, \text{кВА.} \quad (4.5)$$

$$S_{p\text{ТП5,6}} = \sqrt{(2128,77 + 26,88)^2 + (465,86 + 145,45)^2} = 2240,65 \text{кВА.}$$

$$I_p = \frac{S_{p\text{ТП7,8,9}}}{2 \times \sqrt{3} \times U_H} = \frac{2240,65}{2 \times 1,73 \times 10,5} = 61,7 \text{А;}$$

$$I_{ав} = 2 \times I_p = 2 \times 61,7 = 123,35 \text{А}$$

Выбираем выключатель типа ВВ/TEL- 10-320- 10Т

Таблица 4.4 Паспортные данные

Паспортные данные	Расчетные данные
-------------------	------------------

$U_H = 10 \text{ кВ}$ $I_H = 320 \text{ А}$ $I_{\text{откл}} = 10 \text{ кА}$ $I_{\text{скв}} = 25,5 \text{ кА}$ $I^2 * t = (I_{\text{откл}})^2 * 3 = 468,75 \text{ кА}^2 * \text{с}$	$U = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{ав}} = 123,35 \text{ А}$ $I_{\text{кз}} = 6,28 \text{ кА}$ $I_{\text{уд}} = 15,94 \text{ кА}$ $B = (I_{\text{кз}})^2 * 0,12 = 4,73 \text{ кА}^2 * \text{с}$
Привод электромагнитный, с магнитной защелкой	

Линия ГПП-СД-3 (СДНЗ-2-17-41-20)

$$S_{\text{н.сд}} = 555,55 \text{ кВА.}$$

$$I_{\text{р.сд}} = 25,99 \text{ А}$$

Выбираем выключатели типа ВВ/TEL- 10-320- 10ТЗ

Таблица 4.5 Паспортные данные

Паспортные данные	Расчетные данные
$U_H = 10 \text{ кВ}$ $I_H = 320 \text{ А}$ $I_{\text{откл}} = 10 \text{ кА}$ $I_{\text{скв}} = 25,5 \text{ кА}$ $I^2 * t = (I_{\text{откл}})^2 * 3 = 468,75 \text{ кА}^2 * \text{с}$	$U = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{р.сд}} = 25,99 \text{ А}$ $I_{\text{кз}} = 6,28 \text{ кА}$ $I_{\text{уд}} = 15,94 \text{ кА}$ $B = (I_{\text{кз}})^2 * 0,12 = 4,73 \text{ кА}^2 * \text{с}$
Привод электромагнитный, с магнитной защелкой	

Линия ГПП-СД 17 (СДНЗ-2-18-39-20)

$$S_{\text{н.сд}} = 888,88 \text{ кВА.}$$

$$I_{\text{р.сд}} = 41,59 \text{ А}$$

Выбираем выключатели типа ВВ/TEL- 10-320- 10ТЗ

Таблица 4.6 Паспортные данные

Паспортные данные	Расчетные данные
$U_H = 10 \text{ кВ}$ $I_H = 320 \text{ А}$ $I_{\text{откл}} = 10 \text{ кА}$ $I_{\text{скв}} = 25,5 \text{ кА}$ $I^2 * t = (I_{\text{откл}})^2 * 3 = 468,75 \text{ кА}^2 * \text{с}$	$U = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{р.сд}} = 41,59 \text{ А}$ $I_{\text{кз}} = 6,28 \text{ кА}$ $I_{\text{уд}} = 15,94 \text{ кА}$ $B = (I_{\text{кз}})^2 * 0,12 = 4,73 \text{ кА}^2 * \text{с}$
Привод электромагнитный, с магнитной защелкой	

Линия ГПП-СД 18 (СДН-2-18-41-24)

$$S_{\text{н.сд}} = 700 \text{ кВА.}$$

$$I_{\text{р.сд}} = 32,75 \text{ А}$$

Выбираем выключатели типа ВВ/TEL- 10-320- 10ТЗ

Таблица 4.7 Паспортные данные

Паспортные данные	Расчетные данные
$U_H = 10 \text{ кВ}$ $I_H = 320 \text{ А}$ $I_{откл} = 10 \text{ кА}$ $I_{скв} = 25,5 \text{ кА}$ $I^{2*t} = (I_{откл})^2 \times 3 = 468,75 \text{ кА}^2 \times \text{с}$	$U = 10 \text{ кВ}$ $I_{р.сд} = 32,75 \text{ А}$ $I_{кз} = 6,28 \text{ кА}$ $I_{уд} = 15,94 \text{ кА}$ $B = (I_{кз})^2 \times 0,12 = 4,73 \text{ кА}^2 \times \text{с}$
Привод электромагнитный, с магнитной защелкой	

4.2.2 Выбор трансформаторов тока [6]

Трансформаторы тока выбираются по следующим условиям:

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

а) Выбор трансформаторов тока на вводе и секционном выключателе.

Таблица 4.8 Выбор измерительных приборов

Прибор	Тип	А, ВА	В, ВА	С, ВА
А	Э-350	0,5	0,5	0,5
Wh	СА3-И681	2,5	2,5	2,5
Varh	СР4-И689	2,5	2,5	2,5
W	Д-355	0,5	-	0,5
Var	Д-345	0,5	-	0,5
Итого		6,5	5,5	6,5

Примем трансформатор тока ТОЛ-10-У3: $I_H = 1000 \text{ А}$; $U_H = 10 \text{ кВ}$; $S_H = 20 \text{ ВА}$.

Таблица 4.9 Паспортные данные

Расчетные величины	По каталогу
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$
$I_{ав} = 877,18 \text{ А}$	$I_H = 1000 \text{ А}$
$i_{уд} = 15,94 \text{ кА}$	$I_{дин} = 52 \text{ кА}$
$S_{2 \text{ п}} = 10,5 \text{ ВА}$	$S_{2 \text{ н}} = 20 \text{ ВА}$

Рассчитаем вторичную нагрузку трансформаторов тока.

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

$$R_2 = R_{\text{приб}} + R_{\text{пров}} + R_{\text{к-тов}}. \quad (4.6)$$

Сопротивление приборов определяется по формуле

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

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

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

Допустимое сопротивление проводов:

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

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

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

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

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

Выбираем трансформатор тока на секционном выключателе шин ГПП:
 $I_p = 438,59 \text{ А}$; ТОЛ-10-У3: $I_n = 600 \text{ А}$; $U_n = 10 \text{ кВ}$; $S_n = 10 \text{ ВА}$.

Таблица 4.10 Паспортные данные

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

Таблица 4.11 Паспортные данные

Расчетные величины	По каталогу
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$
$I_p = 438,59 \text{ А}$	$I_H = 600 \text{ А}$
$i_{уд} = 15,94 \text{ кА}$	$I_{дин} = 52 \text{ кА}$
$S_{2p} = 4,4 \text{ ВА}$	$S_{2H} = 10 \text{ ВА}$

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

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

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

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

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

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

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

$$R_2 = 0,02 + 0,056 + 0,1 = 0,176 \text{ Ом}.$$

б) Выбираем трансформатор тока на линии ГПП-(ТП1-ТП2-ТП3); ГПП-(ТП4-ТП5-ТП6); ГПП-СД -3; ГПП-СД -17; ГПП-СД-18.

Таблица 4.12 Выбор измерительных приборов

Прибор	Тип	А, ВА	В, ВА	С, ВА
Амперметр	Э-350	0,5	0,5	0,5
Wh	СА3-И681	2,5	2,5	2,5
Varh	СР4-И689	2,5	2,5	2,5
Итого		5,5	5,5	5,5

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

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

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

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

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

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

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

$$R_2 = 0,22 + 0,056 + 0,1 = 0,376 \text{ Ом}.$$

Трансформатор тока на линии ГПП-(ТП1-ТП2-ТП3): $I_{\text{ав}}=137,18\text{А}$;
примем трансформатор тока ТОЛ-10-У3: $I_{\text{н}}= 200 \text{ А}$; $U_{\text{н}}= 10 \text{ кВ}$; $S_{\text{н}} = 20 \text{ ВА}$.

Таблица 4.13 Паспортные данные

Расчетные величины	По каталогу
$U_{\text{н}}= 10\text{кВ}$	$U_{\text{н}}= 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{ав}}= 137,18\text{А}$	$I_{\text{н}}= 200\text{А}$
$i_{\text{уд}}= 15,94\text{кА}$	$I_{\text{дин}}= 52\text{кА}$
$S_{2\text{р}}= 9,4 \text{ ВА}$	$S_{2\text{н}}= 20\text{ВА}$

Трансформатор тока на линии ГПП -(ТП4-ТП5-ТП6): $I_{\text{ав}}=129,78 \text{ А}$;
примем трансформатор тока ТОЛ-10-У3: $I_{\text{н}}= 200 \text{ А}$; $U_{\text{н}}= 10 \text{ кВ}$; $S_{\text{н}} = 20 \text{ ВА}$.

Таблица 4.14 Паспортные данные

Расчетные величины	По каталогу
$U_{\text{н}}= 10\text{кВ}$	$U_{\text{н}}= 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{ав}}= 129,78 \text{ А}$	$I_{\text{н}}= 200\text{А}$
$i_{\text{уд}}= 15,94\text{кА}$	$I_{\text{дин}}= 52\text{кА}$
$S_{2\text{р}}= 9,4 \text{ ВА}$	$S_{2\text{н}}= 20\text{ВА}$

Трансформатор тока на линии ГПП-(ТП7-ТП8-ТП9): $I_{ав}=128,4$ А; примем трансформатор тока ТОЛ-10-У3: $I_H=200$ А; $U_H=10$ кВ; $S_H=20$ ВА.

Таблица 4.15 Паспортные данные

Расчетные величины	По каталогу
$U_H=10$ кВ	$U_H=10$ кВ
$I_{ав}=128,4$ А	$I_H=200$ А
$i_{уд}=15,94$ кА	$I_{дин}=52$ кА
$S_{2р}=9,4$ ВА	$S_{2H}=20$ ВА

Трансформатор тока на линии ГПП-СД-3 (СДН-2-17-41-20), $I_{р.сд}=25,99$ А; примем трансформатор тока ТОЛ-10-У3: $I_H=50$ А; $U_H=10$ кВ; $S_H=20$ ВА.

Таблица 4.16 Паспортные данные

Расчетные величины	По каталогу
$U_H=10$ кВ	$U_H=10$ кВ
$I_{р.сд}=25,99$ А	$I_H=50$ А
$i_{уд}=15,94$ кА	$I_{дин}=52$ кА
$S_{2р}=9,4$ ВА	$S_{2H}=20$ ВА

Трансформатор тока на линии ГПП-СД-17(СДН-2-18-39-20), $I_{р.сд}=41,59$ А; примем трансформатор тока ТОЛ-10-У3: $I_H=75$ А; $U_H=10$ кВ; $S_H=20$ ВА.

Таблица 4.17 Паспортные данные

Расчетные величины	По каталогу
$U_H=10$ кВ	$U_H=10$ кВ
$I_{р.сд}=41,59$ А	$I_H=75$ А
$i_{уд}=15,94$ кА	$I_{дин}=52$ кА
$S_{2р}=9,4$ ВА	$S_{2H}=20$ ВА

Трансформатор тока на линии ГПП-СД-18(СДН-2-18-41-24), $I_{р.сд}=32,75$ А; примем трансформатор тока ТОЛ-10-У3: $I_H=50$ А; $U_H=10$ кВ; $S_H=20$ ВА.

Таблица 4.18 Паспортные данные

Расчетные величины	По каталогу
$U_H=10$ кВ	$U_H=10$ кВ
$I_{р.сд}=32,75$ А	$I_H=50$ А
$i_{уд}=15,94$ кА	$I_{дин}=52$ кА
$S_{2р}=9,4$ ВА	$S_{2H}=20$ ВА

4.2.3 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим условиям:

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

Таблица 4.19 Выбор измерительных приборов

Прибор	Тип	$S_{об-ки}$, ВА	Число об-к	$\cos j$	$\sin j$	Число приборов	$P_{общ}$, Вт	Q_s , вар
V	Э-335	2	2	1	0	2	8	-
W	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	-
Var	И-335	1,5	2	1	0	1	3	-
Wh	СА3-И681	3 Вт	2	0,38	0,925	12	72	175,26
Varh	СР4-И689	3 вар	2	0,38	0,925	12	72	175,26
Итого							158	350,5

Расчетная вторичная нагрузка:

$$S_{2p} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{158^2 + 350,5^2} = 384,46 \text{ ВА}$$

Принимаем ТН типа НАМИ-10-У3

Таблица 4.20 Паспортные данные

$U_{нт} = 10 \text{ кВ}$	$U_{нт} = 10 \text{ кВ}$
$S_{н2} = 750 \text{ кВА}$	$S_{п2} = 384,46 \text{ ВА}$
Схема соединения обмоток $Y_{\Delta} / Y_{\Delta} / \langle -0$	

4.2.4 Выбор выключателей нагрузки

ТП1,2,3 $I_p = 68,59 \text{ А}$; ТП4,5,6 $I_p = 64,89 \text{ А}$; ТП7,8,9 $I_p = 64,2 \text{ А}$.

Для всех трансформаторов принимаем выключатель нагрузки типа ВНПу-10/400-10зпУ3

Таблица 4.21 Паспортные данные

Расчетные	Паспортные
$U_n = 10 \text{ кВ}$	$U_n = 10 \text{ кВ}$
$I_{расч} = 64,2-68,59 \text{ А}$	$I_n = 400 \text{ А}$
$I_{кз} = 6,28 \text{ кА}$	$I_{отк} = 10 \text{ кА}$

4.2.5 Выбор силовых кабелей отходящих линий

Выбор кабелей производится по следующим условиям:

1. по экономической плотности тока: $F_s = \frac{I_p}{\gamma_s}$;

2. по минимальному сечению $F_{\min} = \alpha \times I_{\text{кз}} \times \sqrt{t_{\text{п}}}$;
3. по условию нагрева рабочим током $I_{\text{доп каб}} \geq I_{\text{р}}$;
4. по аварийному режиму $I_{\text{доп ав}} \geq I_{\text{ав}}$;
5. по потере напряжения $\Delta U_{\text{доп}} \geq \Delta U_{\text{рас}}$.

Выбираем кабель ГПП-ТП1-ТП2:

$$S_{\text{рГПП,2}} = 2357,2 \text{ кВА};$$

$$I_{\text{р}} = 68,59 \text{ А};$$

$$I_{\text{ав}} = 137,18 \text{ А}.$$

а) по экономической плотности тока:

$$F_{\text{э}} = I_{\text{р}} / j_{\text{эк}} = 68,59 / 1,4 = 48,99 \text{ мм}^2.$$

где $j_{\text{эк}} = 1,4 \frac{\text{А}}{\text{мм}^2}$ - для воздушных линий.

Принимаем кабель марки ААШв-10-(3х50), $I_{\text{доп}} = 140 \text{ А}$.

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

$$F_{\min} = a' I_{\text{кз}}' \sqrt{t_{\text{привед}}} = 12 \times 6,28 \times \sqrt{0,4} = 36,36, \text{ мм}^2;$$

принимаем окончательно кабель ААШв-10-(3х50), $I_{\text{доп}} = 140 \text{ А}$.

в) проверка по аварийному току:

$$I_{\text{доп ав}} = 1,3' 140 = 182 \text{ А} > 137,18 \text{ А};$$

г) проверка по рабочему режиму с учетом поправочного коэффициента $K_{\text{попр}}$, зависящего от количества кабелей проложенных в одной траншее $K_{\text{попр}} = 0,8$ (4 кабеля в траншее): $I_{\text{р}}/K_{\text{попр}}$, А, ($140 \text{ А} > 85,73 \text{ А}$).

Условия выполняются, тогда окончательно принимаем кабель марки ААШв-10-(3х50), $I_{\text{доп}} = 140 \text{ А}$.

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

4.2.6 Выбор шин ГПП

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

Выбираем твердотянутые медные шины прямоугольного сечения марки МГМ50х6; $I_{\text{доп}}=955\text{А}$ (одна полоса на фазу), $I_{\text{ав}}=877,18\text{А}$; $i_{\text{уд}}= 24,18 \text{ кА}$

а) $I_{\text{доп}}^3 I_{\text{ав}}$;

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

$$F_{\text{э.мин}} = \alpha \cdot I_{\text{кз}} \cdot \sqrt{t_{\text{привед}}} = 12 \cdot 6,28 \cdot \sqrt{1} = 75,36 < 300\text{мм}^2.$$

в) проверка по динамической стойкости к $i_{\text{уд кз}}$: $s_{\text{доп}}=1000 \text{ кгс/см}^2$:

$$f = \frac{1,75 \times 10^{-2} \times i_{\text{уд}}^2 \times L}{a} = \frac{1,75 \times 10^{-2} \times 15,94^2 \times 50}{10} = 22,23\text{кгс};$$

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

$$\sigma_{\text{расч}} = \frac{f \times L}{10 \times W} = \frac{22,23 \times 50}{10 \times 3,6} = 30,875 \frac{\text{кгс}}{\text{см}^2}.$$

где L – расстояние между изоляторами;

a – расстояние между фазами;

b – толщина одной полосы;

h – ширина (высота) шины.

Из условия видно, что шины динамически устойчивы.

4.2.7 Выбор изоляторов

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

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

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

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

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

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

$$F_{\text{расч}} = \frac{\sqrt{3} \times 10^{-1} \times i_{\text{уд}}^2 \times L}{a} = \frac{1,73 \times 10^{-1} \times 15,94^2 \times 50}{10} = 219,78 \text{ кгс}.$$

Выбираем изолятор типа ОНШ-10-2000 УЗ, $F_{\text{разруш}}=1200 \text{ кгс}$.

5 Электроснабжение механического цеха

5.1 Исходные данные [5]

Ремонтно-механический цех это отдельно стоящее здание на территории завода общей площадью 648м². Габаритные размеры: длина – 36 м, ширина – 18 м, высота – 6 м. Стены выполнены бетонными блоками.

С точки зрения опасности поражения электрическим током людей цех принадлежит к особо опасным помещениям, так как считается жарким из-за наличия термообрабатывающих установок, имеет токопроводящие полы (железобетон) и химически активную среду, создаваемую термохимическим оборудованием. По пожароопасности помещение цеха принадлежит к категории Г, так как в цехе по технологическим признакам имеются негорючие вещества и материалы в горячем, раскаленном или расплавленном состоянии, процесс обработки которых сопровождается выделением лучистого тепла. Помещение цеха является жарким так как в нем имеются термообрабатывающие установки. Жаркие помещения - помещения, в которых под воздействием различных тепловых излучений температура превышает постоянно или периодически (более 1 сут.) +35 °С.

Таблица 5.1 - Параметры электроприемников

№ по плану	Наименование оборудования	Установленная мощность, кВт	Коэффициенты		
			Kи	cosφ	tgφ
1,2,3,4	Электрические печи сопротивления	22	0,6	1	0
5,6	Электроимпульсный станок	8	0,12	0,5	1,73
7	Электроэрозионный станок	24	0,25	0,65	1,17
8,9	Ультразвуковой прошивочный станок	30	0,25	0,65	1,17
10,11	Полуавтоматическая сварочная установка с ПВ-40% (кВА)	30	0,35	0,5	1,73
12	Кран с ПВ – 40%	50/32	0,2	0,5	1,73
13	Вентилятор	20	0,6	0,8	0,75
14, 15,16,29,30, 31	Стенд для резки труб	2	0,12	0,5	1,73
17,18,19	Фрезерный станок	20	0,2	0,6	1,33
20,21,22	Точильный станок	16	0,2	0,6	1,33
23,24,25,26	Электропечь	35	0,6	1	0
27,28	Пресс	4	0,25	0,65	1,17

5.2 Расчет осветительной нагрузки

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:

$$P_{po} = K_{co} \cdot \rho_o \cdot F, \text{ кВт}; \quad (5.1)$$

$$Q_{po} = tg \varphi_o \cdot P_{po}, \text{ кВАр}, \quad (5.2)$$

где K_{co} - коэффициент спроса по активной мощности осветительной нагрузки, числовые значения которого принимают по таблице 2.1

$tg \varphi_o$ - коэффициент реактивной мощности, определяется по $\cos \varphi_o$

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

$$P_{yo} = \rho_o \cdot F, \text{ кВт} \quad (5.3)$$

где F - площадь производственного помещения, которая определяется по плану цеха, в м^2

ρ_o - удельная расчетная мощность в кВт на 1 м^2

Основная площадь цеха размером $18 \times 36 \text{ м}$ освещается потолочными светильниками с лампой ДРЛ (ДРВ 160) мощность 160Вт

$$F = a \cdot b = 18 \cdot 36 = 648 \text{ м}^2$$

$$P_{yo} = \rho_o \cdot F = 0,014 \cdot 648 = 9,072 \text{ кВт}$$

$$P_{po} = K_{co} \cdot P_{yo} = 0,8 \cdot 9,072 = 7,26 \text{ кВт}$$

$$Q_{po} = tg \varphi_o \cdot P_{po} = 0,48 \cdot 7,26 = 3,48 \text{ кВАр} (\cos \varphi = 0,9)$$

$$n_{л} = \frac{P_{yo}}{W_{л}} = \frac{9072}{200} = 56,7$$

Общее количество светильников составляет 57 .

5.3 Порядок расчета нагрузки на электроприемниках

1. Суммарная установленная мощность электроприемников данной характерной группы, приведенная к ПВ=100%, в киловаттах: [4]

для электроприемников, паспортная мощность которых выражена в киловаттах с ПВ=100%

$$P_n = P_{насч} \cdot \sqrt{ПВ}; \quad (5.4)$$

для электроприемников, паспортная мощность которых выражена в киловольтамперах с ПВ≠100%

$$P_n = S_{насч} \cdot \sqrt{ПВ} \cdot \cos \varphi_n; \quad (5.5)$$

где ПВ – номинальная паспортная продолжительность включения, в процентах.

2. Число m определяется

$$m = \frac{P_{n \max}}{P_{n \min}}; \quad (5.6)$$

где $P_{n \max}$ – номинальные активные мощности наибольшего электроприемников

$P_{n \min}$ – номинальные активные мощности наименьшего электроприемников;

3. Средняя активная нагрузка за наиболее нагруженную смену

$$P_{см} = K_u \cdot P_n. \quad (5.7)$$

4. Средняя реактивная нагрузка за наиболее нагруженную смену

$$Q_{см} = P_{см} \cdot \operatorname{tg} \varphi. \quad (5.8)$$

5. Для определения итоговой нагрузки узла питания необходимо определить средневзвешенное значение коэффициента использования

$$K_u = \frac{\sum P_{см}}{\sum P_n}. \quad (5.9)$$

6. Эффективное число электроприемников

$$n_3 = \frac{2 \sum_{i=1}^n P_{ni}}{P_{n \max}}. \quad (5.10)$$

7. Максимальная активная получасовая нагрузка от силовых электроприемников узла

$$P_M = K_M \cdot P_{CM}. \quad (5.11)$$

8. Максимальная реактивная получасовая нагрузка от силовых электроприемников узла

$$\begin{aligned} \text{при } n_3 \leq 10, Q_M &= 1,1 \cdot Q_{CM}; \\ \text{при } n_3 > 10, Q_M &= Q_{CM}. \end{aligned} \quad (5.12)$$

9. Максимальная полная нагрузка расчетного узла питания

$$S_M = \sqrt{P_M^2 + Q_M^2}. \quad (5.13)$$

10. Расчетный максимальный ток

$$I_p = \frac{S_M}{\sqrt{3} \cdot U_n}. \quad (5.14)$$

Пример расчета ЭП подключенных к ШР-2 (11 – полуавтоматическая сварочная установка с ПВ-40% 30кВА; 8,9-ультразвуковой прошивочный станок, 7-электроэрозионный станок);

$$P_{n11} = 30 \cdot \sqrt{0,40} \cdot 0,5 = 8,5 \text{ кВт}.$$

$$m = 30/8 = 3,75 \geq 3.$$

$$P_{CM11} = 0,35 \cdot 8,5 = 2,97 \text{ кВт};$$

$$P_{CM8,9} = 0,25 \cdot 30 = 15 \text{ кВт};$$

$$P_{CM7} = 0,12 \cdot 8 = 0,96 \text{ кВт}.$$

$$Q_{cm11} = 2,97 \cdot 1,73 = 5,13 \text{кВар};$$

$$Q_{cm8,9} = 15 \cdot 1,17 = 17,55 \text{кВар};$$

$$Q_{cm7} = 0,96 \cdot 1,73 = 1,66 \text{кВар}.$$

$$K_u = \frac{\sum P_{cm}}{\sum P_n} = \frac{2,97 + 15 + 0,96}{8,5 + 2 \cdot 30 + 8} = \frac{18,93}{76,5} = 0,25.$$

$$n_{\circ} = \frac{2 \sum_1^n P_n}{P_{n \max}} = \frac{2 \cdot 76,5}{30} = 5,1,$$

Так как $n_{\circ} > n$; $n_{\circ} = n$.

$$P_m = K_m \cdot \sum P_{cm} = 2,6 \cdot 18,9 = 49,9 \text{кВт};$$

где K_m - коэффициент максимума, определяется по таблицам в зависимости от n_{\circ} и K_u .

$$n_{\circ} \leq 10, Q_m = 1,1 \cdot \sum Q_{cm} = 1,1 \cdot (5,13 + 17,55 + 1,66) = 1,1 \cdot 24,3 = 26,8 \text{кВар}.$$

$$S_m = \sqrt{49,9^2 + 26,8^2} = \sqrt{2490 + 718,24} = 56,6 \text{кВА}.$$

$$I_p = \frac{S_m}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{56,6}{1,73 \cdot 0,4} = 81 \text{А}.$$

Все расчеты проводятся аналогично и занесены в таблицу 5.2

5.4 Выбор оборудования

5.4.1 Выбор трансформаторной подстанции [4]

Встроенная трансформаторная подстанция состоит из 2-х камер трансформаторов, РУ-0,4 кВ, устанавливаются камеры типа КСО-10 с выключателями. Камеры секционированы на две секции выключателем и разъединителем. Камеры с трансформаторами соединяются кабелями.

5.4.2 Выбор цеховых выключателей

Выбираем главный силовой цеха со стороны 10 кВ:

$$I_{p.зав.} = \frac{S_{p.зав.}}{2 \times \sqrt{3} \times U_H} = \frac{466,1}{2 \times 1,73 \times 10,5} = 12,83 \text{ A};$$

$$I_{ав} = 2 \times I_{p.зав.} = 2 \times 12,83 = 25,66 \text{ A}.$$

Выключатель РЛНТ-С10-20-1000

Таблица 5.3 Паспортные данные

Паспортные данные	Расчетные данные
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U = 10 \text{ кВ}$
$I_H = 20 \text{ А}$	$I_{ав} = 25,6 \text{ А}$
$I_{откл} = 12,5 \text{ к} \times \text{с}$	$I_{кз} = 6,28 \text{ кА } 4,73 \text{ кА}^2 \times \text{с}$
Привод электромагнитный, с магнитной защелкой	

$$I_{ном.ав} \geq I_{дл};$$

$$I_{ном.расц} \geq I_{дл};$$

$$I_{сраб.расц} \geq 1,25 \cdot I_{пуск}.$$

Проверка условия выбора автомата марки РЛНТ- С100 /3 для ЭП№12:

$$1) 100 \text{ A} \geq 91,43 \text{ A}$$

$$1) 100 \text{ A} \geq 91,43 \text{ A}$$

$$3) 700 \text{ A} \geq 342,85 \text{ A}.$$

Выбор автоматических выключателей приведен в таблице 5.5

Расчет критического тока ШРА, ШР и ТП осуществляется по следующей формуле:

$$I_{кр} = I_{пуск} = I_{пуск_наиб} + \sum I_{p.сн} - I_{p_эл(наиб)} \text{ (A)} \quad (5.15)$$

$$I_{кр} = 1,3 \cdot I_{p.цеха} \text{ (A)} \quad (5.16)$$

$$\text{ШРА-1: } I_{кр} = 274,28 + 124,92 - 91,43 = 307,77 \text{ A}.$$

$$\text{ШРА-2: } I_{кр} = 178,57 + 159,29 - 47,62 = 290,24 \text{ A}.$$

$$\text{ШР-1: } I_{кр} = 157,14 + 118,15 - 31,42 = 243,87 \text{ A}.$$

$$\text{ШР-2: } I_{кр} = 197,8 + 80,07 - 65,93 = 211,94 \text{ A}.$$

5.4.3 Выбор цеховых предохранителей

$$I_{\text{дл}} = \frac{P_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi};$$
$$I_{\text{ном.пред}} \geq I_{\text{дл}};$$
$$I_{\text{ном.пл.вст}} \geq I_{\text{расч.пл.вст}} = \frac{I_{\text{пуск}}}{\alpha}.$$

где α – коэффициент снижения пускового тока, зависящий от режима пуска электроприемников ($\alpha=1,6$ – для тяжелого режима пуска; $\alpha=2$ – для среднего режима пуска; $\alpha=2,5$ – для легкого режима пуска)

Проверка условия выбора предохранителя для ЭП№ 23,24:

$$1) 50A \geq 50A$$

$$2) 20A \geq 20A.$$

Выбор предохранителей приведен в таблице 5.5

5.4.4 Выбор проводов и кабелей к узлам нагрузок

$$I_{\text{доп.пров}} \geq \frac{I_{\text{дл}}}{K_{\text{нопр}}}; \quad (5.17)$$

$$I_{\text{доп.пров}} \geq \frac{K_{\text{защ}} \cdot I_{\text{защ}}}{K_{\text{нопр}}}. \quad (5.18)$$

где $K_{\text{защ}}$ – коэффициент защиты; (0,33 – для предохранителей, 1 – для автоматических выключателей);

$K_{\text{нопр}}$ – поправочный коэффициент на условия прокладки проводов и кабелей;

$I_{\text{защ}} = I_{\text{ном.пл.вст.}}$ – ток защиты предохранителя;

$I_{\text{защ}} = I_{\text{ном.расч}}$ – ток защиты автоматического выключателя.

$$I_{\text{ном}} = I_p = \frac{P_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi}; \quad (5.19)$$

$$I_{\text{пуск}} = I_{\text{ном}} \cdot K_{\text{пуск}}. \quad (5.20)$$

Выбор проводов приведен в таблице 5.5

5.4.5 Выбор силового распределительного шкафа и шинпровода

Выбор силового распределительного шкафа и шинпровода представлен в таблице 5.6

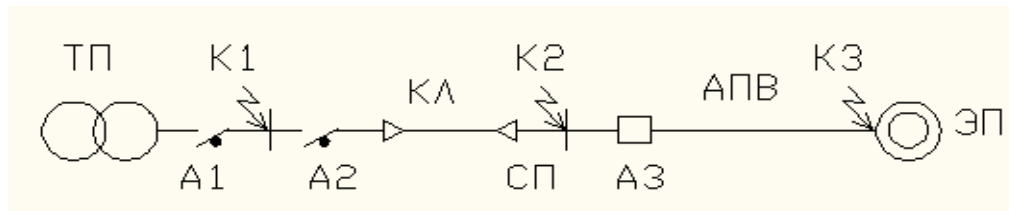
Таблица 5.6 Выбор силового распределительного шкафа и шинпровод

Тип	I_p, A	$I_{ном}, A$	Обозначение силового распределительного шкафа и шинпровода	$i_{амп}, кА$	$r_{уд}, Ом/км$	$X_{уд}, Ом/км$	$Z_{п.ф-о}, Ом/км$
ШРА-1	124,9	250	ШРА73ВУ3	15	0,21	0,21	0,9
ШРА-2	159,3	250	ШРА73ВУ3	15	0,21	0,21	0,9
ШР-1	118,1	250	ШР11-73-701	25	-	-	-
ШР-2	80,07	250	ШР11-73-701	25	-	-	-
ЩО	12,25	25	ЩОС2	3	-	-	-

5.5 расчет токов короткого замыкания

5.5.1 Принципиальная схема расчета токов короткого замыкания [6]

После выбора предохранителей и автоматов необходимо убедиться, что плавкая вставка предохранителя и расцепитель автомата надежно защищают участок сети, на котором они установлены. В качестве примера для расчета принимается наиболее удаленный от шин ТП ЭП, т.е 36 электроприемник. Расчетные точки для определения токов к.з. приведены на рисунке 5.1



ТП – трансформаторная подстанция; А1(П), А2, А3 – защитные аппараты; КЛ – кабельная линия; АПВ – провод для питания ЭП; СП – силовой пункт; ЭП – электроприемник; К1 – точка к.з. на шинах ТП; К2 – точка к.з. на шинах узла питания; К3 – точка к.з. на зажимах электроприемника.

Рисунок 5.1 Принципиальная схема замещения

Составляется схема замещения (с.м рисунок 5.1) и находятся трехфазные, двухфазные и однофазные токи короткого замыкания для заданных точек.

5.5.2 Данные для расчета

Таблица 5.7 - Значения сопротивлений

Наименование	r , мОм	$r_{кв}$, мОм	x , мОм
Трансформатор ТСЛ(3) 1000 10/0,4	3,4	–	13,5
ПЛНТ-С10-20-1000	0,24	0,08	0,1
ШМА4	0,0338/0,1352	–	0,0163/0,0652
Выключатель ПЛНТ- С125 /3	1,3	0,45	0,7
Кабель ААШв(3х50)+(1х35)	0,625/18,75	–	0,085/2,55
ШРА1	0,21/7,56	–	0,21/7,5 6
Предохранитель D III-50А	0,5	–	
Провод АПВ-4(1х2,5)	12,5/25	–	0,116/0,232

ШМА4:

$$r = r_{y\delta} \cdot l = 0,0338 \cdot 4 = 0,1352 \text{ мОм}, \quad x = x_{y\delta} \cdot l = 0,0338 \cdot 4 = 0,1352 \text{ мОм},$$

ШРА1:

$$r = r_{y\delta} \cdot l = 0,21 \cdot 36 = 7,56 \text{ мОм}, \quad x = x_{y\delta} \cdot l = 0,21 \cdot 36 = 7,56 \text{ мОм}.$$

Кабель:

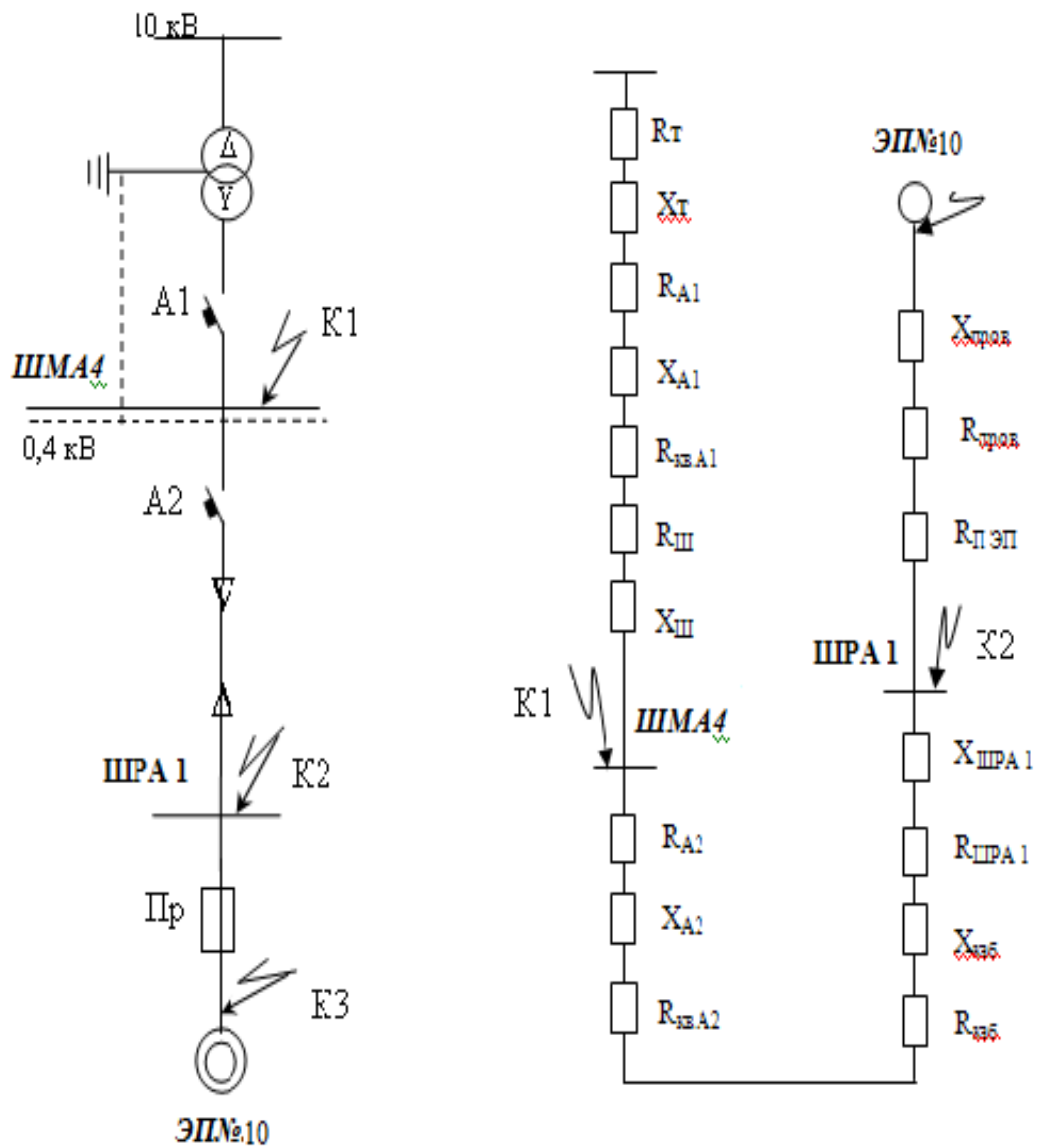
$$r = r_{каб} \cdot l = 0,625 \cdot 30 = 18,75 \text{ мОм}, \quad x = x_{каб} \cdot l = 0,085 \cdot 30 = 2,55 \text{ мОм}.$$

Провод:

$$r = r_{пров} \cdot l = 12,5 \cdot 2 = 25 \text{ мОм}, \quad x = x_{пров} \cdot l = 0,116 \cdot 2 = 0,232 \text{ мОм}.$$

5.5.3 Расчет токов короткого замыкания

Для расчета токов короткого замыкания составим схему питания наиболее удаленного электроприемника штамповочного цеха, для проверки его аппарата защиты на отключающую способность – схему замещения (см. рисунок 5.2)



R_T, X_T – активное и реактивное сопротивление трансформатора;
 $R_A, X_A, R_{конт}$ – активное и реактивное сопротивление катушек и контактов автоматических выключателей; $R_{пер}$ – переходное сопротивление контактных соединений (шинопровод – кабель, кабель – кабель и т.д.); $R_{ш}, X_{ш}$ – активное и реактивное сопротивление шинопровода; $R_{каб}, X_{каб}$ – активное и реактивное сопротивление кабеля; $R_{пров}, X_{пров}$ – активное и реактивное сопротивление проводов

Рисунок 5. 2 Схема замещения для расчета КЗ

Произведем расчет сопротивления:

$$R_1 = R_{mp} + R_{A1} + R_{квA1} + R_{ш} = 3,4 + 0,24 + 0,08 + 0,1352 = 3,85 \text{ мОм.}$$

$$X_1 = X_{mp} + X_{A1} + X_{ш} = 13,5 + 0,1 + 0,0652 = 13,66 \text{ мОм.}$$

$$R_2 = R_1 + R_{A2} + R_{квA2} + R_{каб} + R_{ШПА1} = 3,85 + 1,3 + 0,45 + 18,75 + 7,56 = 31,91 \text{ мОм.}$$

$$X_2 = X_1 + X_{A2} + X_{каб} + X_{ШПА1} = 13,66 + 0,7 + 2,55 + 7,56 = 24,47 \text{ мОм.}$$

$$R_3 = R_2 + R_{пров} + R_{пред} = 31,91 + 25 + 0,5 = 57,41 \text{ мОм}$$

$$X_3 = X_2 + X_{пров} = 24,47 + 0,232 = 24,702 \text{ мОм.}$$

Ток трехфазного к.з. определяется из выражения

$$I_{к.з.}^{(3)} = \frac{U_n}{\sqrt{3} \cdot Z}, \text{ кА;} \quad (5.21)$$

где U_n – номинальное напряжение сети 0,38 к

$Z = \sqrt{R^2 + X^2}$ – полное сопротивление сети, мОм.

В точке К1 ток трехфазного к.з.

$$I_{к.з.}^{(3)} = \frac{U_n}{\sqrt{3} \cdot Z} = \frac{0,38}{\sqrt{3} \cdot 14,192} = 15 \text{ кА;}$$

где $Z = \sqrt{R_1^2 + X_1^2} = \sqrt{3,85^2 + 13,66^2} = 14,192 \text{ мОм.}$

В точке К2 ток трехфазного к.з.

$$I_{к.з.}^{(3)} = \frac{U_n}{\sqrt{3} \cdot Z} = \frac{0,38}{\sqrt{3} \cdot 40,212} = 5,5 \text{ кА;}$$

где $Z = \sqrt{R_2^2 + X_2^2} = \sqrt{31,91^2 + 24,47^2} = 40,27 \text{ мОм.}$

В точке К3 ток трехфазного к.з.

$$I_{к.з.}^{(3)} = \frac{U_H}{\sqrt{3} \cdot Z} = \frac{0,38}{\sqrt{3} \cdot 62,66} = 3,505 \text{ кА};$$

где $Z = \sqrt{R_3^2 + X_3^2} = \sqrt{57,41^2 + 24,702^2} = 62,499 \text{ мОм}.$

Ток двухфазного к.з. определяется из выражения

$$I_{к.з.}^{(2)} = I_{к.з.}^{(3)} \frac{\sqrt{3}}{2}, \text{ кА.} \quad (5.22)$$

В точке К1 ток двухфазного к.з.

$$I_{к.з.}^{(2)} = 15 \cdot 0,87 = 13,05 \text{ кА}.$$

В точке К2 ток двухфазного к.з.

$$I_{к.з.}^{(2)} = 5,5 \cdot 0,87 = 4,785 \text{ кА}.$$

В точке К3 ток двухфазного к.з.

$$I_{к.з.}^{(2)} = 3,5 \cdot 0,87 = 3,045 \text{ кА}.$$

Из справочных данных находим

$$Z_{\text{пров.п.ф.0}} = 17,8 \text{ Ом/км};$$

$$Z_{\text{каб.п.ф.0}} = 1,4 \text{ Ом/км};$$

$$Z_{\text{шма4.п.ф.0}} = 0,0862 \text{ Ом/км};$$

$$Z_{\text{шра.п.ф.0}} = 0,9 \text{ Ом/км}.$$

С учетом длины

$$Z_{\text{пров.п.ф.0}} = 35,6 \text{ мОм};$$

$$Z_{\text{каб.п.ф.0}} = 42 \text{ мОм};$$

$$Z_{\text{шма4д.п.ф.0}} = 0,345 \text{ мОм};$$

$$Z_{\text{шра.п.ф.0}} = 32,4 \text{ мОм}.$$

Находим полное сопротивление петли фаза – нуль для точек К1, К2 и К3 соответственно

$$Z_{n1} = \sqrt{(R_{A1} + R_{кв.A1})^2 + X_{A1}^2} + Z_{\text{шма4.н.ф.0}}, \text{ мОм}; \quad (5.23)$$

$$Z_{n1} = \sqrt{(0,24 + 0,1)^2 + 0,08^2} + 0,0862 = 0,43 \text{ МОм},$$

$$Z_{n2} = Z_{n1} + \sqrt{(R_{A2} + R_{кв.А2})^2 + X_{A2}^2} + Z_{каб.н.ф.0} + Z_{ура.н.ф.0}, \text{ МОм}; \quad (5.24)$$

$$Z_{n2} = 0,43 + \sqrt{(1,3 + 0,7)^2 + 0,45^2} + 42 + 32,4 = 0,43 + 2,05 + 42 + 32,4 = 76,88 \text{ МОм},$$

$$Z_{n3} = Z_{n2} + Z_{пред} + Z_{прово.н.ф.0} = 76,88 + 0,5 + 35,6 = 112,98 \text{ МОм}.$$

Ток однофазного к.з. определяется из выражения

$$I_{к.з.}^{(1)} = \frac{U_{\phi}}{\frac{1}{3} Z_{тр}^{(1)} + Z_n}, \text{ кА}. \quad (5.25)$$

где U_{ϕ} – фазное напряжение сети 220 В;
 $Z_{тр}$ – сопротивление трансформатора, Ом.

Для соединения обмоток звезда/ звезда с выведенной нейтралью $Z_{тр} = 128 \text{ МОм}$.

В точке К1 ток однофазного к.з.

$$I_{к.з.}^{(1)} = \frac{220}{\frac{1}{3} \cdot 128 \cdot 10^{-3} + 0,43 \cdot 10^{-3}} = 5,105 \text{ кА}.$$

В точке К2 ток однофазного к.з.

$$I_{к.з.}^{(1)} = \frac{220}{\frac{1}{3} \cdot 128 \cdot 10^{-3} + 76,88 \cdot 10^{-3}} = 1,84 \text{ кА}.$$

В точке К3 ток однофазного к.з.

$$I_{к.з.}^{(1)} = \frac{220}{\frac{1}{3} \cdot 128 \cdot 10^{-3} + 112,98 \cdot 10^{-3}} = 1,413 \text{ кА}.$$

Для соединения обмоток треугольник/ звезда с выведенной нейтралью $Z_{тр}=42\text{МОм}$.

В точке К1 ток однофазного к.з.

$$I_{к.з.}^{(1)} = \frac{220}{\frac{1}{3} \cdot 42 \cdot 10^{-3} + 0,43 \cdot 10^{-3}} = 15,25 \text{кА}.$$

В точке К2 ток однофазного к.з.

$$I_{к.з.}^{(1)} = \frac{220}{\frac{1}{3} \cdot 42 \cdot 10^{-3} + 76,88 \cdot 10^{-3}} = 2,421 \text{кА}.$$

В точке К3 ток однофазного к.з.

$$I_{к.з.}^{(1)} = \frac{220}{\frac{1}{3} \cdot 42 \cdot 10^{-3} + 112,98 \cdot 10^{-3}} = 1,733 \text{кА}.$$

Таблица 5.8 Токи КЗ

Вид КЗ	К1, (кА)	К2, (кА)	К3, (кА)
Трехфазное	15	5,5	3,5
Двухфазное	13,05	4,785	3,045
Однофазное (y/y°-12)	5,105	1,84	1,413
Однофазное (Δ /y°-12)	15,25	2,421	1,733

Кратность тока однофазного к.з. в наиболее удаленной точке сети должна быть

$$I_{к.мин.}^{(1)} \geq 3I_{ном.пл.вст}$$

$$I_{к.мин.}^{(1)} \geq 1,25I_{ном.расц}$$

Предохранитель ДПП-50А: $1,413 \cdot 103 \geq 3 \cdot 50$.

Выключатель РЛНТ-С125/3: $1,84 \cdot 03 \geq 1,25 \cdot 125$.

Выключатель РЛНТ-С1000: $5,105 \cdot 103 \geq 1,25 \cdot 125$.

Следовательно выбранные аппараты при однофазном к.з. надежно защищены.

6 Безопасность жизнедеятельности

6.1 Анализ условий труда в отделении сырьевых мельниц

Цементный завод имеет сложную разветвленную производственную структуру и социальную сферу, в его состав входят: основные цеха: отделение сырьевых мельниц, отделение первичного дробления, отделение цементных мельниц, шлакосушильное отделение, механический цех, объединительный склад. Вспомогательные цеха: компрессорная, ремонтно-механический цех, котельная, гараж, цех упаковки и отгрузки цемента, склад клинкера, склад сухих добавок.[15]

Цемент, выпускаемый предприятием, соответствует требованиям ГОСТ 10178-85 «Портландцемент и шлакопортландцемент. Технические условия» и ГОСТ 30515-97 «цементы. Общие технические условия». Цемент, поставляемый за границу, соответствует европейскому стандарту СТБЕН 197-1:2000. Основным видом производственной деятельности завода является выпуск портландцемента марок: ЦЕМ I 42,5 Н; ЦЕМ II А/Ш 42,5 Н; ПЦ 500 - Д5; ПЦ 500 - Д0; ПЦ 500 - Д20; ШПЦ 400; ЕН 197-1-СЕМ 1 52,5R.

Отделение сырьевых мельниц включает в себя дробильное отделение и отделение помола и приготовления сырья.

В дробильном отделении имеются 2 технологические линии по дроблению известняка: одна действующая, вторая резервная. Каждая из линий состоит из щековой дробилки 1800 x 1200 мм производительностью 260 т/час для первичного дробления и двух спаренных молотковых дробилок с диаметром ротора 1400 мм и производительностью 100 т/час каждая для вторичного дробления.

Опасными и вредными производственными факторами в отделение сырьевых мельниц являются: движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; запыленность воздуха, превышающая установленные нормативы; пониженная температура воздуха рабочей зоны, поверхностей оборудования, материалов; повышенная влажность воздуха; повышенный уровень звука на рабочих местах; электроустановки напряжением выше 42 В, при нарушении целостности изоляции которых возможно поражение человека электрическим током; недостаточная освещенность рабочего места; острые кромки, заусенцы и шероховатости на поверхностях оборудования, инструмента; наличие радиоизотопных приборов и техногенных материалов, используемых в производстве; наличие на предприятии топливоподготовительных участков и топливопотребляющих агрегатов и установок, которые относятся к объектам повышенной взрыво и пожароопасности.

Перекачка цемента из транспортных средств в цементные банки сопровождается выделением пыли цементной - неорганизованный источник выброса. Выполнение работ связанных с повышенной опасностью должно проводиться по специальному наряду - допуску. Он обязан ознакомить

каждого непосредственного исполнителя с содержанием и объемом работ и проинструктировать их о мерах безопасности, совместно с непосредственными исполнителями работ, проверить состояние техники безопасности на участках выполнения работ, осуществлять постоянный контроль за ходом выполнения работ и соблюдением работающими мер безопасности, указанных в наряде- допуске.

Неблагоприятные условия труда могут быть в основном обусловлены повышенной концентрацией пыли и влаги в помещении, недостаточной тепловой изоляцией, обжиговых аппаратов, ненадежными ограждениями вращающихся частей механизма. [15]

Для борьбы с пылью, пыле выделяющее технологическое и транспортное оборудование заключают в герметичные кожухи с плотно закрываемыми отверстиями. На участках образования пыли и газов помимо общей вентиляции устраивают местную аспирацию. Очистку запыленных газов и воздуха необходимо производить в эффективных пылесадительных устройствах со степенью очистки не менее 98 %. Степень допускаемой запыленности воздуха регламентирована СН 245-71. Она составляет для пыли, содержащей более 70 % свободного оксида кремния не более 1 мг/м³, для пыли содержащей 10-70 % оксида кремния не более 2 мг/м³, для пыли цемента, печных материалов, не содержащих свободный оксид кремния 6 мг/м³

Защита людей в отделение сырьевых мельниц от вибрации на рабочих местах, а также оборудование осуществляется методом виброизоляции путем устройства упругих элементов размещенных м/д вибрирующей машиной и основанием на котором она установлена.

В качестве амортизаторов вибрации используют пружины или резиновые прокладки. Виброизолирующая способность резиновых амортизаторов меньше чем пружинных но благодаря большому их внутреннему трению они обеспечивают меньше времени затухания свободных колебаний системы. В качестве индивидуальной защиты от вибраций, передаваемых человеку через ноги, рекомендуется носить обувь на войлочной или толстой микропористой подошве. Для защиты от вибрации рук рекомендуется виброгасящие перчатки. Для уменьшения концентрации вредных веществ и создание оптимальных климатических условий в рабочей зоне предусмотрена приточно-вытяжная вентиляция с механическим и естественным побуждением.

Способы защиты человека от неблагоприятных факторов рабочей среды могут быть активными и пассивными. Способы активной защиты связаны с выявлением причин и источника неблагоприятного фактора и воздействием на него. При невозможности активной защиты применяется пассивная. Она может быть общей (коллективной) или индивидуальной.

Для каждого работника необходимо применять средства индивидуальной защиты (СИЗ): различные виды специальной одежды и

обуви (диэлектрические рукавицы, перчатки; каски, противошумные шлемы, защитные очки, предохранительные пояса).

Здоровые и безопасные условия труда при производстве цемента обеспечиваются: выполнением руководством предприятия всех требований отраслевого стандарта безопасности труда в промышленности строительных материалов ГОСТ 21.112.0.004-83; соблюдением работниками требований настоящей инструкции, инструкции по техническому обслуживанию закрепленного за ними оборудования и инструкции о мерах пожарной безопасности.

К самостоятельному обслуживанию оборудования на цементном предприятии допускаются работники не моложе 18 лет, имеющие профессиональные навыки и прошедшие: предварительный медицинский осмотр; предварительное обучение по обслуживанию оборудования, безопасным методам и приемам работ, сдавшие экзамен на право производства работ; вводный инструктаж; первичный инструктаж на рабочем месте. [16]

К работе с электрифицированным оборудованием допускаются работники, прошедшие соответствующее обучение и инструктаж, имеющие первую квалификационную группу по электробезопасности.

Условия труда в отделение сырьевых мельниц показали наличие вредных производственных факторов, оказывающие пагубное воздействие на здоровье человека, шум, пыль, вибрация, повышенная температура, а такие вредные вещества, выделяемые при технологическом процессе.

Специальность рабочих выполняющих работы в отделение в отделение сырьевых мельниц: электрики, автоматчики, фрезеровщики, слесари-механики, фасовщики.

Работодатель обязан заменить или отремонтировать спецодежду, спецобувь и другие средства индивидуальной защиты. Перед началом работы следует ознакомиться с записью в сменном журнале о техническом состоянии обслуживаемого оборудования и имевших место нарушениях его работы и проверить: герметичность закрытия люков аспирационных установок и крышек шнеков, транспортирующих пыль; состояние тепловой изоляции воздухопроводов и аппаратов пылеулавливания; наличие и исправность средств индивидуальной защиты (респиратор, защитные очки, перчатки и пр.), наличие и комплектность аптечки доврачебной помощи; наличие средств пожаротушения; освещенность рабочего места, в первую очередь пусковых устройств, приводов, ограждений, натяжных устройств, лестниц, переходных мостиков и т.д. неисправности в осветительной сети устраняет электромонтер; наличие и исправность защитных и ограждающих устройств на всех открытых передачах, валах, муфтах и пр. Работать при снятых, неисправных, плохо закрепленных защитных и ограждающих устройствах запрещается; исправность имеющихся средств сигнализации, контрольно-измерительных приборов; наличие и исправность рабочего инструмента (кувалды, троса, лопаты, скребков и пр.); чистоту и

незагроможденность посторонними предметами рабочего места, проходов, площадок; визуально - исправность заземления двигателей и пусковой аппаратуры; наличие обтирочных и смазочных материалов. Их запас не должен превышать суточной потребности, хранить их необходимо в металлических ящиках с плотно закрывающимися крышками; наличие на рабочем месте таблицы сигналов и запрещающих знаков безопасности "Не включать - работают люди!", инструкций по эксплуатации оборудования, о мерах пожарной безопасности, по охране труда и по сигнализации для работника, аспирационные установки.

В течение смены необходимо следить за показаниями контрольно-измерительных приборов, работой механизмов встряхивания, пылеразгрузочных и транспортирующих устройств, а также за герметичностью всех элементов аспирационной системы.

При обнаружении отклонения показаний от нормы (превышение температуры на входе в фильтр или на выходе из него, нарушение аэродинамического режима работы и т.п.) сообщить мастеру или начальнику смены.

Обеспечивать своевременное удаление из бункеров уловленной пыли.

При обслуживании шнеков для транспортировки уловленной пыли необходимо: перед пуском закрыть все крышки шнеков, уплотнить их, проверить, чтобы муфты шнека были закрыты ограждениями; во время работы следить, чтобы не было просыпи и выбивания пыли в производственное помещение; для перехода через шнеки пользоваться переходными мостиками с перилами; смазку концевых подшипников производить через колпачковые масленки.

В случае заклинивания или сильной вибрации шнека, а также при касании винтом стенок кожуха, шнек следует остановить и сообщить мастеру или начальнику смены.

Открывать люк аспирационных установок необходимо постепенно (во избежание возможного выброса пыли), при этом находиться в стороне от люка.

Во избежание попадания пыли в обувь, брюки носит навывпуск.

При обслуживании работающего оборудования запрещается: работать без средств индивидуальной защиты; прикасаться руками, касаться одеждой или какими-либо другими предметами к движущимся частям оборудования; снимать защитные и ограждающие устройства; облакачиваться и садиться на ограждения, перила, кожухи; ходить по крышкам шнеков; проталкивать пыль или случайно попавшие в шнек предметы; производить замену рукавов и регулировку механизмов встряхивания рукавных фильтров; регулировать любые механизмы; пользоваться для освещения факелом или переносной лампой напряжением свыше 12 В. [15]

На аспирационных системах сушильных и помольных установок угля дополнительно необходимо проверять исправность взрывопредохранительных клапанов.

Работы, связанные со снятием защитных ограждений, снятием крышки шнека, открытием люков фильтра, производить после отключения электродвигателей механизма от питающей сети и вывешивания на пусковых установках запрещающего знака безопасности "Не включать - работают люди!".

Необходимо следить за сигналами, предупреждающими о возникновении опасности, соблюдать меры личной безопасности.

Очистку бункеров пылеулавливающих аппаратов следует выполнять по наряду или допуску.

Оборудование необходимо остановить при: угрозе аварии или несчастного случая; неисправной системе звуковой и световой сигнализации; отключении освещения цеха; выявлении неисправностей оборудования, работа при которых запрещена правилами технической эксплуатации.

6.2 Расчет высоты вентиляционной трубы

Расчет производится из условия, чтобы концентрация вредных веществ не превышала предельно допустимых концентраций (ПДК) в приземном слое. [15]

Газообразные выделения от системы печей, выбрасываемые при производстве цемента, являются проблемой номер один в борьбе с загрязнением окружающей среды при производстве цемента сегодня. Основные газы, которые выбрасываются в атмосферу это NO_2 и SO_2 . ($M_{\text{CO}_2}=0,125\text{г/с}$; $M_{\text{SO}_2}=0,166\text{г/с}$; $M_{\text{NO}_2}=0,011\text{г/с}$).

Другие менее вредные соединения – CO_2 , аммиак, HCl , и тяжелые металлы. Формирование NO_x является неизбежным следствием высокотемпературных процессов горения. Сера, поступающая в печи вместе с сырьем и топливом, в значительной степени поглощается продуктами печи. Однако, сера, содержащаяся в сырье как сульфиды (или органические сернистые вещества) - легко улетучивается при низких температурах (то есть $400\text{-}600\text{ }^\circ\text{C}$), что может привести к значительным испарениям SO_2 .

Значения высоты трубы рассчитываются:

$$H = \sqrt{\frac{A \times M \times F \times \eta \times m \times n}{\text{ПДК} - C_{\phi}} \sqrt[3]{V_{\Gamma} \times \Delta T}} ; \quad (6.1)$$

где A - коэффициент стратификации атмосферы. $A=200$ - для Казахстана.
 M - выбросы вредных веществ η – коэффициент, учитывающий влияние рельефа местности, $\eta=1$.

$$f = 1000 \frac{\omega_0^2 \times D}{H^2 \times \Delta T} ; \quad Vm = 0,65 \sqrt[3]{\frac{V_{\Gamma} \times \Delta T}{H}} ; \quad (6.2)$$

где: m и n определяется в зависимости от параметров f, Vm :

ω_0 - скорость выхода газо-воздушной смеси, $\omega_0 \approx 5$ м/с

D - диаметр устья трубы;

V_{Γ} - объем газо-воздушной смеси на трубу.

ΔT - разность между температурой выбрасываемых газов и средней максимальной температурой наружного воздуха: $\Delta T = T_{\Gamma} - T_{\text{в}} = 100 - 25 = 75^{\circ}\text{C}$

H - высота трубы, принимается ориентировочно: $H = 10$ м; $D = 0,5$ м;

$C_{\text{ф}}$ - фоновая концентрация вредных веществ, характеризующая загрязнение атмосферы, создаваемое другими источниками; $C_{\text{ф}} = 0$.

$$f = \frac{1000 \times 5^2 \times 0,5}{10^2 \times 75} = 1,66 \quad f \leq 100$$

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1\sqrt{f} + 0,34\sqrt[3]{f}} = \frac{1}{0,67 + 0,1\sqrt{1,66} + 0,34\sqrt[3]{1,66}} = 0,83$$

$$V_2 = \frac{\pi \times \omega_0 \times D^2}{4} = \frac{3,14 \times 5 \times 0,5^2}{4} = 1,96 \quad (6.3)$$

$$Vm = 0,65 \sqrt[3]{\frac{1,96 \times 75}{10}} = 1,59$$

$$0,5 \leq Vm \leq 2; \quad n = 0,532Vm^2 - 2,13Vm + 3,13 = 1,08$$

где F -коэффициент учитывающий скорость оседания вредных веществ в атмосферном воздухе; $F = 1$

Рассчитаем максимальную концентрацию вредных веществ:

$$C_m = \frac{A \times M \times F \times m \times n \times \eta}{H^2 \times \sqrt[3]{V_2 \times \Delta T}} ; \quad (6.4)$$

$$M_{\text{CO}} = 0,125 \text{ г/с}; M_{\text{SO}} = 0,166 \text{ г/с}; M_{\text{NO}_2} = 0,011 \text{ г/с}; M_{\text{SH}_2} = 0,008 \text{ г/с}.$$

Для оксидов углерода:

$$C_m = \frac{200 \times 0,125 \times 1 \times 0,83 \times 1,08 \times 1}{10^2 \times \sqrt[3]{1,96 \times 75}} = 0,04 \text{ мг/м}^3,$$

Что меньше ПДК_{CO2} = 5 мг/м³.

Для диоксида серы:

$$C_m = \frac{200 \times 0,166 \times 1 \times 0,83 \times 1,08 \times 1}{10^2 \times \sqrt[3]{1,96 \times 75}} = 0,056 \text{ мг/м}^3,$$

Что меньше ПДК_{SO₂}=0,5 мг/м³.

Для оксидов азота:

Что меньше ПДК_{NO₂}=0,2 мг/м³.

Принимается: высота трубы Н=10м; диаметр трубы Д=0,5м.

Максимальные концентрации не превышают ПДК, значит, высота трубы выбрана правильно.

6.3 Разработка вопросов электробезопасности

Электробезопасность - это система организационных и технических мероприятий и средств, обеспечивающих защиту людей от вредного и опасного воздействия электрического тока, электрической дуги, электромагнитного поля и статического электричества.

Для защиты от поражения электрическим током на заводе разработан ряд мероприятий по электробезопасности : к основным техническим мероприятиям и средствам защиты от поражения электрическим током относятся:

1. Технические мероприятия и средства защиты от поражения электрическим током.

2. Организационные мероприятия, обеспечивающие безопасность работ в электроустановках.

Предусмотрены следующие технические мероприятия по обеспечению электробезопасности электроустановки: защита от случайного проникновения к токоведущим частям электроустановки; контроль и профилактика повреждений изоляции; заземление; зануление; защитное отключение; применение защитных средств;

Организационные мероприятия по обеспечению безопасности производства работ в электроустановках являются следующие: оформление работы нарядом или распоряжением; оформление в наряде допуска к работе; надзор во время работы; оформление в наряде окончания работы.

Техническими мероприятиями по обеспечению безопасности работ являются: отключение ремонтируемого электрооборудования и принятие мер против ошибочного его включения; установка временных ограждений токоведущих частей и вывешивание запрещающих плакатов “Не включать - работают люди” или “Не включать - работы на линии”.

Применяются так же, изолирующее устройство служащие для изоляции человека от токоведущих частей при контакте с землей или заземленных частей при контакте с токоведущими частями.

Применены основные и дополнительные изолирующие защитные средства. [19]

Основные для напряжения выше 1000В: изолирующие измерительные штанги, токоизмерительные клещи, изолирующие съемные вышки, лестницы; до 1000В - помимо указанных средств диэлектрические перчатки и инструмент с изолированными ручками. Дополнительные - это такие изолирующие защитные средства, которые сами не могут обеспечить безопасность от поражения электрическим током, но служат дополнительной мерой защиты, применяемой вместе с основными средствами. К ним относятся: диэлектрические перчатки, рукавицы, галоши, боты, коврики резиновые, изолирующие подставки на фарфоровых изоляторах, плакаты и знаки безопасности.

Осмотр кабельных производится регулярно в установленные сроки. Кабели, проложенные в земле, в коллекторах, в туннелях осматриваются не реже одного раза в три месяца, кабельные колодцы один раз в шесть месяцев, концевые заделки на линиях напряжением 1000 В и выше – не реже одного раза в три месяца; остальные линии – один раз в год. При осмотре необходимо обращать особое внимание на следующее: нет ли коррозии, повреждений оболочек кабеля, грязи на кабелях и вблизи них, есть ли маркировка и ограждение, в удовлетворительном ли состоянии колодцы, туннели, нет ли джутовой оболочки на кабелях. Если кабели проложены в земле нужно тщательно проверить, нет ли повреждений земляного покрова, не производится ли в месте нахождения кабеля или вблизи него какие – либо работы, связанные с раскопкой, имеются ли опознавательные знаки по трассе. Обнаруженные дефекты необходимо безотлагательно устранить и записать об этом в специальный журнал. При осмотрах необходимо соблюдать общие меры безопасности.

Запрещается проникать за ограждения, касаться брони кабелей, смещать и переносить кабель, делать изменения в его маркировке, производить раскопку.

Основной мерой защиты от поражения электрическим током в сетях напряжением до 1000. Цель зануления – быстро отключить электроустановку от сети при замыкании одной (или двух) фазы на корпус.

В электроустановках до 1 кВ с глухозаземленной нейтралью с целью обеспечения автоматического отключения аварийного участка проводимость фазных и нулевых защитных проводников должна быть выбрана такой, чтобы при замыкании на корпус или на нулевой защитный проводник возникал ток короткого замыкания превышающий не менее чем в три раза номинальный ток плавкого элемента ближайшего предохранителя, а для автоматического выключателя с номинальным током более 100А $>1,25$.

Расчет зануления. Принципиальная схема зануления приведена на рисунке 6.1 На схеме видно что ток короткого замыкания $I_{кз}$ в фазном проводе зависит от фазного напряжения сети U_{ϕ} и полное сопротивление цепи, складывающегося из полных сопротивлений обмотки трансформатора $Z_{\tau}/3$, фазного проводника Z_{ϕ} , нулевого защитного проводника $Z_{\text{н}}$, внешнего индуктивного сопротивления петли фаза – ноль $X_{\text{п}}$ (см. рисунок 6.2).

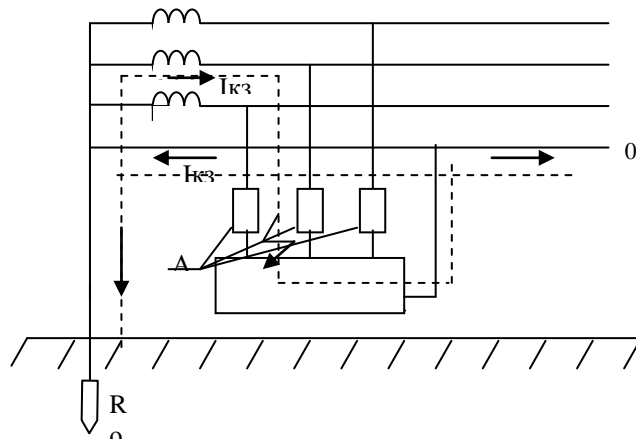


Рисунок 6.1 Принципиальная схема сети переменного тока с занулением.

A- аппарат защиты (предохранитель или автоматический выключатель);
 R₀- заземление нейтрал

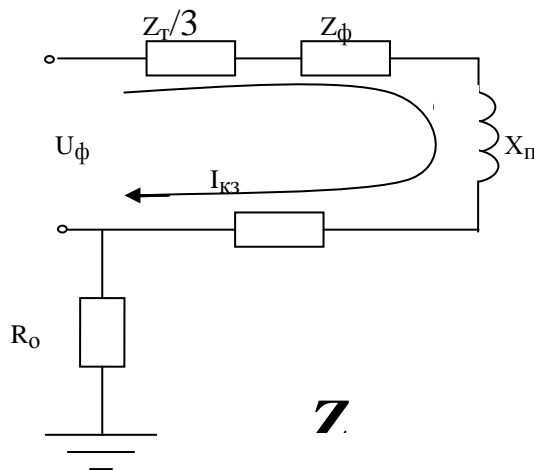


Рисунок 6.2 Полная расчетная схема соединения зануления

Поскольку R_0 и R_n , как правило, велики по сравнению с другими элементами цепи, параллельная ветвь, образованная ими создает незначительное увеличение тока короткого замыкания, что позволяет пренебречь им. В то же время такое допущение ужесточает требования к занулению и значительно упрощает расчетную схему, представленную на рисунке 6.3.

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

$$I_{кз} = U_{\phi} / (Z_M / 3 + Z_{\phi} + Z_n + jX_n), \quad (6.5)$$

где U_{ϕ} – фазное напряжение сети, В

Z_T – комплекс полного сопротивления обмоток трехфазного источника тока (трансформатора), Ом

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

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

R_ϕ и R_n – активное сопротивление фазного и нулевого защитного проводников, Ом X_ϕ и X_n – внутренние индуктивные сопротивления фазного и нулевого защитного проводников, Ом

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

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

$$I_{кз} = U_\phi / (Z_M / 3 + Z_n) \quad (6.7)$$

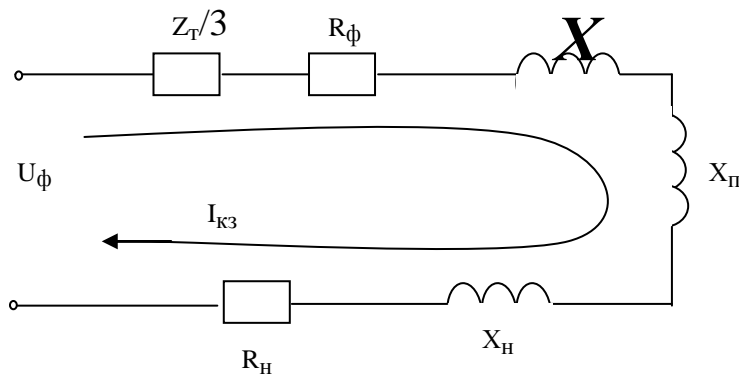


Рисунок 6.3 Упрощенная схема зануления

При расчете зануления принято применять допущения, при котором для вычисления действительного значения (модуля) тока короткого замыкания $I_{кз}$ модули сопротивления обмоток трансформатора и петли фаза – нуль $Z_T / 3$ и Z_n складываются арифметически. Это допущение также ужесточает требования безопасности и поэтому считается допустимым, хотя и вносит некоторую неточность (5%).

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

$$Z_n = \sqrt{(R_\phi + R_n)^2 + (X_\phi + X_n + X_n)^2}, \text{ Ом.} \quad (6.8)$$

Формула для проверочного расчета определяется из и с учетом коэффициента кратности K тока короткого замыкания определяемого требованиями к занулению: [11]

$$K \cdot I_n \leq U_\phi / (Z_T/3 + \sqrt{(R_\phi + R_n)^2 + (X_\phi + X_n + X_n)^2}). \quad (6.9)$$

Значение коэффициента K принимается равным $K \geq 3$ в случае если электроустановка защищается предохранителями и автоматическими выключателями имеющими обратную зависимость от тока. В случае если электроустановка защищается автоматическим выключателем имеющим только электромагнитный расцепитель (отсечку), то для автоматов с I_n до 100 А, $K = 1,4$, а для автоматов с $I_n > 100$ А, $K = 1,25$. Значение полного сопротивления масляного трансформатора во многом определяется его мощностью, напряжением первичной обмотки, конструкцией трансформатора.

Расчет зануления цеха

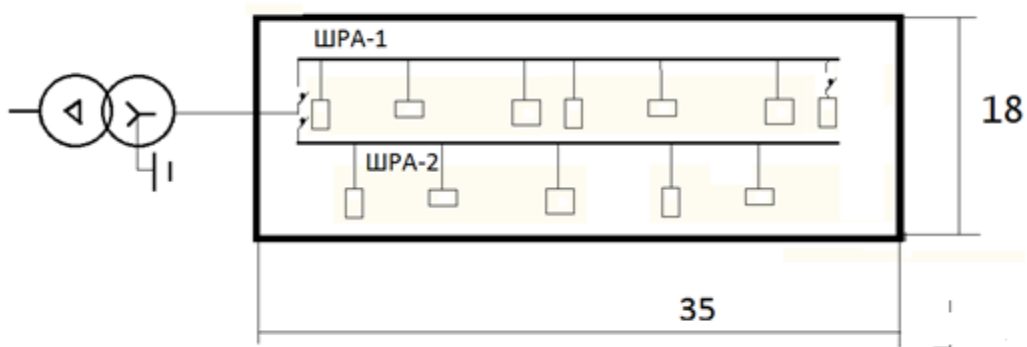


Рисунок 6.4 План цеха

- Исходные данные :
напряжение сети – 0,38 кВ;
мощность – 50 кВА;
мощность трансформатора – 1000 кВА;
мощность наиболее удаленного ЭП № 32 (станок) $P = 10$ кВт;
длина шинопровода ШРА-1, $L_2 = 30$ м;
длина провода от ШРА-1 до станка, $L_2 = 10$ м.

- Схема замещения приведена на рисунке 6.5

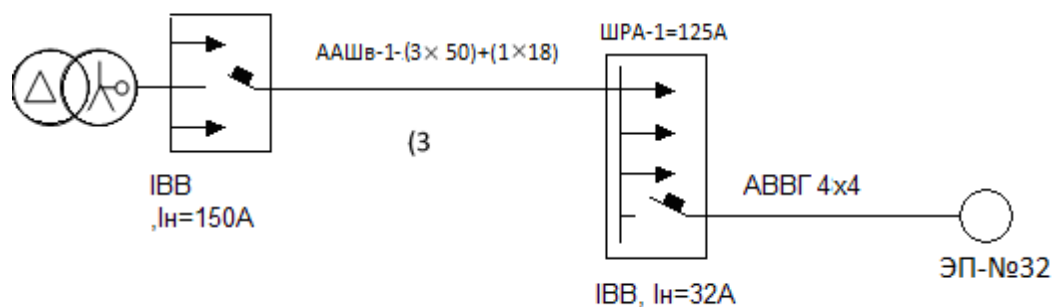


Рисунок 6.5 Схема замещения

3. Определение токов нагрузки и выбор аппаратов защиты:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \times U_n \times \cos\varphi}; \quad (6.10)$$

$$I_{ДВ} = \frac{10}{\sqrt{3} \times 0,38 \times 0,6} = 25,3 \text{ А}$$

$$I_{шра1} = \frac{50}{\sqrt{3} \times 0,38 \times 0,6} = 125 \text{ А}$$

Принимаем:

$$I_{н \text{ АКВТ.ВЫКЛ.}} = 32 \text{ А}; I_{н \text{ АВТ}} = 32 \text{ А. } (> I_{р \text{ ТЭН}} = 25,3 \text{ А});$$
$$I_{н \text{ АКВТ.ВЫКЛ.}} = 150 \text{ А}; I_{н \text{ АВТ}} = 150 \text{ А. } (> I_{р \text{ ТЭН}} = 125).$$

4. Определение полных сопротивлений элементов цепи:

а) сопротивление трансформатора для группы соединения Δ/Y_0 – 11
 $Z_T = 0,27 \text{ Ом}$.

б) сопротивление кабеля, при сечении фазной жилы 50 мм^2 и нулевой 35 мм^2 $Z_{пфо} = 1,8 \text{ Ом/км}$.

$$Z_{п1} = Z_{пфо} \times L_1 = 1,8 \times 0,03 = 0,054 \text{ Ом};$$

в) сопротивление провода при сечении фазной жилы 4 мм^2 и нулевой 4 мм^2 $Z_{пфо} = 18,52 \text{ Ом/км}$

$$Z_{п2} = Z_{пфо} \times L_2 = 18,52 \times 0,010 = 0,185 \text{ Ом}$$

5. Определение тока КЗ:

$$I_{к1} = \frac{220}{\frac{0,027}{3} + 0,054} = 3,5 \text{ кА}$$

$$I_{к2} = \frac{220}{\frac{0,027}{3} + 0,054 + 0,185} = 0,89 \text{ кА}$$

6. Определение кратности тока

$$\frac{I_{кз2}}{I_{навт}} = \frac{890}{32} = 27,8;$$

$$\frac{I_{кз1}}{I_{навт}} = \frac{3500}{150} = 23,33.$$

Условие $I_{кз} \geq I_{ном} \cdot K$, где $K_{авт}=1,25$; выполняется. ($27,8 > 1,25$; $23,33 > 1,25$)

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

Потенциал корпуса поврежденного оборудования:

$$U_{к1} = I_{кз1} \cdot Z_{н1} = 3500 \cdot 0,054 = 189 \text{ В},$$

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

$$R_{н1} = \frac{\rho \times L}{S} = \frac{0,028 \times 10}{35} = 0,012 \text{ Ом}.$$

$$U_{к2} = I_{кз2} \cdot Z_{н3} (Z_{н1} + Z_{н2}) = 890 \cdot \sqrt{0,054^2 + 0,185^2} = 171,52 \text{ В}.$$

Ток, проходящий через тело человека, равен:

$$I_{h_1} = \frac{U_{к1}}{R_h}; \quad (6.9)$$

$$I_{h_1} = \frac{189}{1000} = 189 \text{ мА},$$

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

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

7 Экономический раздел

7.1 Общая часть

7.1.1 Целью экономической части

Целью разработки проекта АО «IAV company», является обеспечение бесперебойным питанием цементного завода от ЛЭП 6,2 км и автономной подстанции 110/10 кВ.

Основной задачей являются определение экономической эффективности проекта, включающей в себя расчет инвестиционной приемлемости инвестиций, а также срока окупаемости данного проекта, оценки экономической эффективности строительства подстанции Проектируемую подстанцию и прилегающие к ней сети предполагается разместить вне населенных пунктов. Сооружение ЛЭП 110 кВ предполагается с использованием железобетонных опор.

Завод расположен вблизи города Каскелен, в Карасайском районе Алматинской области 35км от города Алматы. В центре Евразийского континента, на юго-востоке Республики Казахстан. Климат в городе резко континентальный, с большими колебаниями температур не только в течение года, но и суток.

7.1.2 Анализ рынка сбыта

Строительство ПС позволит РЭК реализовать дополнительную электроэнергию потребителям. [12]

Расчетный период включает в себя время строительства подстанции, период временной эксплуатации и годы с режимом нормальной эксплуатации до окончательного физического срока службы основного энергетического оборудования ПС.

Стоимостные показатели в расчетах, приняты в тенге. Объектом экономического анализа является деятельность АО «IAV company».

7.1.3 Тарифы на электроэнергию

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

Для стоимостной оценки результата используются действующие цены и тарифы. Тариф принимается исходя из себестоимости передаваемой электроэнергии. В настоящее время по Карасайскому району за один кВтч составляет 13,45 тенге

7.1.4 Организация предприятия и трудовые ресурсы

На подстанции и прилегающих к ней сетях устанавливаются современные выключатели, разъединители, трансформаторы и др., что обеспечивает высокий уровень надежности электроснабжения.

Организационная структура управления предприятием, оказывающая услуги по передаче электроэнергии до промышленной базы:

7.1.5 Юридический план

Организационная структура управления предприятием, оказывающая услуги по передаче электроэнергии до промышленной базы:

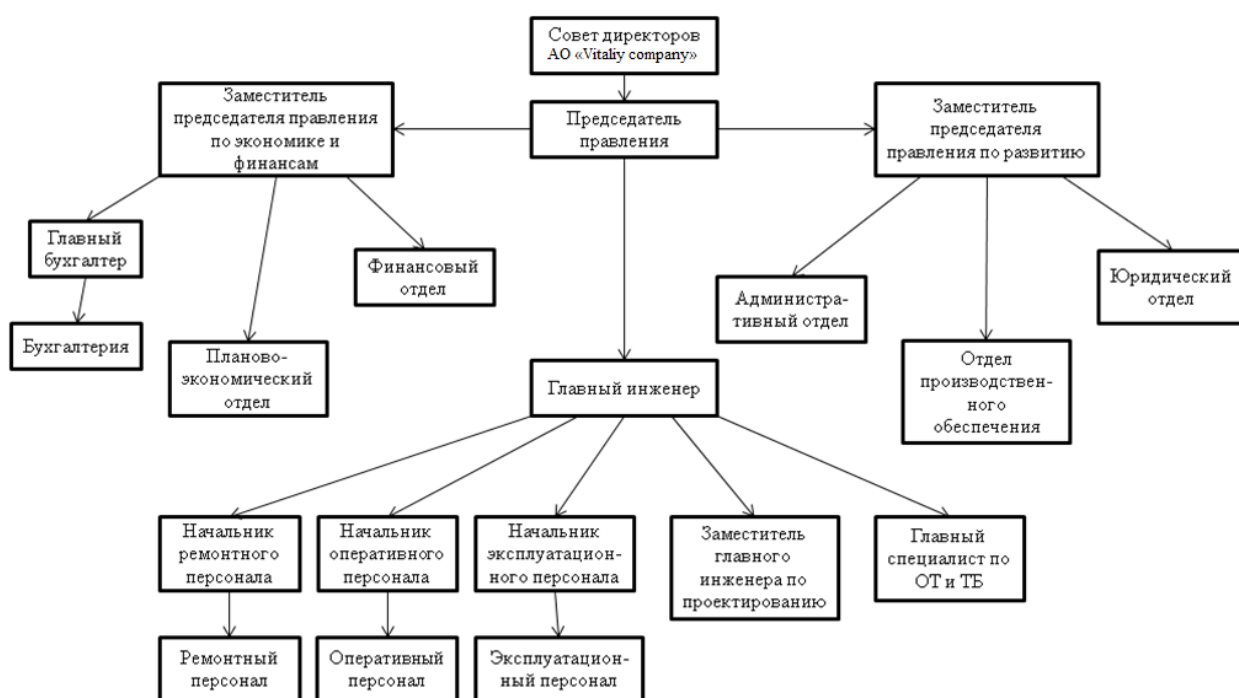


Рисунок 7.1 Организационная структура управления предприятия

Для осуществления эксплуатации рассматриваемого энергообъекта создается товарищество с ограниченной ответственностью с привлечением средств за счет выпуска акций и заемного капитала потенциальных инвесторов.

Предприятие занимается двумя видами деятельности:

1) основной вид деятельности (т.е. АО выступает в виде гарантированного поставщика электроэнергии предприятию); купленной в торговой системе.

2) услуга за передачу электроэнергии, через ЛЭП L=6,2 км, ГПП (2-х тр-ми по 10МВА)

Строительство и эксплуатация рассматриваемых энергообъектов осуществляется за счет привлечения собственных средств организации и заемного капитала потенциальных инвесторов.

Схема выплаты процентов за кредит принимаем из расчета 10 % годовых, начиная с первого года эксплуатации. Кредит на строительство ПС берется в «Народный банк Казахстана».

7.1.6 Экологическая информация

В ближайшем населенном пункте г.Каскелен нет крупных производственных мощностей негативно влияющих на окружающую среду. Спроектированная система электроснабжения так же не окажет воздействия на экологию населенного пункта так как завод находится около карьера который расположен в 6 км от населенного пункта.

7.2 Расчет технико-экономических показателей подстанции

7.2.1 Определение капитальных вложений в строительство

Определим капиталовложения на строительство системы электроснабжения АО «IAV company» .

Определение капитальных вложений в строительство подстанции и её монтаж приводится в таблице 7.1

Таблица 7.1 Составляющие стоимости строительных и монтажных работ, оборудования и прочих затрат по ПС (тыс. тенге.)

Объект	Напря- жение, кВ	Строительные работы	Монтаж	Обору- дование	Прочие затраты
Подстанции Открытого типа	110	72147	26453	127461	14428
Итого		240489			

7.2.2 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:

$$K_{\text{ЛЭП}} = k_{\text{уд}} \cdot L \cdot \alpha_{\text{нв}} \cdot \alpha_{\text{р}} + \Delta K_{\text{р.пр.}} + \Delta K_{\text{д.гр.}} + n_{\text{р.б.}} \cdot K_{\text{р.б.}} + K_{\text{св.}} \quad (7.1)$$

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). Для двухцепной линии напряжением 110 кВ на стальных опорах составляет 10859 тыс. тенге;

L - длина линии – 6,2 км;

$\alpha_{нв}$ - поправочный коэффициент,

a_p - коэффициент, учитывающий район прохождения трассы – 1;

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

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

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

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

$K_{св.}$ - затраты на создание линий связи вдоль ЛЭП.

Значения стоимости строительных работ, оборудования и прочих затрат, а также общих затрат на реконструкцию ЛЭП приведены в таблице 7.2.

Таблица 7.2 Определение суммарных затрат на реконструкцию ЛЭП

Объект	Напря- жение, кВ	Строительные работы	Монтаж	Обору- дование	Прочие затраты
ЛЭП на стальных опорах	110	(9557)=1км	-	542 (1км)	760(1)
Итого		10859			

Капитальные вложения приведены с учетом инфляции.

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

$$K_{ЛЭП} = (10859000 \cdot 6,2 \cdot 1 \cdot 1) \cdot 1,1 = 67,326 \text{ млн. тенге}$$

Суммарные капитальные вложения в оборудование:

$$K_{об} = 127,461 + 3,36 = 130,821 \text{ млн. тенге}$$

Общие капитальные вложения в строительство энергообъекта составят:

$$K_{ЭС} = K_{п/ст} + K_{ЛЭП}. \quad (7.2)$$

$$K_{ЭС} = 240.489 + 67,326 = 307.815 \text{ млн. тенге}$$

7.2.2 Определение ежегодных издержек производства

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

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

$$I_{перед} = I_{экс} + I_{пот} \quad (7.3)$$

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

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

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

$$I_{экс} = I_{ам} + I_{об/рем} \quad (7.4)$$

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

$$I_{ам} = \frac{\alpha_{ам}}{100} \cdot K_{об} \quad (7.5)$$

где $\alpha_{ам}$ - нормы отчислений на амортизацию, %/год(4 %/год);

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

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

$$I_{ам} = \frac{4}{100} \cdot 130,821 = 5,233 \text{ млн.тенге/год}$$

Издержки на амортизацию и капитальный ремонт составляют в среднем 25% от общей величины издержек, тогда суммарные издержки составят:

$$\Sigma I = \frac{I_{ам} \cdot 100}{25} = \frac{5,233 \cdot 100}{25} = 20,931 \text{ млн.тенге}$$

Расчет эксплуатационных издержек сводится в виде таблицы 7.3

Таблица 7.3 Амортизационные издержки распределения энергии

Элемент	Кап. вложения, млн.тенге	$\alpha_{ам}, \%$	$I_{ам},$ млн. тенге/год
ПС 110/10 кВ	307,815	4	12,312

7.2.6 Себестоимость

Полная себестоимость передачи электроэнергии по сетям энергосистемы определяется суммарными издержками, связанными с передачей и распределением электроэнергии, и количеством энергии отпущенной потребителю (определяется из графика нагрузки ВН)

Себестоимость передачи электроэнергии по сетям АО «IAV company»

По структуре тарифа «Энергосистема» следует, что:

Таблица 7.4 Структура тарифа «Энергосистема» Карасайского района

№	Статьи расходов	Структура, %
1	2	3
I	Затраты на производство товаров и предоставление услуг, всего	73
1	Материальные затраты, всего в т.ч.:	2,02
1.1	Сырье, материалы	0,47
1.2	ГСМ	1,14
1.3	Электроэнергия на хоз. нужды	0,41
2	Затраты на оплату труда с отчислениями	17,54
3	Амортизация	14,1
4	Ремонт	10,9
5	Услуги сторонних организаций производственного характера	2,77
6	Прочие затраты	0,06
7	Стоимость потерь	23,59
II	Расходы периода, всего	4,29
8	Общие административные расходы	4,29
III	Всего зарплат	78,5
IV	Прибыль	21,18

$$s_{перед} = \frac{I_{\Sigma}}{\mathcal{E}_{год}}, \quad (7.6)$$

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

$$\mathcal{E}_{год} = n \cdot K_3 \cdot S_{ном.тр} \cdot \cos \varphi \cdot 4000, \quad (7.7)$$

где n – количество трансформаторов;
 $\cos \varphi$ – коэффициент мощности, принимается равным 0,8;
 $S_{\text{ин.од}}$ – номинальная мощность одного трансформатора.

$$\mathcal{E}_{\text{зод}} = 2 \cdot 0,75 \cdot 10 \cdot 0,8 \cdot 4000 = 48 \text{ млн. кВт}\cdot\text{ч.}$$

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

$$S_{\text{ПЕРЕД}} = \frac{20,931}{48} = 0,43 \text{ тенге/кВт}\cdot\text{ч.}$$

Полная себестоимость передачи электроэнергии по сетям энергосистемы складывается из стоимости энергии энергопроизводящей организации (6,5тенге), тарифа на передачу по сетям НЭС (1,35 тенге), тарифа районной электросетевой компании (4,5 тенге) и себестоимости передачи энергии по сетям ТОО «IAV company»

$$T_{\text{АО "Vitaliy company"}} = S_{\text{перед}} + 0,1 \cdot S_{\text{перед}}, \quad (7.8)$$

$$T_{\text{АО "Vitaliy company"}} = 0,43 + 0,1 \cdot 0,43 = 0,473 \text{ тенге/кВт}\cdot\text{ч.}$$

Тариф на электроэнергию АО “IAV company” для предприятия:

$$T_3 = S_{\text{ЭО}} + T_{\text{НЭС}} + T_{\text{РЭК}} + T_{\text{АО "Vitaliy company"}} \quad (7.9)$$

$$T_3 = 6,5 + 1,35 + 4,5 + 0,473 = 12,823 \text{ тенге/кВт}\cdot\text{ч.}$$

Средний тариф на электроэнергию по Карасайскому району составляет 13,45 тенге/кВт·ч. Тариф на электроэнергию АО “IAV company” принимается равным 12,823 тенге/кВт·ч. Тогда разница составит $13,45 - 12,823 = 0,627$ тенге/кВт·ч.

Выручка от прогнозируемого объема передачи электроэнергии составит:

$$V_{\text{реал}} = 48 \cdot 13,45 = 645,6 \text{ млн.тенге}, \quad (7.10)$$

Из прогнозируемой выручки завод произведет следующие выплаты

- Выплаты городским сетям за передачу электроэнергии составят

$$V = 48 \cdot 4,5 = 216 \text{ млн.тенге}$$

- Выплаты национальным электрическим сетям составят

$$V = 48 \cdot 1,35 = 64,8 \text{ млн.тенге}$$

- Выплаты энергопроизводящим предприятиям составят

$$V = 48 \cdot 6,5 = 292,5 \text{ млн.тенге}$$

Остаток из прогнозируемой выручки за передачу электроэнергии составит

$$П = 645,6 - 216 - 64,8 - 292,5 = 69,3 \text{ млн.тенге}$$

$$П_q = 69,3 \cdot 0,8 = 55,44 \text{ млн.тенге}$$

Денежный поток определяется по формуле

$$CF = П_q + И_{ao} \quad (7.11)$$

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

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

$$CF = 55,44 \cdot 10^6 + 7,85 \cdot 10^6 = 63,3 \text{ млн.тенге.}$$

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

Срок окупаемости без учета дисконтирования составит:

$$PP = \frac{I_c}{CF}, \quad (7.12)$$

где I_c - инвестиции;

CF – денежный поток, млн.тенге.

$$PP = \frac{307,815}{63,3} = 4,86 \text{ года.}$$

Недостатки метода PP:

1) не учитывает влияние денежных притоков последних лет;

2) не делает различия между накопленными денежными потоками и их

распределением по годам;

3) не обладает свойством аддитивности.

Преимущества данного метода:

- 1) прост для расчетов;
 - 2) способствует расчетам ликвидности предприятия, т.е. окупаемости инвестиций;
 - 3) показывает степень рискованности того или иного инвестиционного проекта, чем меньше срок окупаемости, тем меньше риск и наоборот.
- При неравномерном поступлении доходов срок окупаемости определяют прямым подсчетом числа лет (месяцев), в течение которых доходы возместят инвестиционные затраты в проект, т.е. доходы сравниваются с расходами.
- Инвестиции в проект окупятся за 5.05 лет.

Таблица 7.5 Прибыль от продаж электроэнергии

Год а	Коэфф. загрузки, %	$\mathcal{E}_{год}$, млн.кВт·ч	$S_{перед}$, тенге/кВт·ч	АО "IAV company"	Тариф	Разница	Чистая прибыль
1	0	0	0	0	0	0	0
2	77	48	0.43	0.473	12.823	0.627	55.44

7.2.7 Объем реализации

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

$$O_{p,t} = C_{\mathcal{E}\mathcal{E}} \cdot (\gamma \cdot \mathcal{E}_t - \Delta \mathcal{E}_{номt}) \quad (7.13)$$

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

γ - коэффициент долевого участия;

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

$$\mathcal{E}_t = k_{осв,t} \cdot \mathcal{E}; \quad (7.14)$$

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

$$\Delta \mathcal{E}_{номt} = \Delta \mathcal{E}_{ном} + k_{осв,t}^2 \cdot \Delta \mathcal{E}_{перем}, \quad (7.15)$$

7.3 Показатели финансово-экономической эффективности инвестиций

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

- простая норма прибыли - простая норма рентабельности инвестиций; сравнение расчетной величины с минимальным или средним уровнем доходности (процентной ставки по кредитам, облигациям, ценным бумагам, депозитным вкладам) приводит к заключению о целесообразности дальнейшего анализа данного проекта;
- простой срок окупаемости капитальных вложений; представляет собой период времени, в течении которого сумма чистых доходов покрывает инвестиции, определяет период в течении которого объект будет работать на "себя";
- срок предельно-возможного полного возврата банковских кредитов и процентов по ним; определяет период в течении которого полностью возвращаются банковские ссуды за счет дохода от реализации продукции (определяется при наличии заемного капитала).

– интегральные показатели:

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

Для определения NPV необходимо спрогнозировать величину финансовых потоков в каждый год проекта, а затем привести их к общему знаменателю для возможности сравнения во времени. Чистая приведенная стоимость определяется по формуле:

$$NPV = \sum_{t=0}^n \frac{CF_t}{(1+r)^t} - I_0, \quad (7.16)$$

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

CF_t – поток наличности, млн. тг.

r – ставка дисконтирования,

t – время реализации проекта, год.

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

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

$$NPV = 0 \rightarrow при \rightarrow IRR = r \quad (7.17)$$

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

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

$$PV = (CF)63,3 \cdot 0,91 = 57,6 \text{ млн.тенге}$$

$$NPV = (I_{\Sigma} - PV) = -307,815 + 55,2 = -250,2 \text{ млн.тенге}$$

Остальные значения рассчитываются аналогично и в таблицу 7.6

Таблица 7.6 Расчет NPV и IRR

Год	CF,млн тг	$r=10\%$, ставка дисконтирования	PV1,млн тг	NPV1,млн тг
0,00	-307,815	1,00	-307,82	0,00
1,00	63,3	0,91	57,55	-250,27
2,00	63,3	0,83	52,31	-197,96
3,00	63,3	0,75	47,56	-150,40
4,00	63,3	0,68	43,23	-107,16
5,00	63,3	0,62	39,30	-67,86
6,00	63,3	0,56	35,73	-32,13
7,00	63,3	0,51	32,48	0,36

Из приведенных расчетов видно, что срок окупаемости инвестиций составит около 7 лет.

$$PV = 63,3 \cdot 0,91 + 63,3 \cdot 0,83 + 63,3 \cdot 0,75 + 63,3 \cdot 0,68 + 63,3 \cdot 0,62 + 63,3 \cdot 0,56 + 63,3 \cdot 0,51 = 310,60 \text{ млн.тенге}$$

Таким образом, анализ приведённых финансово-экономических показателей свидетельствует об эффективности инвестиций в рассматриваемый проект.

Заключение

В результате дипломного проектирования было спроектирована система электроснабжения цементного завода.

В процессе проектирования были учтены основные характеристики приемников в каждом цеху. Для каждого цеха был произведен подробный расчет электрических нагрузок.

Для обеспечения электроэнергией на территории нового завода была построена современная и надежная электрическая подстанция установленной мощностью 10000 кВА, напряжением 110/10кВ, к которой подведены две высоковольтные питающие линии электропередач.

Для электроснабжения завода - экономически целесообразно 9 цеховых трансформаторов типа ТМ (З)-1000 .По выбранному числу трансформаторов определили реактивную мощность, которую целесообразно передать через трансформаторы в сеть до 1 кВ, тем самым определили мощность одной батареи равной 250 кВар и выбраны БК типа УКЛН-0,38-250 УЗ. В отсеке сырьевых мельниц№3 , установлено 4 синхронных двигателя типа СДНЗ-2-17-41-20 . В отделе цементных мельниц№17 установлено 6 синхронных двигателя типа СДНЗ-2-18-39-20. В компрессорной №18 установлено 6 синхронных двигателя типа СДН-2-18-41-24.

В третьем разделе мы провели технико-экономическое сравнение вариантов схем электроснабжения цементного завода. По условию дешевизны и надежности подошел вариант 1 на напряжение 110 кВ.

В четвертом разделе был произведен расчет токов короткого замыкания и выбраны следующее оборудование : выключатели, кабельные линии распределительной сети предприятия же выбраны контрольно-измерительные приборы ТТ и ТН, выбрали защитную и измерительную аппаратуру на напряжение выше 1кВ, для экономически-целесообразному варианту.

Выбрали выключатели типа ВВ/TEL, трансформаторы тока ТОЛ, трансформаторы напряжения НАМИ.

В графической части были выполнены чертежи с изображением:

- 1) генерального плана проектируемого объекта , разводкой наружных сетей (водопровод, канализация), разводкой силовой сети (кабельные линии);
- 2) однолинейная схема сети предприятия с обозначением всех элементов.

Список литературы

1. Электроснабжение объектов Конюхова Е.А. М.: «Академия» 2011г.
2. Электроснабжение и электропотребление на предприятиях Щербаков Е.Ф. М.: «Форум» 2010 г.
3. Основы проектирования систем электроснабжения Маньков В.Д. СПб.: «Электросервис» 2010 г.
4. Проектирование систем электроснабжения. Конспект лекций. Манапова Г.Д., Живаева О.П. А.: «АУЭС» 2010 г.
5. Бозжанова Р.Н., Живаева О.П. Сборник заданий. Методические указания к выполнению курсового проекта (часть 2) для студентов всех форм обучения специальности 050718 - Электроэнергетика - Алматы: АИЭС, 2006.
6. Живаева О.П., Тергеусизова М.А. Проектирование систем электроснабжения. Методические указания и задания к выполнению курсовой работы для студентов всех форм обучения специальности 050718 - Электроэнергетика - Алматы: АИЭС, 2009.
7. Справочник по энергоснабжению и электрооборудованию промышленных предприятий и общественных зданий Гамазин С.И. М.: «МЭИ» 2010 г.
8. Схемы и подстанции электроснабжения Ополева Г.Н. М.: «ИД ФОРУМ-ИНФРА-М» 2010 г.
9. Системы электроснабжения Гужов Н.П. М.: «Ростов-на/Д: Феникс» 2011 г.
10. Электрооборудование промышленности Кудрин Б.И. М.: «Академия» 2008 г.
11. Электроснабжение промышленных и гражданских зданий Сибикин Ю.Д. М.: «Академия» 2007 г.
12. Справочное пособие по электрооборудованию и электроснабжению Шеховцов М.: «ИД ФОРУМ-ИНФРА-М» 2009 г
13. Методические указания к выполнению экономической части выпускных работ (для бакалавров, «Электроэнергетика»). – Алматы: АУЭС, 2011. – 28 с.
14. Концепция развития электроэнергетики Казахстана. Институт Энергия.
15. Методические рекомендации. Методические рекомендации по разработке инструкций по охране труда для работников, занятых в производстве цемента и утилизации отходов. ЗАО " Министерство труда и социального развития РФ от 2004-05-20 Издательство НЦ ЭНАС" № 2005
16. Формирование цен на электроэнергию в Казахстане. Алматы, 2006г.
17. Энергетика и топливные ресурсы Казахстана. Отраслевой кварталный журнал. С 2005года.
18. http://snipov.net/c_4739_snip_109433.html
19. Сайт: <http://velto.ru/tavrida.htm>

Приложение А

Уточненной расчет мощности по промышленному предприятию

Лист Microsoft Excel - Excel

ФАЙЛ ГЛАВНАЯ Меню ВСТАВКА РАЗМЕТКА СТРАНИЦЫ ФОРМУЛЫ ДАННЫЕ РЕЦЕНЗИРОВАНИЕ ВИД

H99 X ✓ fx

	A	B	C	D	E	F	G	H		I	J	K	L			M	N	O	P	Q
								№№ТП,	№№цеха				n	Р _{н. макс.}	ΣРн					
53		№№ТП,	№№цеха	n	Р _{н. макс.}	ΣРн	Ки	Средняя мощность	Р _{см.} , кВт	Q _{см.} , квар	п ₂	Км	Рр, кВт	Qр, квар	Sp, кВА	Кз				
54		Снт, Q _{см.} ТП																		
55		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10		11	12	13	14				
56		ТП1 (2x1000 кВА)	1	130	янв.60	2900		1015	1035,3											
57		ТП2 (1x1000 кВА)	2	27	янв.42	370		129,5	132,09											
58		ΣS=3000 кВА	3	15	янв.14	210		105	78,75											
59		Qнбк=3x250=750квар	4	18	май.20	400		80	106,4											
60			5	16	янв.20	140		70	71,4											
61			6	25	янв.30	500		150	112,5											
62			8	45	фев.40	510		153	134,6											
63		Силовая		276	янв.60	5230	0,3	1702,5	1671,8	167	1,08		1903,3	1671,8						
64		Осветительная											224,19	94,78						
65		QНБК												-750						
66		Итого											2127,4	1015,2	2357,2	0,78				
67		ТП3 (2x1000 кВА)	7	12	янв.15	70		21	15,75											
68		ТП4 (1x1000 кВА)	9	24	янв.25	500		150	112,5											
69		ΣS=3000 кВА	10	26	янв.30	450		157,5	138,6											
70		Qнбк=3x250=750квар	11	8	1-120	100		30	22,5											
71			12	24	дек.45	600		300	186											
72			13	6	10	60		18	13,5											
73			14	28	окт.80	1000		600	0											
74		Силовая		128	1-120	2780	0,5	1276,5	488,85	46	1,11		1416,9	488,85						
75		Осветительная											127,8	40,06						
76		Освещ. тер-рии											722,93	347						
77		QНБК												-750						
78		Итого											2267,6	125,91	2271,1	0,75				
79		ТП5 (2x1000 кВА)	15	62	янв.35	1500		450	337,5											
80		ТП6 (1x1000 кВА)	16	22	окт.80	900		270	202,5											
81		ΣS=3000 кВА	17	6	10	60		30	22,5											
82		Qнбк=3x250=750квар	18	12	10	120		84	63											
83			19	20	20	400		120	90											
84			20	6	300	1800		540	405											
85		Силовая		128	1-300	4780	0,3	1494	1120,5	32	1,28		1912,3	1120,5						
86		Осветительная											216,45	95,36						
87		QНБК												-750						
88		Итого											2128,8	465,86	2179,2	2179,2	0,73			
89		Итого на шинах 0,4кВ											6523,8	1607						
90		ΣΔPг.ΣΔQг											78,6	425,65						
91		Нагрузка 0,4 кВ, привезенная к шинам 10 кВ											6602,4	2032,6						
92		Отд. сыр.мельниц	3	4	500	2000							1700	816						
93		Отд. цем.мельниц	17	6	800	4800							4080	-1958,4						
94		Компрессорная	18	6	630	3780							3213	1542,2						
95		Всего по предприятию											15595	2432,4	15784	15784				

Лист1 Лист2 Лист3 Лист4 Лист5 (+)

ГОТОВО ФИЛЬТР: ОТБОР

Рисунок А1 Уточненной расчет по промышленному предприятию.