

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество  
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

кафедра Электроснабжение промышленных предприятий

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

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

На тему: Электроснабжение завода ферросплавов


Специальность 5В071800 - Электроэнергетика

Выполнил (а) Бактыгали А.А. ЭснУ-10  
(Фамилия и инициалы) группа

Научный руководитель Норкин Б.Ф., к.т.н., доцент  
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

Консультанты:

по экономической части:

Алимжанова Л.М., к.т.н., доцент  
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)  
 « 11 » 06 20 14 г.  
(подпись)

по безопасности жизнедеятельности:

Мананбаева С.Е., старший преподаватель  
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)  
 « 3 » 06 20 14 г.  
(подпись)

по применению вычислительной техники:

Норкин Б.Ф., к.т.н., доцент  
(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: Тищенко 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 Заочного обучения и переподготовки специалистов  
Специальность 5В071800 - Электроэнергетика  
Кафедра Электроснабжение промышленных предприятий

ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломного проекта

Студент Бактыгали Аршат Аманұлы  
(фамилия, имя, отчество)

Тема проекта Электроснабжение завода ферросплавов

утверждена приказом ректора № 115 от «24» сентября 2013 г.  
Срок сдачи законченной работы «25» мая 2014 г.

Исходные данные к проекту требуемые параметры результатов проектирования (исследования) и исходные данные объекта Генеральный план цементного завода. Сведения об электрических нагрузках по цехам завода. Питание может быть осуществлено от подстанции энергосистемы неограниченной мощности, на которой установлены два трансформатора мощностью по 100 МВА, напряжением 115/37/10,5 кВ. Трансформаторы работают раздельно. Мощность к.з. на стороне 115 кВ равна 2100 МВА. Расстояние от подстанции энергосистемы до завода 1,2 км. Завода работает в три смены.

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

Расчет электрических нагрузок на 0,4 и 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. Рассмотрение вопросов безопасности жизнедеятельности. Рассмотрение экономических вопросов.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

Генеральный план завода ферросплавов.

Однолинейная схема электроснабжения завода ферросплавов.

План и разрез ГПП.

Специальная часть.

Рекомендуемая основная литература

Киреева Э.А. Электроснабжение и электрооборудование цехов промышленных предприятий. – М.: «Кнорус», 2011.

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	к.т.н., доц. Алимжанова Л.М.	11.06.2014	
БЖД	ст.пр. Мананбаева С.Е.	3.06.2014	
Основная часть	к.т.н., доц. Норкин Б.Ф.		

Г Р А Ф И К  
подготовки дипломного проекта

№ п/п	Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления руководителю	Примечание
1	<i>Расчет электрических нагрузок по комбинату напряжением 0,4 кВ</i>	<i>6.01.14 г.- 17.01.14 г.</i>	<i>выполнено</i>
2	<i>Выбор числа цеховых трансформаторов</i>	<i>20.02.14 г.- 07.02.14 г.</i>	<i>выполнено</i>
3	<i>Компенсация реактивной мощности</i>	<i>10.02.14 г.- 14.02.14 г.</i>	<i>выполнено</i>
4	<i>Распределение электрических нагрузок цехов по трансформаторным подстанциям</i>	<i>17.02.14 г.- 03.03.14 г.</i>	<i>выполнено</i>
5	<i>Расчет электрических нагрузок на шинах 10 кВ</i>	<i>04.03.14 г.- 10.03.14 г.</i>	<i>выполнено</i>
6	<i>Сравнение вариантов внешнего электроснабжения</i>	<i>11.03.14 г.- 18.03.14 г.</i>	<i>выполнено</i>
7	<i>Расчет токов короткого замыкания напряжением выше 1 кВ</i>	<i>25.03.14 г.- 31.03.14 г.</i>	<i>выполнено</i>
8	<i>Выбор оборудования напряжением выше 1 кВ</i>	<i>01.04.14 г.- 12.04.14 г.</i>	<i>выполнено</i>
9	<i>Автоматическое регулирование батарей конденсаторов</i>	<i>15.04.14 г.- 30.04.14 г.</i>	<i>выполнено</i>
10	<i>Безопасность жизнедеятельности</i>	<i>06.05.14 г.- 11.05.14 г.</i>	<i>выполнено</i>
11	<i>Экономическая часть</i>	<i>13.05.14 г.- 18.05.14 г.</i>	<i>выполнено</i>
12	<i>Графический материал</i>	<i>20.05.14 г.- 26.05.14 г.</i>	<i>выполнено</i>

Дата выдачи задания « 1 » октября 2013 г.

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

Руководитель \_\_\_\_\_ *Норкин Б.Ф.*  
(подпись) (Фамилия и инициалы)

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

## **Аннотация**

Тема дипломного проекта «Электроснабжение завода ферросплавов». В дипломном проекте были рассчитаны электрические нагрузки на 0,4 и 10 кВ, выбраны цеховые трансформаторы, проведена компенсация реактивной мощности, сравнили схемы внешнего электроснабжения, выбрали высоковольтное оборудование. Было рассмотрено автоматическое регулирование батарей конденсаторов. Так же были рассмотрены вопросы безопасности жизнедеятельности и экономический расчет.

## **Аңдатпа**

Дипломдық "Электрмен жабдықтау зауыт ферроқорытпа" деген жобаның тақырыбы. ара дипломдық жобада өлшеулі электр жүктер бас 0,4 болды және 10 кВ, цехтық трансформаторлар таңдалғандар, реактивті алымдылықтың өтемі өткіздір-өткізу, сыртқы электрмен жабдықтау нобайларын салыстырды, биікті вольт жабдық таңдап ал. Қара электржинағыштің батареясінің автоматты ретте бол. Олай ғой қара- тіршілік әрекетімінің қауіпсіздігінің сұрақтары және экономикалық есеп болды.

## **Annotation**

Theme of diploma project "Power Supply of plant of ferro-alloys". In a diploma project the electric loading were expected on 0,4 and 10 кV, workshop transformers are chosen, indemnification of reactive-power is conducted, compared the charts of external power supply, chose a high-voltage equipment. Automatic control of batteries of condensers was considered. The questions of safety of vital functions and economic calculation were similarly considered.

## Содержание

Введение	
1 Исходные данные	
1.1 Технологический процесс производства	
2 Расчет электрических нагрузок	
2.1 Расчет осветительной нагрузки	
2.2 Расчет электрических нагрузок по предприятию	
2.3 Выбор числа цеховых трансформаторов и компенсация реактивной мощности на напряжение 0,4 кВ	
2.4 Расчет электрических нагрузок на шинах 10 кВ	
3 Сравнение вариантов внешнего электроснабжения	
4 Выбор оборудования и расчет токов короткого замыкания $U > 1$ кВ	
4.1 Расчет токов короткого замыкания $I_{кз}$ ( $U = 10,5$ кВ) с учетом подпитки от СД	
4.2 Выбор оборудования	
5 Автоматическое регулирование мощности высоковольтных компенсирующих устройств реактивной мощности	48
5.1 Реактивная мощность	48
5.2 Компенсация реактивной мощности	48
5.3 Средства компенсации реактивной мощности	50
5.4 Конденсаторные батареи	51
5.5 Синхронные двигатели	53
5.6 Синхронные компенсаторы	56
5.7 Автоматическое регулирование ВБК	56
5.8 Расчет автоматического регулирования ВБК	70
6 Безопасность жизнедеятельности	73
6.1 Анализ условий труда в энергоцехе	73
6.2 Разработка мероприятий по улучшению условий труда с учетом санитарных и эргономических требований	74
6.3 Разработка мер защиты от поражения электрическим током в энергоцехе	76
7 Экономическая часть	80
7.1 Цели разработки проекта	80
7.2 План производства	80
7.3 Расчет технико-экономических показателей подстанции	81
7.4 Себестоимость	83
7.5 Показатели финансово-экономической эффективности инвестиций	85
Заключение	89
Список литературы	90
Приложение А	91

## **Введение**

Цель дипломного проекта произвести проектирование системы электроснабжения завода ферросплавов.

Задачи дипломного проекта: рассчитать электрические нагрузки на напряжение 0,4 кВ, выбрать цеховые трансформаторы и батареи конденсаторов, произвести расчет мощностей для нагрузок 10 кВ – СД и ДСП. Сделать сравнение схем внешнего электроснабжения и выбрать оптимальный вариант. Выбрать электрооборудование: выключатели, трансформаторы тока и напряжения, выключатели нагрузки, шины, кабельные линии. Рассмотреть вопрос автоматического регулирования мощности высоковольтных компенсирующих устройств реактивной мощности. Произвести анализ условий труда на предприятии и экономический расчет.

Электроэнергия применяется буквально во всех отраслях народного хозяйства, особенно для электропривода различных механизмов, а в последние годы и для различных электротехнологических установок, в первую очередь для электротермических и электросварочных установок, электролиза, электроискровой и электроразливочной обработки материалов, электроокраски. Большую группу электроприемников составляют приводы общепромышленных механизмов, применяемые во всех отраслях народного хозяйства: подъемно-транспортные машины, поточно-транспортные системы, компрессоры, насосы, вентиляторы.

Для обеспечения подачи электроэнергии в необходимом количестве и соответствующего качества от энергосистем промышленным объектам, установкам, устройствам и механизмам служат системы электроснабжения промышленных предприятий, состоящие из сетей напряжением до 1000В и выше и трансформаторных, преобразовательных и распределительных подстанций. Передача, распределение и потребление выработанной энергии на промышленных предприятиях должны производиться с высокой экономичностью и надежностью. Для обеспечения этого энергетиками создана надежная и экономичная система распределения электроэнергии на всех ступенях применяемого напряжения с максимальным приближением высокого напряжения к потребителям.

Потребители электроэнергии имеют свои специфические особенности, и это вызвало некоторые требования питания - надежность поставок, качество электроэнергии, резервирование и защиту отдельных элементов. При проектировании сооружений и функционирования промышленного источника питания должна быть надлежащим образом в технико-экономическом сравнении осуществляться выбор напряжений, чтобы определить электрические нагрузки, выбрать тип, количество и мощность подстанций, их систем защиты видов для компенсации реактивной мощности и методов контроля напряжения.

# 1 Проектирование электроснабжения завода ферросплавов

## 1.1 Технологический процесс производства

Завод ферросплавов – это предприятие, являющееся производителем ферросплавов, на котором сконцентрировано крупномасштабное производство хромистых, марганцевых и кремнистых сплавов.

Основное назначение ферросплавов в сталеплавильном производстве – раскисление и легирование стали, а также легирование и модифицирование чугуна и сплавов; производство химических соединений как исходных материалов для защитных покрытий на металлических конструкциях; обогащение полезных ископаемых.

Легирующие и раскисляющие элементы (кремний, марганец, хром, кальций и др.) находятся в рудах преимущественно в виде оксидов. Эти элементы и их сплавы с железом (ферросилиций, ферромарганец, феррохром и др.) получают восстановлением их из руд.

Ферросиликохром – сплав кремния, хрома и железа, применяется как восстановитель при производстве рафинированного феррохрома или как раскислитель и легирующая добавка при выплавке сталей и сплавов.

В состав завода входят следующие основные цеха: цеха электропечей № 1,2,3; цех дробления и подготовки шихты; литейный цех, лаборатория и вспомогательные цеха: электроремонтный цех, механический цех, кузнечно-механический, столярный цех, энергоцех, компрессорная, насосная и склады.

Цех электропечей № 1.

В цехе электропечей осуществляется производство феррохрома и ферросиликомарганца. Цех на 6 печах занимается выплавкой феррохрома, предназначенные для легирования и раскисления стали и сплавов, модифицирования чугуна.

Цех электропечей № 2.

В составе цеха 2 электропечи, выплавляющих высокоуглеродистый феррохром.

Цех электропечей № 3.

В составе цеха работает 4 печи, выпускающие ферросилиций и ферросиликохром

Цех дробления и подготовки шихты.

После перегрузки на конвейеры шихтоподачи материалы поступают в корпус подготовки материалов к плавке. В корпусе установлены три узла подготовки кварцита и четыре узла кокса и полукокса. Узлы подготовки руды оборудованы грохотами типа ПТ-32 и конусными дробилками. Уборка отсевов, образующихся при дроблении и сортировке материалов, осуществляется системой ленточного конвейера и элеваторов в два бункера, установленных под железнодорожным путем.

Вспомогательные цеха.



Склад стружки предназначен для приёма и хранения стальной стружки. Это двухпролётное здание с железнодорожной эстакадой в каждом пролёте и закромами на 4000 т. Он оборудован шестью грейферными и магнитно-грейферными кранами 15 т. и 15/5 т. Подготовленные материалы системой конвейеров подаются в дозирочные отделения цехов.

На две печи предусмотрен один дозирочный пункт. Тракт шихтоподачи и конвейерная галерея от дозирочного отделения к плавильному корпусу. Загрузка шихтовых материалов в бункера дозирочного пункта осуществляется передвижными конвейерами. После перегрузки на конвейеры шихтоподачи материалы поступают в корпус подготовки материалов к плавке. В корпусе установлены три узла подготовки кварцита и четыре узла кокса и полукокса. Узлы подготовки руды оборудованы грохотами типа ПТ-32 и конусными дробилками. Уборка отсевов, образующихся при дроблении и сортировке материалов, осуществляется системой ленточного конвейера и элеваторов в два бункера, установленных под железнодорожным путем.

Электроремонтный цех предназначен для ремонта металлургического оборудования. В состав управления входят блок ремонтно-механических цехов, цех по ремонту механического оборудования и лаборатория металлов и сварки. Блок ремонтно-механических цехов производит ремонт сменного оборудования и металлоконструкций, изготавливает отдельные узлы и запасные части.

Механический цех занимается проведением монтажных и ремонтных работ при производстве ремонтов и модернизации основного и вспомогательного оборудования.

Лаборатория металлов и сварки проводит техническую диагностику и контроль оборудования.

Склад предназначен для хранения шихты 15-30 суточной потребности цехов. Подготовленная шихта системой конвейеров подается в дозирочные отделения цехов № 1 и № 2. Разгрузка шихтовых материалов в складах производится вагонопро-кидывателем.

Для получения готовой продукции во фракционированном виде и создания хранения готовой продукции предусмотрено здание хранения и погрузки готовой продукции и конвейерных галерей от СГП. Где установлены грохоты ГИТ-32М. Чушки металла, выгружаемые в приемный бункер, с помощью пластинчатого конвейера подаются в дробилку, затем системой ленточных конвейеров транспортируются на грохот. Готовая фракция 10-100 мм после грохота катучим реверсивным конвейером загружается в напольные закрома. Отсевы -10 мм также складываются в специальный закрома. Фракция +100 без додрабливания накапливается в напольном закроме в качестве готовой продукции.

## 1.2 Исходные данные

Питание может быть осуществлено от подстанции энергосистемы неограниченной мощности, на которой установлены два трансформатора мощностью по 100 МВА, напряжением 115/37/10,5 кВ Трансформаторы работают раздельно. Мощность к.з. на стороне 115 кВ равна 2100 МВА. Расстояние от подстанции энергосистемы до завода 12 км. Завода работает в три смены. 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	
			Одного ЭП, $P_n$	$\Sigma P_n$
1	2	3	4	4
1	Цех электропечей №1:			
	а) 0,4 кВ;	40	1-30	1700
	б) ДСП 25 т	4	по каталогу	
2	Кузнечно-механический цех	20	20-50	520
3	Склад	10	10-30	290
4	Электроремонтный цех	50	1-80	2100
5	Цех дробления и подготовки шихты	60	10-50	2300
6	ЦЗЛ и СКБ	20	5-20	450
7	Склад оборудования	10	10-25	100
8	Энергоцех	25	1-28	170
9	Компрессорная: СД 10 кВ	4	630	2520
10	Насосная: СД 10 кВ	4	1250	5000
11	Цех воздухоудвки	10	40-80	600
12	Кислородная станция	10	20-40	260
13	Заводуправление	40	1-100	700
14	Склад кварцита и кокса	25	1-20	280
15	Столярный цех	40	4-60	300
16	Литейный цех	50	1-40	620
17	Механический цех	20	1-28	210
18	Цех электропечей №2:			
	а) 0,4 кВ;	40	10-40	850
	б) ДСП 12 т	4	по каталогу	

Освещение цехов и территории определить по площади.

## 2 Расчет электрических нагрузок

### 2.1 Расчет осветительной нагрузки

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

По этому методу расчетная осветительная нагрузка принимается равной средней мощности освещения за наиболее загруженную смену и определяется по формулам [2]:

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

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

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

$\text{tg}\varphi_o$  - коэффициент реактивной мощности, определяется по  $\cos\varphi$ ,

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

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

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

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

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

### 2.2 Расчет электрических нагрузок по предприятию

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 0,4кВ.

Таблица 2.1 – Расчет осветительной нагрузки

№№ по плану	Наименование производственного помещения	Размеры помещения, длина (м) × ширина (м)	Площадь помещения, м <sup>2</sup>	Удельная осветительная нагрузка $\rho_0$ , кВт/м <sup>2</sup>	Коэффициент спроса, $K_c$	Установленная мощность освещения, $P_{у0}$ , кВт	Расчетная мощность осветительной нагрузки		cosφ / tgφ
							$P_{р0}$ , кВт	$Q_{р0}$ , квар	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Цех электропечей №1	240×78	18720	0,018	0,8	337,0	269,6	134,8	0,9/0,48
2	Кузнечно-механический цех	50×15	750	0,016	0,8	12,0	9,6	4,8	0,9/0,48
3	Склад	42×45	1890	0,01	0,6	18,9	11,3	5,7	0,9/0,48
4	Электроремонтный цех	24×69	1656	0,017	0,8	28,2	22,5	11,3	0,9/0,48
5	Цех дробления и подготовки шихты	45×90	4050	0,017	0,85	68,9	58,5	29,3	0,9/0,48
6	ЦЗЛ и СКБ	30×33	990	0,015	0,8	14,9	11,9	5,9	0,9/0,48
7	Склад оборудования	120×21	2520	0,01	0,6	25,2	15,1	7,6	0,9/0,48
8	Энергоцех	66×24	1584	0,014	0,8	22,2	17,7	8,9	0,9/0,48
9	Компрессорная	42×27	1134	0,013	0,7	14,7	10,3	5,2	0,9/0,48
10	Насосная	30×78	2340	0,014	0,8	32,8	26,2	13,1	0,9/0,48
11	Цех воздухоудвки	33×9	297	0,013	0,7	3,9	2,7	1,4	0,9/0,48
12	Кислородная станция	42×15	630	0,013	0,7	8,2	5,7	2,9	0,9/0,48
13	Заводоуправление	42×45	1890	0,013	0,7	24,6	17,2	8,6	0,9/0,48
14	Склад кварцита и кокса	42×66	2772	0,016	0,8	44,4	35,5	17,7	0,9/0,48
15	Столярный цех	54×24	1296	0,015	0,8	19,4	15,6	7,8	0,9/0,48
16	Литейный цех	66×75	4950	0,018	0,8	89,1	71,3	35,6	0,9/0,48
17	Механический цех	18×66	1188	0,016	0,8	19,0	15,2	7,6	0,9/0,48
18	Цех электропечей №2:	174×54	9396	0,018	0,8	169,1	135,3	67,7	0,9/0,48
	Освещение территории	525×309	104172	0,002	1	208,3	208,3	104,2	0,9/0,48

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

№ цехов	Наименование цехов	Кол-во ЭП, п	Установленная мощность, кВт		m	Ки	cosφ / □tgφ	Средние нагрузки		n <sub>э</sub>	Км	Расчетные нагрузки			I <sub>p</sub> , А
			P <sub>н min</sub> ÷ P <sub>н max</sub>	ΣP <sub>н</sub>				P <sub>см</sub> , кВт	Q <sub>см</sub> , квар			P <sub>p</sub> , кВт	Q <sub>p</sub> , квар	S <sub>p</sub> , кВА	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1	Цех электропечей №1	40	1-30	1700	>3	0,5	0,7/1,02	850	867,2	40	1,12	952,0	867,2		
	а) силовая														
	б) осветительная														
	Итого											1221,6	1002,0	1579,9	2403,3
2	Кузнечно-механический цех	20	20-50	520	<3	0,4	0,75/0,88	208	183,4	2	1,2	249,6	201,8		
	а) силовая														
	б) осветительная														
	Итого											259,2	206,6	331,5	504,2
3	Склад	10	10-30	290	<3	0,2	0,8/0,75	58	43,5	10	1,84	106,7	47,9		
	а) силовая														
	б) осветительная														
	Итого											118,1	53,5	129,6	197,2
4	Электроремонтный цех	50	1-80	2100	>3	0,5	0,8/0,75	1050	787,5	50	1,11	1165,5	787,5		
	а) силовая														
	б) осветительная														
	Итого											1188,0	798,8	1431,6	2177,6
5	Цех дробления и подготовки шихты	60	10-50	2300	>3	0,6	0,8/0,75	1380	1035,0	60	1,09	1504,2	1035,0		
	а) силовая														
	б) осветительная														
	Итого											1562,7	1064,3	1890,7	2876,0

Продолжение таблицы 2.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
6	ЦЗЛ и СКБ														
	а) силовая	20	5-20	450	>3	0,3	0,7/1,02	135	137,7	20	1,34	180,9	137,7		
	б) осветительная											11,9	5,9		
	Итого											192,8	143,7	240,4	365,7
7	Склад оборудования														
	а) силовая	10	10-25	100	<3	0,2	0,8/0,75	20	15,0	10	1,84	36,8	16,5		
	б) осветительная											15,1	7,6		
	Итого											51,9	24,1	57,2	87,0
8	Энергоцех														
	а) силовая	25	1-28	170	>3	0,4	0,8/0,75	68	51,0	12	1,36	92,5	51,0		
	б) осветительная											17,7	8,9		
	итого											110,2	59,9	125,4	190,8
9	Компрессорная														
	а) осветительная											10,3	5,2		
	итого											10,3	5,2	11,5	17,6
10	Насосная														
	а) осветительная											26,2	13,1		
	итого											26,2	13,1	29,3	44,6
11	Цех воздуходувки														
	а) силовая	10	40-80	600	<3	0,65	0,8/0,75	390	292,5	10	1,2	468,0	321,8		
	б) осветительная											2,7	1,4		
	итого											470,7	323,1	570,9	868,5
12	Кислородная станция														
	а) силовая	10	20-40	260	<3	0,65	0,8/0,75	169	126,8	10	1,2	202,8	139,4		
	б) осветительная											5,7	2,9		
	итого											208,5	142,3	252,5	384,0

Окончание таблицы 2.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
13	Заводоуправление														
	а) силовая	40	1-100	700	>3	0,5	0,8/0,75	350	262,5	14	1,25	437,5	262,5		
	б) осветительная											17,2	8,6		
	итого											454,7	271,1	529,4	805,3
14	Склад кварцита и кокса														
	а) силовая	25	1-20	280	>3	0,3	0,7/1,02	84	85,7	25	1,28	107,5	85,7		
	б) осветительная											35,5	17,7		
	итого											143,0	103,4	176,5	268,5
15	Столярный цех														
	а) силовая	40	4-60	300	>3	0,3	0,75	90	67,5	10	1,6	144,0	74,3		
	б) осветительная											15,6	7,8		
	итого											159,6	82,0	179,4	272,9
16	Литейный цех														
	а) силовая	50	1-40	620	>3	0,6	0,8/0,75	372	279,0	31	1,13	420,4	279,0		
	б) осветительная											71,3	35,6		
	итого											491,6	314,6	583,7	887,9
17	Механический цех														
	а) силовая	20	1-28	210	>3	0,35	0,75/0,88	73,5	64,8	15	1,4	102,9	64,8		
	б) осветительная											15,2	7,6		
	итого											118,1	72,4	138,5	210,7
18	Цех электропечей №2														
	а) силовая	40	10-40	850	>3	0,5	0,7/1,02	425	433,6	40	1,12	476,0	433,6		
	б) осветительная											135,3	67,7		
	итого											611,3	501,2	790,5	1202,5
	Освещение территории											208,3	104,2	232,9	
	Итого на шинах 0,4 кВ											6995,6	4784,1	8475,0	12891,8

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

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

Данные для расчета:

$$P_{p0,4} = 6995,6 \text{ кВт};$$

$$Q_{p0,4} = 4784,1 \text{ квар};$$

$$S_{p0,4} = 8475,0 \text{ кВА}.$$

Предприятие относится ко 1 категории потребителей, предприятие работает в три смены, следовательно, коэффициент загрузки трансформаторов  $K_{зтр} = 0,75$ . Принимаем трансформатор мощностью  $S_{нт} = 1000 \text{ кВА}$ .

Для каждой технологически концентрированной группы цеховых трансформаторов одинаковой мощности минимальное их число, необходимое для питания наибольшей расчетной активной нагрузки, рассчитывается по формуле [2]:

$$N_{т\text{ min}} = \frac{P_{p0,4}}{K_3 \times S_{нт}} + \Delta N = \frac{6995,6}{0,75 \times 1000} + 0,673 = 9,327 + 0,673 = 10 \text{ шт.}$$

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

$k_3$  – коэффициент загрузки трансформатора;

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

$\Delta N$  – добавка до ближайшего целого числа.

Экономически целесообразное число трансформаторов определяется по формуле [2]:

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

где  $m$  – дополнительное число трансформаторов.

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

$$Z^*_{п/ст} = 0,5; k_3 = 0,8; N_{\text{min}} = 9; \Delta N = 0,038.$$

Тогда из справочника по кривым определяем  $m$ , для нашего случая  $m = 0$ , значит  $N_{т.э} = 10 + 0 = 10$  трансформаторов.



По выбранному числу трансформаторов определяют наибольшую реактивную мощность  $Q_1$ , которую целесообразно передать через трансформаторы в сеть напряжением до 1 кВ, определяется по формуле [2]:

$$Q_1 = \sqrt{(N_{тз} \times S_{нт} \times K_3)^2 - P_{p0,4}^2} = \sqrt{(10 \times 1000 \times 0,75)^2 - 6995,6^2} = 2703,9 \text{ квар.}$$

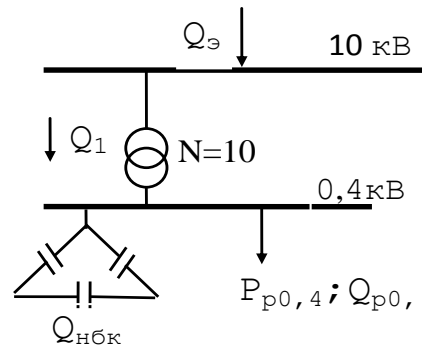


Рисунок 2.1

Из условия баланса реактивной мощности на шинах 0,4 кВ определим величину  $Q_{нбк1}$  [2]:

$$Q_{нбк1} + Q_1 = Q_{p0,4}, \text{ отсюда}$$

$$Q_{нбк1} = Q_{p0,4} - Q_1 = 4784,1 - 2703,9 = 2080,2 \text{ квар}$$

Дополнительная мощность  $Q_{нбк2} < 0$ , то принимаем  $Q_{нбк2} = 0$ , отсюда следует, что

$$Q_{нбк} = Q_{нбк1} = 2080,2 \text{ квар.}$$

Определим мощность одной батареи конденсаторов, приходящуюся на каждый трансформатор [2]:

$$Q_{нбк\text{ тп}} = \frac{Q_{нбк}}{N_{тз}} = \frac{2080,2}{10} = 208 \approx 200 \text{ квар.}$$

Принимаем низковольтные батареи конденсаторов типа УКБН-0,38-200-50 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, S <sub>н.тр</sub> , Q <sub>НБК</sub>	№ цехов	P <sub>р0,4</sub> , кВт	Q <sub>р0,4</sub> , квар	S <sub>р0,4</sub> , кВА	Кз
1	2	3,0	4,0	5	6
ТП1 (2×1000)	1	1221,6	1002,0		
ТП2 (1×1000)	3	118,1	53,5		
ΣS <sub>н</sub> = 3000 кВА	7	51,9	24,1		
	8	110,2	59,9		
	10	26,2	13,1		
	15	159,6	82,0		
	16	491,6	314,6		
Q <sub>НБК</sub> = 3×200=600 квар			-600		
Итого		2179,2	949,2	2376,9	0,79
ТП3 (2×1000)	2	259,2	206,6		
ТП4 (4×1000)	4	1188,0	798,8		
ΣS <sub>н</sub> = 4000 кВА	6	192,8	143,7		
	9	10,3	5,2		
	11	470,7	323,1		
	12	208,5	142,3		
	18	611,3	501,2		
	осв. тер.	208,3	104,2		
Q <sub>НБК</sub> = 4×200=800 квар			-800		
Итого		3149,2	1425,0	3456,6	0,86
ТП5 (2×1000)	5	1562,7	1064,3		
ТП6 (1×1000)	13	454,7	271,1		
ΣS <sub>н</sub> = 3000 кВА	14	143,0	103,4		
	17	118,1	72,4		
Q <sub>НБК</sub> = 3×200=600 квар			-600		
Итого		2278,5	911,2	2454,0	0,82

## 2.4 Расчет электрических нагрузок на шинах 10 кВ

Определение потерь мощности в ЦТП [2]:

$$\Delta P_T = \Delta P_x + \Delta P_{кз} \times K_3^2, \text{ кВт}, \quad (2.5)$$

$$\Delta Q_T = \frac{I_{xx} \times S_H}{100} + \frac{U_{кз} \times S_H \times K^2}{100}, \text{ квар}. \quad (2.6)$$

Выбираем трансформаторы типа ТСЗ-1000/10

Паспортные данные:

S<sub>н</sub> = 1000 кВА; I<sub>хх</sub> = 1,5 %; U<sub>к</sub> = 5,5 %; ΔP<sub>хх</sub> = 3 кВт; ΔP<sub>кз</sub> = 11,2 кВт.

ТП1, ТП2:  $K_3 = 0,79$ ;  $N = 3$ .

$$\Delta P_{\text{ТП1,2}} = 3 \times (3 + 11,2 \times 0,79^2) = 31,1 \text{ кВт.}$$

$$\Delta Q_{\text{ТП1,2}} = 3 \times \left( \frac{1,5 \times 1000}{100} + \frac{5,5 \times 1000 \times 0,79^2}{100} \right) = 148,6 \text{ квар.}$$

ТП3, ТП4:  $K_3 = 0,86$ ;  $N = 4$ .

$$\Delta P_{\text{ТП3,4}} = 4 \times (3 + 11,2 \times 0,86^2) = 45,5 \text{ кВт.}$$

$$\Delta Q_{\text{ТП3,4}} = 4 \times \left( \frac{1,5 \times 1000}{100} + \frac{5,5 \times 1000 \times 0,86^2}{100} \right) = 224,3 \text{ квар.}$$

ТП5, ТП6:  $K_3 = 0,82$ ;  $N = 3$ .

$$\Delta P_{\text{ТП5,6}} = 3 \times (3 + 11,2 \times 0,82^2) = 31,5 \text{ кВт.}$$

$$\Delta Q_{\text{ТП5,6}} = 3 \times \left( \frac{1,5 \times 1000}{100} + \frac{5,5 \times 1000 \times 0,82^2}{100} \right) = 155,4 \text{ квар.}$$

Суммарные потери во всех трансформаторах:

$$\Sigma \Delta P_T = 31,1 + 45,5 + 31,5 = 107,1 \text{ кВт.}$$

$$\Sigma \Delta Q_T = 148,6 + 224,3 + 155,4 = 528,3 \text{ квар.}$$

Определение расчетной мощности синхронных двигателей [2]^

$$P_{\text{рСД}} = P_{\text{нСД}} \times N_{\text{СД}} \times k_3, \text{ кВт;} \quad (2.7)$$

$$Q_{\text{рСД}} = P_{\text{нСД}} \times \text{tg } \varphi \times N_{\text{СД}} \times k_3, \text{ квар.} \quad (2.8)$$

Все расчеты сведем в таблицу 2.4.

Таблица 2.4 – Определение расчетных мощностей СД

$P_{\text{нСД}}$ , кВт	$n$	$K_3$	$\cos \varphi$	$P_{\text{рСД}}$ , кВт	$\Sigma P_{\text{рСД}}$ , кВт	$Q_{\text{рСД}}$ , квар	$\Sigma Q_{\text{рСД}}$ , квар
Цех № 9 – Компрессорная							
630	4	0,85	0,9	535,5	2142	259,4	1037,4
Цех № 10 – Цех воздухоудвки							
630	4	0,85	0,9	535,5	2142	259,4	1037,4

Определение расчетной мощности ДСП [2]:

$$P_{p \text{ ДСП}} = N \times S_n \times \cos \varphi \times k_3, \text{ кВт}; \quad (2.8)$$

$$Q_{p \text{ ДСП}} = P_{p \text{ ДСП}} \times \operatorname{tg} \varphi, \text{ квар}. \quad (2.9)$$

а) Плавцех № 1:

Исходные данные: Тип ДСП-12М2;

Трансформатор: ЭТЦПК-20000/10-75У3, схема соединения  $\Delta/\Delta$ -6

Паспортные данные:  $S_{n \text{ ДСП}} = 9000 \text{ кВА}$ ;  $k_3 = 0,52$ ;  $U_n = 10 \text{ кВ}$ ;  $\cos \varphi = 0,87$ .

Определим расчетные активные и реактивные мощности для ДСП:

$$P_{p \text{ ДСП}} = 4 \times 9000 \times 0,87 \times 0,52 = 16286,4 \text{ кВт};$$

$$Q_{p \text{ ДСП}} = 16286,4 \times 0,57 = 9232,9 \text{ квар}.$$

Определим потери в печных трансформаторах по упрощенной формуле:

$$\Delta P_{\text{тр ДСП}} = 2\% \times S_n = 0,02 \times 9000 \times 4 = 720 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_{\text{тр ДСП}} = 10\% \times S_n = 0,1 \times 9000 \times 4 = 3600 \text{ квар}.$$

б) Плавцех № 2:

Исходные данные: Тип ДСП-12М2;

Трансформатор: ЭТЦПК-6300/10-74У3, схема соединения Д (У) / Д-0 (1)

Паспортные данные:  $S_{n \text{ ДСП}} = 5000 \text{ кВА}$ ;  $k_3 = 0,6$ ;  $U_n = 10 \text{ кВ}$ ;  $\cos \varphi = 0,88$ .

Определим расчетные активные и реактивные мощности для ДСП:

$$P_{p \text{ ДСП}} = 4 \times 5000 \times 0,88 \times 0,6 = 10560 \text{ кВт};$$

$$Q_{p \text{ ДСП}} = 10560 \times 0,54 = 5699,7 \text{ квар}.$$

Определим потери в печных трансформаторах по упрощенной формуле:

$$\Delta P_{\text{тр ДСП}} = 2\% \times S_n = 0,02 \times 5000 \times 4 = 400 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_{\text{тр ДСП}} = 10\% \times S_n = 0,1 \times 5000 \times 4 = 2000 \text{ квар}.$$

Расчет компенсации реактивной мощности на шинах 10 кВ ГПП

Составим схему замещения, показанную на рисунке 2.2.

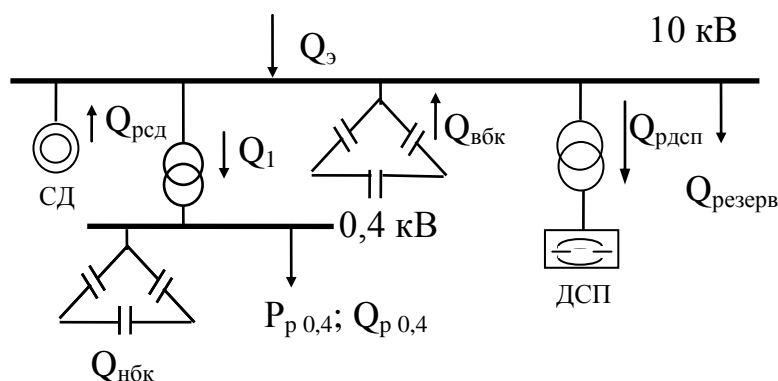


Рисунок 2.2

Методика расчета компенсации на шинах ГПП:

Составляется уравнение баланса реактивной мощности на шинах 10 кВ относительно  $Q_{ВБК}$  [2]:

$$Q_{ВБК} = Q_{p 0,4} + \sum \Delta Q_{тр} + Q_{рДСП} + \Delta Q_{тр ДСП} + Q_{рез} - Q_3 - Q_{НБК} - \sum Q_{сд},$$

$$Q_3 = 0,25 \times \sum P_p = 0,25 \times (P_{p0,4} + \Delta P_T + P_{рсд} + P_{рдсп} + \Delta P_{трДСП}), \text{ квар.}$$

$$Q_3 = 0,24 \times (6995,3 + 107,1 + 2142 + 4250 + 16286,4 + 10560 + 720 + 400) = 10365,3 \text{ квар.}$$

$$Q_{рез} = 0,1 \sum Q_p = 0,1 \times (Q_{p0,4} + \Delta Q_T + Q_{рдсп} + \Delta Q_{трДСП}), \text{ квар.}$$

$$Q_{рез} = 0,1 \times (4784,1 + 528,3 + 9232,9 + 5699,7 + 3600 + 2000) = 2584,2 \text{ квар.}$$

$$Q_{ВБК} = 4784,1 + 528,3 + 9232,9 + 5699,7 + 3600 + 2000 + 2584,2 - 10365,3 - 2000 - 3095,8 = 12965,2 \text{ квар}$$

Полученную реактивную мощность используем для индивидуальной компенсации ДСП.

Для этого выбираем конденсаторные батареи для компенсации реактивной мощности ДСП-25 типа УКЛ-10,5-1800 У1 и для ДСП-12 типа УКЛ-10,5-1350 У3,

$$\text{Где } Q_n = 1800 \text{ квар, } n = 4, \sum Q_n = 7200 \text{ квар.}$$

$$\text{Где } Q_n = 1350 \text{ квар, } n = 4, \sum Q_n = 5400 \text{ квар.}$$

$$\sum Q_{ВБК} = 7200 + 5400 = 12600 \text{ квар.}$$

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

Таблица 2.5 – Уточненной расчет мощности по промышленному предприятию

№№ТП, S <sub>HT</sub> , Q <sub>БК</sub> ТП	№№ цеха	n	P <sub>n min</sub> – P <sub>n max</sub>	ΣP <sub>H</sub>	К <sub>и</sub>	Средняя мощность		n <sub>э</sub>	К <sub>м</sub>	Расчетные мощности			К <sub>з</sub>
						P <sub>см</sub> , кВт	Q <sub>см</sub> , квар			P <sub>p</sub> , кВт	Q <sub>p</sub> , квар	S <sub>p</sub> , кВА	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
ТП1, ТП2 (4×1000 кВА)	1	40	1-30	1700		850	867						
	3	10	10-30	290		58	44						
	7	10	10-25	100		20	15						
	8	25	1-28	170		68	51						
	10	0	0	0		0	0						
	15	40	4-60	300		90	68						
	16	50	1-40	620		372	279						
Силовая: Освещение: Q <sub>нБК</sub> Итого		175	1-60	3180	0,46	1458	1323	106	1,15	1676,7 426,8	1323,2 213,4 -600		
										2103,5	936,6	2302,6	0,77
ТП3, ТП4 (3×1000 кВА)	2	2	20-50	520		208	183						
	4	50	1-80	2100		1050	788						
	6	20	5-20	450		135	138						
	9	0	0	0		0	0						
	11	10	40-80	600		390	293						
	12	10	20-40	260		169	127						
	18	40	10-40	850		425	434						
Силовая: Освещение: Освещение территории Q <sub>нБК</sub> Итого		132	1-80	4780	0,50	2377	1962	120	1,07	2543,39 198,1 208,34	1961,50 99,0 104,17 -800		
										2949,8	1364,7	3250,2	0,81

Окончание таблицы 2.5

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Силовая: Освещение: Q <sub>нбк</sub> Итого	5	60	10-50	2300		1380	1035						
	13	40	1-100	700		350	263						
	14	25	1-20	280		84	86						
	17	20	1-28	210		74	65						
		145	1-100	3490	0,54	1888	1448	70	1,1	2076,25 126,41	1448,0 63,20 -600		
Итого на шинах 0,4 кВ										2202,7	911,2	2383,7	0,79
ΣΔP <sub>T</sub> , ΣΔQ <sub>T</sub>										7256,0	3212,5		
Нагрузка 0,4 кВ, приведенная к шинам 10 кВ.										107,0	528,3		
Нагрузка 0,4 кВ, приведенная к шинам 10 кВ.										7363	3740,8		
Компрессорная	9	4	630	2520						2142	-1037,4		
Цех воздухоудвки	10	4	1250	5000						4250	-2058,4		
Плавцех №1	1	4	9000	36000						16286,4	9229,9		
ΣΔP <sub>T.дсп</sub> , ΣΔQ <sub>T.дсп</sub>										720	3600		
Плавцех №2	18	4	5000	20000						10560	5699,7		
ΣΔP <sub>T.дсп</sub> , ΣΔQ <sub>T.дсп</sub>										400	2000		
ВБК											-12600		
Всего по предприятию										<b>41721,4</b>	<b>8574,6</b>	<b>42593,4</b>	

### 3 Сравнение вариантов внешнего электроснабжения

Питание может быть осуществлено от подстанции энергосистемы неограниченной мощности, на которой установлены два трансформатора мощностью по 100 МВА, напряжением 115/37/10,5 кВ. Трансформаторы работают раздельно. Мощность к.з. на стороне 115 кВ равна 2100 МВА. Расстояние от подстанции энергосистемы до завода 12 км. Завода работает в три смены.

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

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

#### Вариант 1

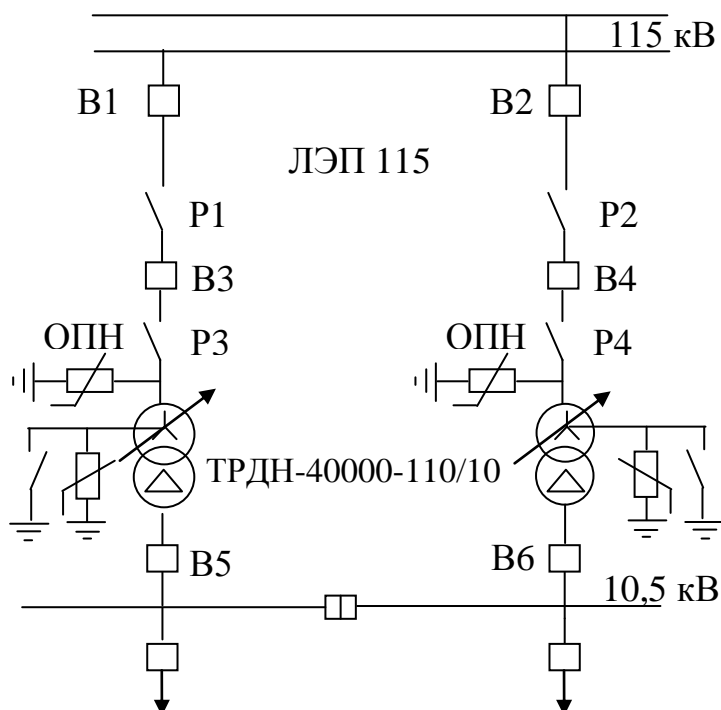


Рисунок 3.1 – Первый вариант схемы электроснабжения

Выбираем электрооборудование по I варианту.

Выбираем трансформаторы ГПП:

$$S_{\text{рГПП}} = \sqrt{P_{\text{р}}^2 + Q_{\text{з}}^2} = \sqrt{41721,4^2 + 10365,3^2} = 42989,7 \text{ кВА.}$$

Рассмотрим 2 трансформатора мощностью по 40000 кВА:

$$K_3 = \frac{S_{\text{рГПП}}}{2 \times S_{\text{ном.тр.}}} = \frac{42989,7}{2 \times 40000} = 0,54$$



Принимаем 2 трансформатора 2×40000 кВА, типа ТРДН-40000-110/10  
 Паспортные данные:  $S_H = 40$  МВА;  $U_{BH} = 115$  кВ;  $U_{HH} = 10,5$  кВ;  $P_{XX} = 34$  кВт;  
 $P_{K3} = 170$  кВт;  $U_{K3} = 10,5$  %;  $I_{XX} = 0,55$  %.

Определим потери мощности в трансформаторах ГПП:

$$\Delta P_{тр\ гпп} = 2(\Delta P_{XX} + \Delta P_{K3} \times K_3^2) = 2(34 + 170 \times 0,54^2) = 166,2 \text{ кВт.}$$

$$\Delta Q_{тр\ гпп} = 2\left(\frac{I_{XX}}{100} \times S_{HT} + \frac{U_{K3}}{100} \times S_H \times K_3^2\right) = 2\left(\frac{0,55}{100} \times 40000 + \frac{10,5}{100} \times 40000 \times 0,54^2\right) = 2865,6 \text{ квар.}$$

Определим потери электрической энергии в трансформаторах ГПП:

$$\Delta W_{т\ гпп} = 2 \times (\Delta P_{XX} \times T_{вкл} + \tau \times \Delta P_{K3} \times K_3^2), \text{ кВт ч}$$

где  $T_{вкл}$  – число часов включения, для трехсменной работы  $T_{вкл} = 6000$  ч;  
 $\tau$  – число часов использования максимума потерь и зависит от числа часов использования максимума нагрузки.

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

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

$$\Delta W_{т\ гпп} = 2(34 \times 6000 + 2886 \times 170 \times 0,54^2) = 691371 \text{ кВт ч.}$$

Выбираем сечение проводов ЛЭП 110 кВ:

Определим мощность, проходящую по ЛЭП:

$$S_{лэп} = \sqrt{(P_p + \Delta P_{т\ гпп})^2 + Q_3^2} = \sqrt{(41721,4 + 166,2)^2 + 10365,3^2} = 43151 \text{ кВА;}$$

$$I_{ав} = \frac{S_{лэп}}{\sqrt{3} \times U} = \frac{43151}{\sqrt{3} \times 115} = 213,2 \text{ А;}$$

$$I_p = \frac{I_{ав}}{2} = \frac{213,2}{2} = 106,6 \text{ А.}$$

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

$$F_э = \frac{I_p}{j_э} = \frac{106,6}{1,1} = 97 \text{ мм}^2.$$

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

Принимаем стандартное ближайшее сечение  $F_3 = 120 \text{ мм}^2$ ,  $I_{доп} = 380 \text{ А}$ .

б) по условию потерь на «корону»

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

в) на нагрев рабочим током:  $I_{доп.пров.} > I_p$ , ( $265 \text{ А} > 106,6 \text{ А}$ )

г) по аварийному режиму:  $1,3 \times I_{доп.пров.} > I_{ав.}$ , ( $1,3 \times 265 = 494 \text{ А} > 213,2 \text{ А}$ )

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

Определим потери электрической энергии в ЛЭП 110 кВ

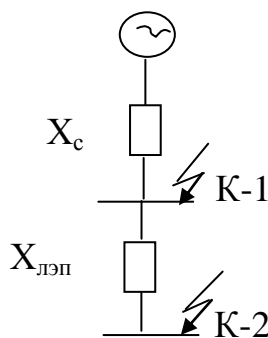
$$\Delta W_{лэп 110} = N \times 3 \times I_p^2 \times R \times 10^{-3} \times \tau = 2 \times 3 \times 106,6^2 \times 3,12 \times 10^{-3} \times 2886 = 613952 \text{ кВт ч,}$$

где  $R = r_0 \times L = 0,56 \times 45 = 3,12 \text{ Ом}$ ;

$r_0 = 0,56 \text{ Ом/км}$  - удельное активное сопротивление АС-120.

Выбор оборудования на  $U = 110 \text{ кВ}$ .

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



$S_б = 1000 \text{ МВА}$ ;  $U_б = 115 \text{ кВ}$ ;  $x_c = 1,66$ .

$$I_б = \frac{S_б}{\sqrt{3} \times U_б} = \frac{1000}{\sqrt{3} \times 115} = 5 \text{ кА.}$$

$$x_{лэп} = \frac{x_0 \times L \times S_б}{U_{ср}^2} = \frac{0,34 \times 12 \times 1000}{115^2} = 0,3 \text{ о.е.}$$

Рисунок 3.2

Рассчитаем токи короткого замыкания в точках К-1 и К-2:

$$I_{к-1} = \frac{I_б}{x_c} = \frac{5}{1,66} = 3 \text{ кА.}$$

$$I_{к-2} = \frac{I_б}{x_c + x_{лэп}} = \frac{5}{1,66 + 0,3} = 2,5 \text{ кА.}$$

Рассчитаем ударные токи короткого замыкания в точках К-1 и К-2:

$$i_{yд1} = k_{yд} \times \sqrt{2} \times I_{к-1} = 1,8 \times 1,41 \times 3 = 7,6 \text{ кА.}$$

$$i_{yд2} = k_{yд} \times \sqrt{2} \times I_{к-2} = 1,8 \times 1,41 \times 2,5 = 6,3 \text{ кА.}$$

Рассчитаем мощности короткого замыкания в точках К-1 и К-2:

$$S_{K-1} = \sqrt{3} \times U_6 \times I_{K-1} = 1,73 \times 115 \times 3 = 596 \text{ МВА.}$$

$$S_{K-2} = \sqrt{3} \times U_6 \times I_{K-2} = 1,73 \times 115 \times 2,5 = 497 \text{ МВА.}$$

После расчета токов КЗ произведем выбор оборудования:

Выключатели В4-В7 выбираем по аварийному току завода:  $I_{ав.} = 213,2 \text{ А}$

Выбираем выключатели В1-В4 типа 121PM40-20В – баковый элегазовый выключатель, производства АВВ.

Таблица 3.1

Паспортные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n = 115 \text{ кВ}$ $I_n = 2000 \text{ А}$ $I_{откл.} = 40 \text{ кА}$ $I_{дин.} = 40 \text{ кА}$	$U_p = 115 \text{ кВ}$ $I_{ав.} = 213,2 \text{ А}$ $I_{K-1} = 3 \text{ кА}$ $i_{уд-1} = 7,6 \text{ кА}$	$U_n \geq U_p$ $I_n \geq I_{ртр \text{ сист}}$ $I_{откл.} \geq I_{K1}$ $I_{дин.} \geq i_{уд1}$

Выбираем разъединители типа РНДЗ-110Б/1000 У1

Таблица 3.2

Паспортные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n = 115 \text{ кВ}$ $I_n = 1000 \text{ А}$ $I_{скв.ампл.} = 31,5 \text{ кА}$ $I_{пред.терм. ст.} = 80 \text{ кА}$	$U_p = 115 \text{ кВ}$ $I_{ав.} = 213,2 \text{ А}$ $i_{уд2} = 2,5 \text{ кА}$ $I_{K2} = 6,3 \text{ кА}$	$U_n \geq U_p$ $I_n \geq I_{ав}$ $I_{скв.ампл.} \geq i_{уд2}$ $I_{пред.терм. ст.} \geq I_{K2}$

- ограничители перенапряжения: ОПНп-110/400/40,5-10 УХЛ1,  $U_n = 110 \text{ кВ}$ .

Таблица 3.3 - Стоимость оборудования на напряжение 110 кВ

Вид оборудования	Количество, шт.	Стоимость, млн. тенге	Суммарная стоимость, млн. тенге
ОПН	4	3	12
Выключатели	4	10	40
Разъединитель	4	5	20
Трансформатор	2	40	80
ЛЭП	12	2,77	33,325

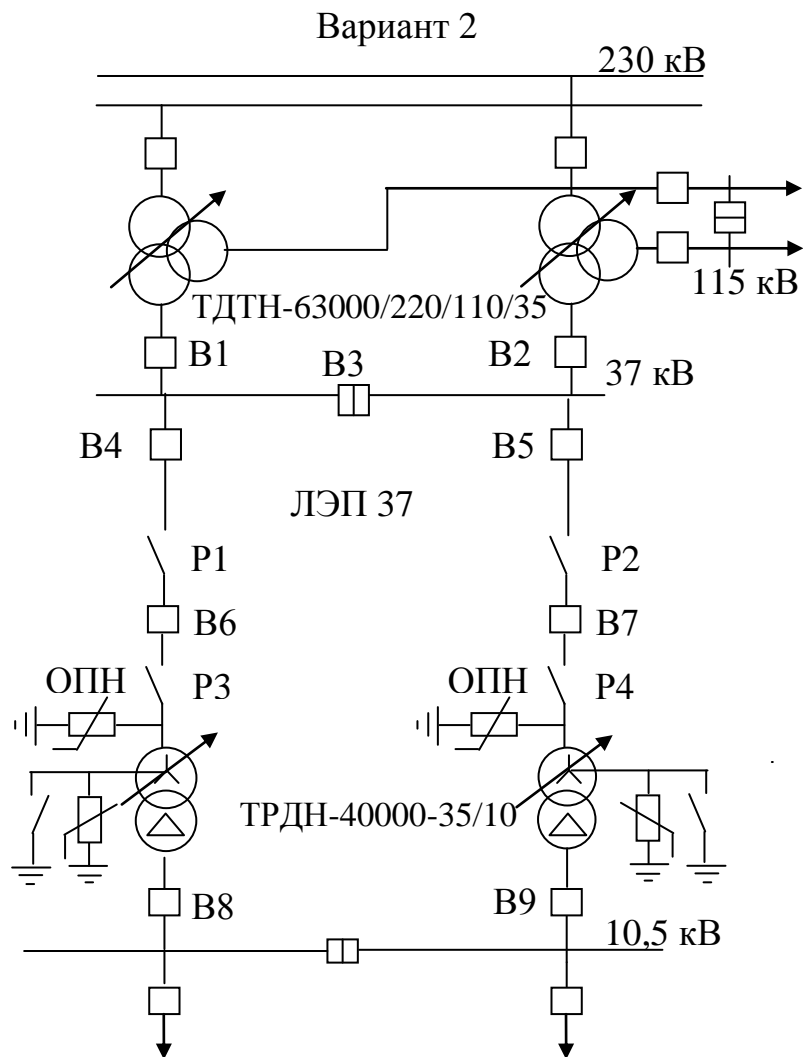


Рисунок 3.3 – Второй вариант схемы электроснабжения

Выбираем электрооборудование по II варианту.  
Выбираем трансформаторы ГПП:

$$S_{p\text{ГПП}} = \sqrt{P_p^2 + Q_3^2} = \sqrt{41721,4^2 + 10365,3^2} = 42989,7 \text{ кВА.}$$

Рассмотрим 2 трансформатора мощностью по 16000 кВА:

$$K_3 = \frac{S_{p\text{ГПП}}}{2 \times S_{\text{ном.тр.}}} = \frac{42989,7}{2 \times 40000} = 0,54$$

Принимаем 2 трансформатора 2×40000 кВА, типа ТРДН-40000-35/10  
Паспортные данные:  $S_H = 40 \text{ МВА}$ ;  $U_{BH} = 37 \text{ кВ}$ ;  $U_{HH} = 10,5 \text{ кВ}$ ;  $P_{xx} = 39 \text{ кВт}$ ;  
 $P_{кз} = 225 \text{ кВт}$ ;  $U_{кз} = 9,5 \%$ ;  $I_{xx} = 0,65 \%$ .

Определим потери мощности в трансформаторах ГПП

$$\Delta P_{\text{тр.гпп}} = 2(\Delta P_{\text{хх}} + \Delta P_{\text{кз}} \times K_3^2) = 2(39 + 225 \times 0,54^2) = 207,9 \text{ кВт.}$$

$$\Delta Q_{\text{тр.гпп}} = 2\left(\frac{I_{\text{хх}}}{100} \times S_{\text{HT}} + \frac{U_{\text{кз}}}{100} \times S_{\text{H}} \times K_3^2\right) = 2\left(\frac{0,65}{100} \times 40000 + \frac{9,5}{100} \times 40000 \times 0,54^2\right) = 2783,9 \text{ квар.}$$

Определим потери электрической энергии в трансформаторах ГПП

$$\Delta W_{\text{т.гпп}} = 2(39 \times 6000 + 2886 \times 225 \times 0,54^2) = 843050 \text{ кВт} \cdot \text{ч.}$$

Выбираем сечение проводов ЛЭП 35 кВ:

Определим мощность, проходящую по ЛЭП

$$S_{\text{лэп}} = \sqrt{(P_{\text{п}} + \Delta P_{\text{т.гпп}})^2 + Q_{\text{э}}^2} = \sqrt{(41721,4 + 207,9)^2 + 10365,3^2} = 43191,5 \text{ кВА};$$

$$I_{\text{ав}} = \frac{S_{\text{лэп}}}{\sqrt{3} \times U} = \frac{43191,5}{\sqrt{3} \times 37} = 674,8 \text{ А};$$

$$I_{\text{п}} = \frac{I_{\text{ав}}}{2} = \frac{674,8}{2} = 337,4 \text{ А.}$$

а) определим сечение по экономической плотности тока ( $j_{\text{э}}$ ):

$$F_{\text{э}} = \frac{I_{\text{п}}}{j_{\text{э}}} = \frac{337,4}{1,1} = 307 \text{ мм}^2.$$

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

Так как максимальное сечение 240, то принимаем стандартное ближайшее сечение  $F_{\text{э}} = 2 \times 185 \text{ мм}^2$ ,  $I_{\text{доп}} = 2 \times 510 = 1020 \text{ А}$ .

б) на нагрев рабочим током:  $I_{\text{доп.пров.}} > I_{\text{п}}$ , ( $1020 \text{ А} > 337,4 \text{ А}$ )

в) по аварийному режиму:  $1,3 \times I_{\text{доп.пров.}} > I_{\text{ав}}$ , ( $1,3 \times 1020 = 1326 \text{ А} > 674,8 \text{ А}$ )

Окончательно принимаем провод марки АС-185,  $I_{\text{доп}} = 1020 \text{ А}$

Определим потери электрической энергии в ЛЭП 35 кВ

$$\Delta W_{\text{лэп 35}} = N \times 3 \times I_{\text{п}}^2 \times R \times 10^{-3} \times \tau = 2 \times 3 \times 195,2^2 \times 1,26 \times 10^{-3} \times 2886 = 2483654 \text{ кВт} \cdot \text{ч.},$$

где  $R = r_0 \times L = 0,21 \times 12/2 = 1,26 \text{ Ом}$ ;

$r_0 = 0,21 \text{ Ом/км}$  - удельное активное сопротивление АС-185.

Выберем трансформаторы энергосистемы:

Выбираем два трансформатора типа ТДТН-63000/220/110/37

Паспортные данные трансформаторов:

$S_{\text{H}} = 63000 \text{ кВА}$ ;  $U_{\text{ВН}} = 230 \text{ кВ}$ ;  $U_{\text{СН}} = 115 \text{ кВ}$ ;  $U_{\text{НН}} = 37 \text{ кВ}$ ;  $\Delta P_{\text{хх}} = 91 \text{ кВт}$ ;

$\Delta P_{\text{кз}} = 320 \text{ кВт}$ ;  $U_{\text{кВ-Н}} = 24\%$ ;  $U_{\text{кС-Н}} = 10,5\%$ ;  $U_{\text{кВ-С}} = 12,5\%$ ;  $I_{\text{хх}} = 1\%$ .

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

$$\gamma_1 = \frac{S_{\text{ЛЭП}_{35}}}{2 \times S_{\text{ном. тр.}}} = \frac{43191,5}{2 \times 63000} = 0,3$$

Рассчитаем потери мощности в трансформаторах энергосистемы:

$$\Delta P_{\text{тр гпп}} = 2(\Delta P_{\text{хх}} + \Delta P_{\text{кз}} \times K_3^2) = 2(91 + 320 \times 0,3^2) = 239,6 \text{ кВт.}$$

$$\Delta Q_{\text{тр гпп}} = 2\left(\frac{I_{\text{хх}}}{100} \times S_{\text{нт}} + \frac{U_{\text{кз}}}{100} \times S_{\text{н}} \times K_3^2\right) = 2\left(\frac{1}{100} \times 63000 + \frac{10,5}{100} \times 63000 \times 0,3^2\right) = 2450,7 \text{ квар}$$

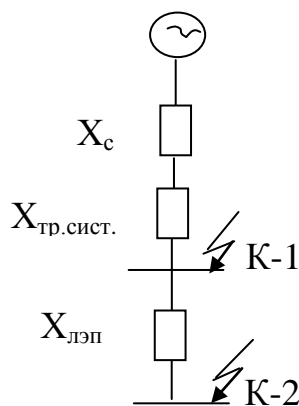
Найдем потери электроэнергии в трансформаторах энергосистемы:

$$\Delta W_{\text{тр.эс}} = 2(91 \times 6000 + 320 \times 2886 \times 0,3^2) = 1258233 \text{ кВт·ч.}$$

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

Выбор оборудования на  $U=35$  кВ.

Перед выбором аппаратов составим схему замещения (рисунок 3.4) и рассчитаем ток короткого замыкания.



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

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \times U_6} = \frac{1000}{\sqrt{3} \times 37} = 15 \text{ кА.}$$

$$x_{\text{тр.сист.}} = \frac{U_{\text{кз}} \times S_6}{100 \times S_{\text{ном. тр. сист.}}} = \frac{24 \times 1000}{100 \times 63} = 3,81 \text{ о.е.}$$

$$x_{\text{лэп}} = \frac{x_0 \times L \times S_6}{U_{\text{ср}}^2} = \frac{0,32 \times 12 \times 1000}{37^2} = 2,8 \text{ о.е.}$$

Рисунок 3.4

Рассчитаем токи короткого замыкания в точках К-1 и К-2:

$$I_{\text{к-1}} = \frac{I_6}{x_c + x_{\text{тр.сист.}}} = \frac{15}{0 + 3,81} = 3,9 \text{ кА.}$$

$$I_{\text{к-2}} = \frac{I_6}{x_c + x_{\text{тр.сист.}} + x_{\text{лэп}}} = \frac{15}{0 + 3,81 + 2,8} = 2,2 \text{ кА.}$$

Рассчитаем ударные токи короткого замыкания в точках К-1 и К-2:

$$i_{y\partial 1} = \kappa_{y\partial} \times \sqrt{2} \times I_{к-1} = 1,8 \times 1,41 \times 3,9 = 9,8 \text{ кА.}$$

$$i_{y\partial 2} = \kappa_{y\partial} \times \sqrt{2} \times I_{к-2} = 1,8 \times 1,41 \times 2,2 = 5,6 \text{ кА.}$$

Рассчитаем мощности короткого замыкания в точках К-1 и К-2:

$$S_{к-1} = \sqrt{3} \times U_6 \times I_{к-1} = 1,73 \times 37 \times 3,9 = 249 \text{ МВА.}$$

$$S_{к-2} = \sqrt{3} \times U_6 \times I_{к-2} = 1,73 \times 37 \times 2,2 = 140 \text{ МВА.}$$

После расчета токов КЗ произведем выбор:

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

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

Выбираем выключатели В1, В2 типа 38PM31-12 – баковый элегазовый выключатель, производства АВВ.

Таблица 3.3

Паспортные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n = 38 \text{ кВ}$ $I_n = 1200 \text{ А}$ $I_{откл} = 31,5 \text{ кА}$ $I_{дин} = 82 \text{ кА}$	$U_p = 37 \text{ кВ}$ $I_{ав.В1,В2} = 984 \text{ А}$ $I_{к-1} = 3,9 \text{ кА}$ $i_{уд-1} = 9,8 \text{ кА}$	$U_n \geq U_p$ $I_n \geq I_{ав.тр.сист.}$ $I_{откл} \geq I_{к1}$ $I_{дин} \geq i_{уд1}$

Найдем ток, проходящий через выключатель В3:

$$I_{pВ3} = \frac{I_{авВ1,В2}}{2} = \frac{984}{2} = 492 \text{ А}$$

Выбираем выключатели В3 типа 38PM31-12 – баковый элегазовый выключатель, производства АВВ.

Таблица 3.4

Паспортные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n = 38 \text{ кВ}$ $I_n = 1200 \text{ А}$ $I_{откл} = 31,5 \text{ кА}$ $I_{дин} = 82 \text{ кА}$	$U_p = 37 \text{ кВ}$ $I_{p.В3} = 492 \text{ А}$ $I_{к-1} = 3,9 \text{ кА}$ $i_{уд-1} = 9,8 \text{ кА}$	$U_n \geq U_p$ $I_n \geq I_{p.тр.сист.}$ $I_{откл} \geq I_{к1}$ $I_{дин} \geq i_{уд1}$

Найдем  $\gamma_2$  и  $\gamma_3$  – коэффициенты долевого участия выключателей В1, В2 и В3.

$$\gamma_2 = \frac{I_{ав}}{I_{ном.выкл.}} = \frac{674,8}{1200} = 0,5;$$

$$\gamma_3 = \frac{I_p}{I_{ном.выкл.}} = \frac{337,4}{1200} = 0,28$$

Выключатели В4-В7 выбираем по аварийному току завода:  $I_{ав.} = 674,8$  А  
 Выбираем выключатели В4-В7 типа 38PM31-12 – баковый элегазовый выключатель, производства АВВ.

Таблица 3.5

Паспортные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n = 38$ кВ $I_n = 1200$ А $I_{откл} = 31,5$ кА $I_{дин} = 82$ кА	$U_p = 37$ кВ $I_{ав.} = 674,8$ А $I_{к-1} = 3,9$ кА $i_{уд-1} = 9,8$ кА	$U_n \geq U_p$ $I_n \geq I_{ртр\ сист}$ $I_{откл} \geq I_{к1}$ $I_{дин} \geq i_{уд1}$

Выбираем разъединители типа РНДЗ-35Б/1000 У1

Таблица 3.6

Паспортные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n = 35$ кВ $I_n = 1000$ А $I_{скв.ампл.} = 31,5$ кА $I_{пред.терм. ст.} = 80$ кА	$U_p = 35$ кВ $I_{ав} = 674,8$ А $i_{уд2} = 2,2$ кА $I_{к2} = 5,6$ кА	$U_n \geq U_p$ $I_n \geq I_{ав}$ $I_{скв.ампл.} \geq i_{уд2}$ $I_{пред.терм. ст.} \geq I_{к2}$

- ограничители перенапряжения: ОПНп-35/400/40,5-10 УХЛ1,  $U_n = 35$  кВ.

Таблица 1.17 - Стоимость оборудования на напряжение 35 кВ

Вид оборудования	Количество, шт.	Стоимость, млн. тенге	Суммарная стоимость, млн. тенге
ОПН	2	2	4
Выключатели	4	8	32
Разъединитель	4	3	12
Трансформатор	2	30	60
Трансформатор энергосистемы	2	100	200
Выключатели энергосистемы	2	10	20
Секционный выключатель энергосистемы	1	10	10
ЛЭП	12	2	24

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 $I_{кз}$ ( $U = 10,5 \text{ кВ}$ ) с учетом подпитки от СД

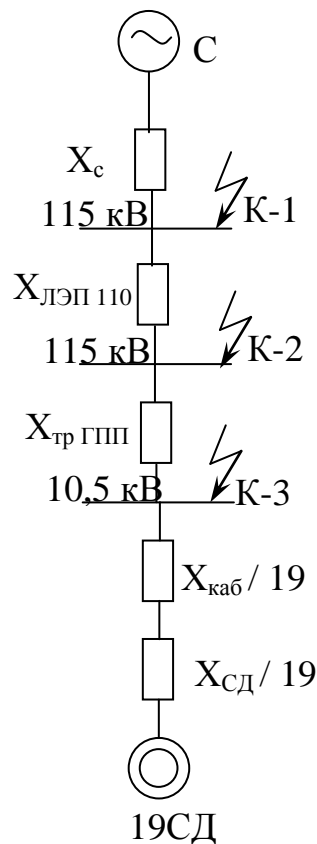


Рисунок 4.1 – Схема замещения электроснабжения ГПП

$$S_{\bar{6}} = 1000 \text{ МВА}; x_c = 1,66; U_{\bar{6}} = 10,5 \text{ кВ}; I_{\bar{6}} = \frac{S_{\bar{6}}}{\sqrt{3} \times U_H} = \frac{1000}{\sqrt{3} \times 10,5} = 55 \text{ кА.}$$

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

$$x_{\text{лЭП}} = \frac{x_0 \times L \times S_{\bar{6}}}{U_{\text{ср}}^2} = \frac{0,34 \times 12 \times 1000}{115^2} = 0,3 \text{ о.е.}$$

$$x_{\text{тр.ГПП}} = \frac{U_{\text{кз}} \times S_{\bar{6}}}{100 \times S_{\text{ном.тр.}}} = \frac{10,5 \times 1000}{100 \times 40} = 2,62 \text{ о.е.}$$

$$I'_{\text{к-3}} = \frac{I_{\bar{6}}}{x_{\text{тр.с}} + x_{\text{лЭП}} + x_{\text{тр.ГПП}}} = \frac{55}{1,66 + 0,3 + 3,62} = 12 \text{ кА.}$$

Рассчитаем ток подпитки от СД.

1) В компрессорной установлено 4 СД типа СДН14-41-8У3,  $P_H=630$  кВт,  $U_H=10$  кВ.

$$S_{\text{н сд}} = \frac{P_{\text{н сд}}}{\cos\varphi} = \frac{630}{0,9} = 700 \text{ кВА.}$$
$$I_{\text{сд}} = \frac{S_{\text{н сд}} \times K_3}{\sqrt{3} \times U} = \frac{700 \times 0,85}{1,73 \times 10,5} = 32,7 \text{ А.}$$

Выбираем кабель к СД:

а) по экономической плотности тока:

$$F_{\text{э}} = \frac{I_{\text{р}}}{j_{\text{эк}}} = \frac{32,7}{1,4} = 23 \text{ мм}^2.$$

б) по минимальному сечению:

$$F_{\text{min}} = \alpha \times I_{\text{кз}} \times \sqrt{t_{\text{привед}}} = 12 \times 12 \times \sqrt{0,4} = 91 \text{ мм}^2.$$

Принимаем кабель маркой ААШВ-10-(3×95),  $I_{\text{доп}} = 205 \text{ А} > 32,7 \text{ А}$ .  
Данные кабеля:  $r_0 = 0,32 \text{ Ом/км}$ ;  $x_0 = 0,06 \text{ Ом/км}$ .

$$X_{\text{каб.кСД}} = \frac{x_0 \times L \times S_{\text{б}}}{2 \times U_{\text{ср}}^2} = \frac{0,06 \times 0,5 \times 1000}{2 \times 10,5^2} = 0,1 \text{ о.е.}$$

$$X_{\text{сд}} = \frac{x_{\text{д}} \times S_{\text{б}}}{\sum S_{\text{н сд}}} = \frac{0,2 \times 1000}{2 \times 0,7} = 142 \text{ о.е.}$$

Тогда ток от двигателей будет равен:

$$I_{\text{кзСД}} = \frac{E_{\text{сд}} \times I_{\text{б}}}{X_{\text{экв}}} = \frac{1,1 \times 55}{142,1} = 0,4 \text{ кА.}$$

2) В цехе воздухоудвки установлено 4 СД типа СДН16-51-12У3,  $P_H=1250$  кВт,  $U_H=10$  кВ.

$$S_{\text{н сд}} = \frac{P_{\text{н сд}}}{\cos\varphi} = \frac{1250}{0,9} = 1388 \text{ кВА.}$$

$$I_{\text{сд}} = \frac{S_{\text{н сд}} \times K_3}{\sqrt{3} \times U} = \frac{1388 \times 0,85}{1,73 \times 10,5} = 64,9 \text{ А.}$$

Выбираем кабель к СД:

а) по экономической плотности тока:

$$F_{\text{э}} = \frac{I_{\text{р}}}{j_{\text{эк}}} = \frac{64,9}{1,4} = 46 \text{ мм}^2.$$

б) по минимальному сечению:

$$F_{\text{min}} = \alpha \times I_{\text{кз}} \times \sqrt{t_{\text{привед}}} = 12 \times 12 \times \sqrt{0,4} = 91 \text{ мм}^2.$$

Принимаем кабель маркой ААШВ-10-(3×95),  $I_{\text{доп}} = 205 \text{ А} > 64,9 \text{ А}$ .  
Данные кабеля:  $r_0 = 0,32 \text{ Ом/км}$ ;  $x_0 = 0,06 \text{ Ом/км}$ .

$$x_{\text{каб.кСД}} = \frac{x_0 \times L \times S_{\text{б}}}{2 \times U_{\text{ср}}^2} = \frac{0,06 \times 0,3 \times 1000}{2 \times 10,5^2} = 0,2 \text{ о.е.}$$
$$x_{\text{сд}} = \frac{x_{\text{д}} \times S_{\text{б}}}{\sum_{\text{н сд}} S} = \frac{0,2 \times 1000}{2 \times 1,388} = 72 \text{ о.е.}$$

Тогда ток от двигателей будет равен:

$$I_{\text{кзСД}} = \frac{E_{\text{сд}} \times I_{\text{б}}}{x_{\text{экв}}} = \frac{1,1 \times 55}{72,2} = 0,8 \text{ кА.}$$

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

$$\sum I_{\text{кз}} = I'_{\text{к-3}} + I_{\text{Σкз СД}} = 12 + 0,4 + 0,8 = 13,2 \text{ кА.}$$

Ударный ток в точке К-3:

$$i_{\text{удз}} = k_{\text{уд}} \times \sqrt{2} \times \sum I_{\text{кз}} = 1,8 \times 1,41 \times 13,2 = 33,5 \text{ кА.}$$

## 4.2 Выбор оборудования

Выбор выключателей

$S_{\text{р.завода}} = 43151 \text{ кВА}$ ;

$$I_{p.зав.} = \frac{S_{p.зав.}}{4 \times \sqrt{3} \times U_H} = \frac{43151}{2 \times \sqrt{3} \times 10,5} = 593,8 \text{ А.}$$

$$I_{ав} = 2 \times I_{p.зав.} = 2 \times 593,8 = 1187,6 \text{ А.}$$

Выбираем выключатель типа ВВ/TEL-10-25/1600 У2.

$$\text{Секционный выключатель } I_p = \frac{I_{ав}}{2} = \frac{1187,6}{2} = 593,8 \text{ А.}$$

Принимаем выключатель типа ВВ/TEL-10-20/1000 У2.

Таблица 4.1

	Вводные выключатели		Секционный выключатель	
	Расчетные	Паспортные	Расчетные	Паспортные
$U_H$ , кВ	10	10	10	10
$I_H$ , А	1187,6	1600	593,8	1000
$I_{отк}$ , кА	13,2	25	13,2	20

Выбор выключателей отходящих линий:

Магистраль ГПП-(ТП1-ТП2):

$$S_{pГПП,2} = \sqrt{(P_{pГПП,2} + \Delta P_{тр})^2 + (Q_{pГПП,2} + \Delta Q_{тр})^2} =$$

$$= \sqrt{(2103,5 + 30,1)^2 + (936,6 + 148,6)^2} = 2393,7 \text{ кВА.}$$

$$I_p = \frac{S_{pГПП,2}}{2 \times \sqrt{3} \times U_H} = \frac{2393,7}{2 \times \sqrt{3} \times 10,5} = 65,9 \text{ А,}$$

$$I_{ав} = 2 \times I_p = 2 \times 65,9 = 132,8 \text{ А.}$$

Таблица 4.2- Выбор выключателя типа ВВ/TEL- 10-12,5/630 У2

Паспортные данные	Расчетные данные
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U = 10 \text{ кВ}$
$I_H = 630 \text{ А}$	$I_{ав} = 131,8 \text{ А}$
$I_{откл} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{кз} = 13,2 \text{ кА}$
$I_{скв} = 32 \text{ кА}$	$i_{уд} = 33,5 \text{ кА}$
$I^{2*t} = (I_{откл})^2 \times 4 = 625 \text{ кА}^2 \times \text{с}$	$B = (I_{кз})^2 \times 0,12 = 20,9 \text{ кА}^2 \times \text{с}$
Привод электромагнитный	

Магистраль ГПП-(ТП3-ТП4):

$$S_{\text{рТПЗ,4}} = \sqrt{(P_{\text{рТПЗ,4}} + \Delta P_{\text{тр}})^2 + (Q_{\text{рТПЗ,4}} + \Delta Q_{\text{тр}})^2} =$$

$$= \sqrt{(2949,8 + 45,5)^2 + (1364,7 + 224,3)^2} = 3390,6 \text{ кВА.}$$

$$I_{\text{р}} = \frac{S_{\text{рТПЗ,4}}}{2 \times \sqrt{3} \times U_{\text{н}}} = \frac{3390,6}{2 \times \sqrt{3} \times 10,5} = 93,3 \text{ А,}$$

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

Таблица 4.3- Выбор выключатель типа ВВ/TEL- 10-12,5/630 У2

Паспортные данные	Расчетные данные
$U_{\text{н}} = 10 \text{ кВ}$	$U = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{н}} = 630 \text{ А}$	$I_{\text{ав}} = 186,6 \text{ А}$
$I_{\text{откл}} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{\text{кз}} = 13,2 \text{ кА}$
$I_{\text{скв}} = 32 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 33,5 \text{ кА}$
$I^2 * t = (I_{\text{откл}})^2 \times 4 = 625 \text{ кА}^2 \times \text{с}$	$B = (I_{\text{кз}})^2 \times 0,12 = 20,9 \text{ кА}^2 \times \text{с}$
Привод электромагнитный	

Магистраль ГПП-(ТП5-ТП6):

$$S_{\text{рТП5,6}} = \sqrt{(P_{\text{рТП5,6}} + \Delta P_{\text{тр}})^2 + (Q_{\text{рТП5,6}} + \Delta Q_{\text{тр}})^2} =$$

$$= \sqrt{(2202,7 + 31,5)^2 + (911,2 + 155,4)^2} = 2475,7 \text{ кВА.}$$

$$I_{\text{р}} = \frac{S_{\text{рТП5,6}}}{2 \times \sqrt{3} \times U_{\text{н}}} = \frac{2475,7}{2 \times \sqrt{3} \times 10,5} = 68,1 \text{ А,}$$

$$I_{\text{ав}} = 2 \times I_{\text{р}} = 2 \times 68,1 = 136,2 \text{ А.}$$

Таблица 4.4 - Выбор выключатель типа ВВ/TEL- 10-12,5/630 У2

Паспортные данные	Расчетные данные
$U_{\text{н}} = 10 \text{ кВ}$	$U = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{н}} = 630 \text{ А}$	$I_{\text{ав}} = 136,2 \text{ А}$
$I_{\text{откл}} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{\text{кз}} = 13,2 \text{ кА}$
$I_{\text{скв}} = 32 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 33,5 \text{ кА}$
$I^2 * t = (I_{\text{откл}})^2 \times 4 = 625 \text{ кА}^2 \times \text{с}$	$B = (I_{\text{кз}})^2 \times 0,12 = 20,9 \text{ кА}^2 \times \text{с}$
Привод электромагнитный	

Выключатель к СД (Компрессорная):

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

$$I_{\text{сд}} = \frac{S_{\text{нсд}} \times K_3}{\sqrt{3} \times U} = \frac{700 \times 0,85}{1,73 \times 10,5} = 32,7 \text{ А.}$$

Таблица 4.5 - Выбор выключатель типа ВВ/TEL- 10-12,5/630 У2

Паспортные данные	Расчетные данные
$U_H = 10 \text{ кВ}$ $I_H = 630 \text{ А}$ $I_{откл} = 12,5 \text{ кА}$ $I_{скв} = 32 \text{ кА}$ $I^2 * t = (I_{откл})^2 \times 4 = 625 \text{ кА}^2 \times \text{с}$	$U = 10 \text{ кВ}$ $I_{ав} = 32,7 \text{ А}$ $I_{кз} = 13,2 \text{ кА}$ $i_{уд} = 33,5 \text{ кА}$ $B = (I_{кз})^2 \times 0,12 = 20,9 \text{ кА}^2 \times \text{с}$
Привод электромагнитный	

Выключатель к СД (Цех воздухоудвки):

$$S_{\text{н сд}} = \frac{P_{\text{н сд}}}{\cos \varphi} = \frac{1250}{0,9} = 1388 \text{ кВА.}$$

$$I_{\text{сд}} = \frac{S_{\text{н сд}} \times K_3}{\sqrt{3} \times U} = \frac{1388 \times 0,85}{1,73 \times 10,5} = 64,9 \text{ А.}$$

Таблица 4.6 - Выбор выключатель типа ВВ/TEL- 10-12,5/630 У2

Паспортные данные	Расчетные данные
$U_H = 10 \text{ кВ}$ $I_H = 630 \text{ А}$ $I_{откл} = 12,5 \text{ кА}$ $I_{скв} = 32 \text{ кА}$ $I^2 * t = (I_{откл})^2 \times 4 = 625 \text{ кА}^2 \times \text{с}$	$U = 10 \text{ кВ}$ $I_{ав} = 64,9 \text{ А}$ $I_{кз} = 13,2 \text{ кА}$ $i_{уд} = 33,5 \text{ кА}$ $B = (I_{кз})^2 \times 0,12 = 20,9 \text{ кА}^2 \times \text{с}$
Привод электромагнитный	

Выключатель к ДСП-25

$$S_p = \sqrt{(16286,4 + 720)^2 + (9229,9 + 3600 - 7200)^2} = 17914,1 \text{ кВА;}$$

$$I_p = \frac{17914,1}{4 \times \sqrt{3} \times 10,5} = 246,5 \text{ А.}$$

Таблица 4.7- Выбор выключатель типа ВВ/TEL- 10-12,5/630 У2

Паспортные данные	Расчетные данные
$U_H = 10 \text{ кВ}$ $I_H = 630 \text{ А}$ $I_{откл} = 12,5 \text{ кА}$ $I_{скв} = 32 \text{ кА}$ $I^2 * t = (I_{откл})^2 \times 4 = 625 \text{ кА}^2 \times \text{с}$	$U = 10 \text{ кВ}$ $I_{ав} = 246,5 \text{ А}$ $I_{кз} = 13,2 \text{ кА}$ $i_{уд} = 33,5 \text{ кА}$ $B = (I_{кз})^2 \times 0,12 = 20,9 \text{ кА}^2 \times \text{с}$
Привод электромагнитный	

Выключатель к ДСП-12

$$S_p = \sqrt{(10560 + 400)^2 + (5699,7 + 2000 - 5400)^2} = 11198,7 \text{ кВА;}$$

$$I_p = \frac{11198,7}{4 \times \sqrt{3} \times 10,5} = 154,1 \text{ А}$$

Таблица 4.8 - Выбор выключатель типа ВВ/TEL- 10-12,5/630 У2

Паспортные данные	Расчетные данные
U <sub>н</sub> = 10 кВ	U = 10 кВ
I <sub>н</sub> = 630 А	I <sub>ав</sub> = 154,1 А
I <sub>откл</sub> = 12,5 кА	I <sub>кз</sub> = 13,2 кА
I <sub>скв</sub> = 32 кА	i <sub>уд</sub> = 33,5 кА
I <sup>2</sup> *t = (I <sub>откл</sub> ) <sup>2</sup> × 4 = 625 кА <sup>2</sup> × с	B = (I <sub>кз</sub> ) <sup>2</sup> × 0,12 = 20,9 кА <sup>2</sup> × с
Привод электромагнитный	

### Выбор трансформаторов тока

Трансформаторы тока выбираются по следующим условиям:

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

а) Выбор трансформаторов тока на вводе и секционном выключателе.

Таблица 4.9

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 ТЛ-10У3: I<sub>н</sub> = 1500 А; U<sub>н</sub> = 10 кВ; S<sub>н</sub> = 30 ВА.

Таблица 4.10

Расчетные величины	По каталогу
U <sub>н</sub> = 10 кВ	U <sub>н</sub> = 10 кВ
I <sub>ав</sub> = 1187,6 А	I <sub>н</sub> = 1500 А
i <sub>уд</sub> = 33,5 кА	I <sub>дин</sub> = 128 кА
S <sub>2р</sub> = 10,5 ВА	S <sub>2н</sub> = 30 ВА

Рассчитаем вторичную нагрузку трансформаторов тока.

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

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

Сопротивление приборов определяется по формуле:

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

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

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

Допустимое сопротивление проводов:

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

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

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

$$R_{\text{пров}} = \frac{\rho \times L}{F} = \frac{0,028 \times 5}{2,5} = 0,056 \text{ Ом}; S_2 = R_2 \times I_2^2 = 0,416 \times 5^2 = 10,5 \text{ ВА};$$

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

Выбираем трансформатор тока на секционном выключателе шин ГПП:  
 $I_p = 1150,8 \text{ А}$ ; ТЛМ-10У3:  $I_n = 1000 \text{ А}$ ;  $U_n = 10 \text{ кВ}$ .

Таблица 4.11

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



Таблица 4.12

Расчетные величины	По каталогу
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$
$I_{ав} = 593,8 \text{ А}$	$I_H = 1000 \text{ А}$
$i_{уд} = 33,5 \text{ кА}$	$I_{дин} = 100 \text{ кА}$
$S_{2p} = 4,4 \text{ ВА}$	$S_{2H} = 20 \text{ ВА}$

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{0,5}{5^2} = 0,02 \text{ Ом}; \quad r_{2\text{H-ка}} = \frac{S_{2\text{HТТ}}}{I_2^2} = \frac{10}{5^2} = 0,4 \text{ Ом};$$

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

$$q_{\text{пров доп}} = \frac{\rho \times L}{r_{\text{доп}}} = \frac{0,028 \times 5}{0,28} = 0,5 \text{ мм}^2; \quad \text{принимаем провод АКР ТВ}; \quad F = 2,5 \text{ мм}^2;$$

$$R_{\text{пров}} = \frac{\rho \times L}{F} = \frac{0,028 \times 5}{2,5} = 0,056 \text{ Ом}; \quad S_2 = R_2 \times I_2^2 = 0,0,176 \times 5^2 = 4,4 \text{ ВА};$$

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

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

Таблица 4.13

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

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{5,5}{5^2} = 0,22 \text{ Ом}; \quad r_{2\text{H-ка}} = \frac{S_{2\text{HТТ}}}{I_2^2} = \frac{10}{5^2} = 0,4 \text{ Ом};$$

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

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

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

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

Трансформатор тока на линии ГПП-(ТП1-ТП2):  $I_{ав}=132,8$  А; примем трансформатор тока ТПЛК-10У3:  $I_H=200$  А;  $U_H=10$  кВ;  $S_H=10$  ВА.

Таблица 4.14

Расчетные величины	По каталогу
$U_H=10$ кВ	$U_H=10$ кВ
$I_{ав}=132,8$ А	$I_H=200$ А
$i_{уд}=33,5$ кА	$I_{дин}=74,5$ кА
$S_{2р}=9,4$ ВА	$S_{2H}=10$ ВА

Трансформатор тока на линии ГПП-(ТП3-ТП4):  $I_{ав}=186,6$  А; примем трансформатор тока ТПЛК-10У3:  $I_H=200$  А;  $U_H=10$  кВ;  $S_H=10$  ВА.

Таблица 4.15

Расчетные величины	По каталогу
$U_H=10$ кВ	$U_H=10$ кВ
$I_{ав}=186,6$ А	$I_H=200$ А
$i_{уд}=33,5$ кА	$I_{дин}=74,5$ кА
$S_{2р}=9,4$ ВА	$S_{2H}=10$ ВА

Трансформатор тока на линии ГПП-(ТП5-ТП6):  $I_{ав}=136,2$  А; примем трансформатор тока ТПЛК-10У3:  $I_H=200$  А;  $U_H=10$  кВ;  $S_H=10$  ВА.

Таблица 4.16

Расчетные величины	По каталогу
$U_H=10$ кВ	$U_H=10$ кВ
$I_{ав}=136,2$ А	$I_H=200$ А
$i_{уд}=33,5$ кА	$I_{дин}=74,5$ кА
$S_{2р}=9,4$ ВА	$S_{2H}=10$ ВА

Трансформаторов тока на СД (Компрессорная):  $I_{сд}=32,7$  А; примем трансформатор тока ТПЛК-10У3:  $I_H=100$  А;  $U_H=10$  кВ;  $S_H=10$  ВА.

Таблица 4.17

Расчетные величины	По каталогу
$U_H=10$ кВ	$U_H=10$ кВ
$I_{сд}=32,7$ А	$I_H=100$ А
$i_{уд}=33,5$ кА	$I_{дин}=74,5$ кА
$S_{2р}=9,4$ ВА	$S_{2H}=10$ ВА

Трансформаторов тока на СД (Цех воздухоудвки):  $I_{сд}=64,9$  А; примем трансформатор тока ТПЛК-10У3:  $I_H=100$  А;  $U_H=10$  кВ;  $S_H=10$  ВА.

Таблица 4.18

Расчетные величины	По каталогу
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$
$I_{сд} = 64,9 \text{ А}$	$I_H = 100 \text{ А}$
$i_{уд} = 33,5 \text{ кА}$	$I_{дин} = 74,5 \text{ кА}$
$S_{2p} = 9,4 \text{ ВА}$	$S_{2H} = 10 \text{ ВА}$

Трансформаторов тока на ДСП-25:  $I_{сд} = 246,5 \text{ А}$ ; примем трансформатор тока ТПЛК-10УЗ:  $I_H = 300 \text{ А}$ ;  $U_H = 10 \text{ кВ}$ ;  $S_H = 10 \text{ ВА}$ .

Таблица 4.19

Расчетные величины	По каталогу
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$
$I_{сд} = 246,5 \text{ А}$	$I_H = 300 \text{ А}$
$i_{уд} = 33,5 \text{ кА}$	$I_{дин} = 74,5 \text{ кА}$
$S_{2p} = 9,4 \text{ ВА}$	$S_{2H} = 10 \text{ ВА}$

Трансформаторов тока на ДСП-12:  $I_{сд} = 154,1 \text{ А}$ ; примем трансформатор тока ТПЛК-10УЗ:  $I_H = 200 \text{ А}$ ;  $U_H = 10 \text{ кВ}$ ;  $S_H = 10 \text{ ВА}$ .

Таблица 4.20

Расчетные величины	По каталогу
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$
$I_{сд} = 154,1 \text{ А}$	$I_H = 200 \text{ А}$
$i_{уд} = 33,5 \text{ кА}$	$I_{дин} = 74,5 \text{ кА}$
$S_{2p} = 9,4 \text{ ВА}$	$S_{2H} = 10 \text{ ВА}$

### 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 4.21

Прибор	Тип	$S_{об-ки}$ , ВА	Число об-к	$\cos\varphi$	$\sin\varphi$	Число приборов	$P_{общ}$ , Вт	$Q_{\Sigma}$ , вар
V	Э-335	2	2	1	0	2	8	-
W	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	-
Var	И-335	1,5	2	1	0	1	3	-
Wh	СА3-И681	3 Вт	2	0,38	0,925	13	78	189,5
Varh	СР4-И689	3 вар	2	0,38	0,925	13	78	189,5
Итого							170	379

Расчетная вторичная нагрузка:

$$S_{2p} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{170^2 + 379^2} = 415 \text{ ВА}$$

Принимаем ТН типа НТМК -10-71У3

Таблица 4.22

$U_{HT} = 10 \text{ кВ}$	$U_{HT} = 10 \text{ кВ}$
$S_{H2} = 640 \text{ кВА}$	$S_{p2} = 415 \text{ ВА}$
Схема соединения обмоток $Y^{\Delta}/Y^{\Delta} / \langle 1-0$	

Выбор выключателей нагрузки

ТП1,2  $I_p = 65,9 \text{ А}$ ; ТП3,4  $I_p = 93,3 \text{ А}$ ; ТП5,6  $I_p = 68,1 \text{ А}$

Для всех трансформаторов принимаем выключатель нагрузки типа ВНПу-20/400-10зпУ3

Таблица 4.23

Расчетные	Паспортные
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$
$I_{расч} = 65,9-93,3 \text{ А}$	$I_H = 400 \text{ А}$
$I_K = 13,2 \text{ кА}$	$I_{отк} = 20 \text{ кА}$

Выбор силовых кабелей отходящих линий

Выбор кабелей производится по следующим условиям:

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

Выбираем кабель ГПП-ТП1-ТП2:

$$S_{pГПП,2} = \sqrt{(P_{pГПП,2} + \Delta P_{тр})^2 + (Q_{pГПП,2} + \Delta Q_{тр})^2} =$$

$$= \sqrt{(2103,5 + 30,1)^2 + (936,6 + 148,6)^2} = 2393,7 \text{ кВА.}$$

$$I_p = \frac{S_{pГПП,2}}{2 \times \sqrt{3} \times U_H} = \frac{2393,7}{2 \times \sqrt{3} \times 10,5} = 65,9 \text{ А}, \quad I_{ав} = 2 \times I_p = 2 \times 65,9 = 132,8 \text{ А.}$$

а) по экономической плотности тока:

$$F_{\text{э}} = \frac{I_{\text{р}}}{j_{\text{эк}}} = \frac{132,8}{1,4} = 95 \text{ мм}^2. \quad j_{\text{эк}}=1,4 \frac{\text{А}}{\text{мм}^2} \text{ - для } T_{\text{м}}= 3000-5000\text{ч.}$$

Принимаем кабель марки ААШВ-10-(3×95);  $I_{\text{доп}}= 205 \text{ А}$ ;

б) проверим выбранный кабель по термической стойкости к  $I_{\text{кз}}$ , найдем минимальное сечение кабеля по  $I_{\text{кз}}$ :  $F_{\text{min}}=\alpha \times I_{\text{кз}} \times \sqrt{t_{\text{привед}}} = 12 \times 13,2 \times \sqrt{0,4} = 100 \text{ мм}^2$ , принимаем окончательно кабель ААШВ-10-(3×120),  $I_{\text{доп}}= 265 \text{ А}$ ;

в) проверка по аварийному току:  $I_{\text{доп ав}} = 1,3 \times 265 = 344,5 \text{ А} \geq 132,8 \text{ А}$ ;

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

$$I_{\text{р}}/K_{\text{попр}}, \text{ А}, (265 \text{ А} > 177 \text{ А}).$$

Условия выполняются, тогда окончательно принимаем кабель марки ААШВ-10-(3×120),  $I_{\text{доп}}= 265 \text{ А}$ .

Все расчетные данные выбора остальных кабелей занесены в таблицу 4.24 – Кабельный журнал.

### Выбор шин ГПП

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

Выбираем твердотянутые алюминиевые шины прямоугольного сечения марки АТ-80×8;  $I_{\text{доп}}=1320 \text{ А}$  (одна полоса на фазу),  $I_{\text{ав}}= 1187,6 \text{ А}$ ;  $i_{\text{уд}}= 33,5 \text{ кА}$

а)  $I_{\text{доп}} \geq I_{\text{ав}}$  ( $1320 \text{ А} > 1187,6 \text{ А}$ )

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

$$F_{\text{min}}=\alpha \times I_{\text{кз}} \sqrt{t_{\text{привед}}} \text{ мм}^2 = 12 \times 13,2 \times 1 = 158,4 \text{ мм}^2 < 640 \text{ мм}^2;$$

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

$$f = \frac{1,75 \times 10^{-2} \times i_{\text{уд}}^2 \times L}{a} = \frac{1,75 \times 10^{-2} \times 33,5^2 \times 80}{100} = 15,7 \text{ кгс};$$

$$W=0,167 \times b \times h^2 = 0,167 \times 0,8 \times 8 = 1,1 \text{ см}^3$$

$$\sigma_{\text{расч}} = \frac{f \times L}{10 \times W} = \frac{15,7 \times 80}{10 \times 1,1} = 114 \frac{\text{кгс}}{\text{см}^2}.$$

где  $L=80$  см-расстояние между изоляторами;

$a=100$  см-расстояние между фазами;

$b=0,8$  см-толщина одной полосы;

$h=8$  см-ширина (высота) шины.

Из условия видно, что шины динамически устойчивы.

### Выбор изоляторов

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

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

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

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

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

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

$$F_{расч} = \frac{\sqrt{3} \times 10^{-1} \times i_{уд}^2 \times L}{a} = \frac{\sqrt{3} \times 10^{-1} \times 33,5^2 \times 80}{100} = 155 \text{ кгс.}$$

Выбираем изолятор типа ОНШ-10-1000 У1,  $F_{разруш} = 1000$  кгс.

$F_{доп} = 0,6 \times F_{разруш} = 0,6 \times 1000 = 600$  кгс. ( $> 155$  кгс), условие выполняется.

Таблица 4.24 – Кабельный журнал

Наименование участка	Sp, кВА	Кол-во кабелей в траншее	Нагрузка		По экономической плотности тока, мм <sup>2</sup>		По допустимой нагрузке, мм <sup>2</sup>		По току короткого замыкания, мм <sup>2</sup>		Выбранный кабель	I <sub>доп</sub> , А
			I <sub>p</sub> , А	I <sub>ав</sub> , А	j <sub>э</sub>	F <sub>э</sub>	K <sub>п</sub>	F <sub>доп</sub>	I <sub>к</sub> , А	S		
ГПП-ТП1-ТП2	2393,7	6	65,9	132,8	1,4	47	0,75	50	13,2	100	ААШВ-10-(3×120)	265
ГПП-ТП3-ТП4	3390,6	6	93,3	186,6	1,4	67	0,75	70	13,2	100	ААШВ-10-(3×120)	265
ГПП-ТП5-ТП6	2475,7	6	68,1	136,2	1,4	49	0,75	50	13,2	100	ААШВ-10-(3×120)	265
ТП1-ТП2	797,9	1	43,9	-	1,4	31	1	50	13,2	100	ААШВ-10-(3×120)	265
ТП3-ТП4	1695,3	2	46,65	93,3	1,4	33	0,9	50	13,2	100	ААШВ-10-(3×120)	265
ТП5-ТП6	825,2	1	45,4	-	1,4	32	1	50	13,2	100	ААШВ-10-(3×120)	265
ГПП-СД (цех № 9)	700	6	32,7	-	1,4	23	0,75	50	13,2	100	ААШВ-10-(3×120)	265
ГПП-СД (цех № 10)	1388	6	64,9	-	1,4	46	0,75	50	13,2	100	ААШВ-10-(3×120)	265
ГПП-ДСП-25	4478,5	6	246,5	-	1,4	176	0,75	240	13,2	100	ААШВ-10-(3×240)	355
ГПП-ДСП-12	2799,6	6	154,1	-	1,4	110	0,75	120	13,2	100	ААШВ-10-(3×120)	265

## 5 Автоматическое регулирование мощности высоковольтных компенсирующих устройств реактивной мощности

### 5.1 Реактивная мощность

Реактивная мощность-мощность, которую источник переменного тока в течение одной четверти периода, отдаёт во внешнюю цепь, обладающую реактивным сопротивлением, а в течение другой четверти периода получает её обратно. Характеризует энергию, не потребляемую во внешней цепи, а колеблющуюся между внешней цепью, и источником, т.е. ёмкостную и индуктивную энергию, временно накапливаемую, а затем отдаваемую источнику.

Выражается произведением напряжения, на зажимах данной цепи на реактивную составляющую тока в ней. Если реактивная составляющая, тока больше активной составляющей, то и реактивная мощность будет, больше фактически потребляемой в цепи мощности.

### 5.2 Компенсация реактивной мощности

При подключении к электрической сети активно-индуктивной нагрузки ток  $I_H$  отстаёт от напряжения  $U$  на угол сдвига  $\varphi$ . Косинус этого угла ( $\cos \varphi$ ) называется коэффициентом мощности.

Электроприёмники с такой нагрузкой потребляют, как активную  $P$ , так и реактивную  $Q$  мощность. Реактивная мощность  $Q = P \operatorname{tg} \varphi$ .

Активная энергия, потребляемая электроприёмниками, преобразуется в другие виды энергии: механическую, тепловую, энергию сжатого воздуха и газа и т.п. Определённый процент активной энергии, расходуется на потери. Реактивная мощность  $Q$  не связана с полезной работой ЭП, и расходуется на создание, электромагнитных полей в электродвигателях, трансформаторах, линиях.

Из курса ТОЭ известно, что реактивная мощность может иметь индуктивный, или ёмкостной характер. Условимся считать реактивную индуктивную, мощность  $Q_L$  нагрузочной или потребляемой, а реактивную ёмкостную, мощность  $Q_C$  генерируемой.

Прохождение в электрических сетях реактивных токов, обуславливает добавочные потери, активной мощности в линиях, трансформаторах, генераторах электростанций, дополнительные потери напряжения, требуют увеличения номинальной мощности, или числа трансформаторов, снижает пропускную способность всей СЭС.

Полная мощность



$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} = P / \cos \varphi ; \quad (5.1)$$

потери активной мощности

$$P\Delta = (P^2 + Q^2)R / U_{НОМ}^2 ; \quad (5.2)$$

коэффициент мощности

$$\cos \varphi = P / S = P / \sqrt{P^2 + Q^2} ; \quad (5.3)$$

потери напряжения

$$\Delta U = (PR + QX) / U_{НОМ} , \quad (5.4)$$

где  $P$ ,  $Q$ ,  $S$  -соответственно активная, реактивная и полная мощности;  
 $R$  и  $X$  –соответственно активное и реактивное сопротивления элементов электрической сети;

$U_{НОМ}$  -номинальное напряжение сети.

Основным потребителем реактивной мощности, индуктивного характера на промышленных предприятиях являются, асинхронные двигатели АД (60-65 % общего её потребления), трансформаторы, включая сварочные (20-25%), вентильные преобразователи, реакторы и прочие ЭП.

Реактивной мощностью дополнительно, нагружаются питающие и распределительные, сети предприятия, соответственно увеличивается общее потребление электроэнергии. Меры по снижению потребления реактивной мощности: естественная, компенсация (естественный  $\cos \varphi$ ) без применения специальных компенсирующих, устройств (КУ); искусственная компенсация, называемая чаще просто компенсацией.

Естественная компенсация реактивной мощности, не требует больших материальных затрат и должна проводится, на предприятиях в первую очередь. К естественной компенсации относятся:

упорядочение и автоматизация, технологического процесса, ведущие к выравниванию графика нагрузки и улучшению, энергетического режима оборудования (равномерное размещение нагрузок по фазам, смещение времени обеденных перерывов отдельных цехов, и участков, перевод энергоёмких крупных ЭП на работу вне часов максимума, энергосистемы и, наоборот, вывод в ремонт мощных ЭП в часы максимума в энергосистемы и т.п.);

создание рациональной схемы электроснабжения, за счёт уменьшения количества ступеней трансформации;

замена трансформаторов и другого электрооборудования, старых конструкций на новые, более совершенные с меньшими потерями на перемагничивание;

замена малозагруженных трансформаторов и двигателей, трансформаторами и двигателями меньшей, мощности и их полная загрузка;

применение *СД* вместо *АД*, когда это допустимо по условиям технологического процесса;

ограничение продолжительности *ХХ* двигателя и сварочных трансформаторов, сокращение длительности, и рассредоточение во время пуска крупных *ЭП*;

улучшение качества, ремонта электродвигателей, уменьшение переходных сопротивлений контактных соединений;

отключение при малой нагрузке, (например, в ночное время, в выходные и праздничные дни) части силовых трансформаторов.

### 5.3 Средства компенсации реактивной мощности

Для искусственной компенсации, реактивной мощности, называемой иногда «поперечной» компенсацией, применяются специальные компенсирующие устройства, являющиеся источниками реактивной энергии ёмкостного характера.

Средневзвешенный коэффициент мощности за время  $t$

$$\cos \varphi = W_{at} / \sqrt{W_{at}^2 + W_{pt}^2} \quad (5.5)$$

где  $W_{at}$  и  $W_{pt}$  -соответственно расход активной и реактивной электроэнергии за рассматриваемый промежуток времени.

Однако в соответствии со старым руководящими, указаниями по компенсации реактивной мощности предприятия не были, заинтересованы в отключении установленных КУ в часы минимальных нагрузок. В связи с этим в питающей энергосистеме часто наблюдалась перекомпенсация, реактивной мощности. Перекомпенсация- это избыточная реактивная мощность, вырабатываемая компенсирующей установкой в периоды понижения, нагрузок (ночью, в обеденные перерывы, в нерабочие и праздничные дни и т.п.) и передаваемая в сеть энергосистемы. Результатом перекомпенсации, являлось увеличение суммарных потерь мощности и энергии в электрических сетях и усложнение, и удорожание устройств, регулирования напряжения.

По этой причине в новых «Правилах пользования электрической и тепловой энергией», введённых в действие с 1 января 1982 г., указывается не нормируемое значение коэффициента мощности (0,92-0,95), а та суммарная реактивная мощность компенсирующих устройств, которая должна быть

установлена на предприятии согласно заданию энергосистемы. Для стимулирования мероприятий, по компенсации реактивной мощности Минэнерго установлена новая шкала скидок и надбавок к тарифу за электроэнергию в зависимости от степени, компенсации реактивной мощности у потребителей.

Наглядное представление о сущности, компенсации реактивной мощности даёт (рисунок 5.1). На рисунке 5.1 а изображена схема электрической цепи. Пусть до компенсации, потребитель имел активную мощность  $P$ , соответственно ток  $I_a$  (отрезок  $OB$  на рисунке 5.1, б) и реактивную мощность, от индуктивной нагрузки  $Q_1$  с соответствующим током  $I_L$  (отрезок  $BA$ ). Полной мощности  $S_1$  соответствует вектор  $I_H$  (отрезок  $OA$ ). Коэффициент мощности, до компенсации  $\cos \varphi_1$ . Векторная диаграмма компенсации представлена на (рисунок 5.1, в).

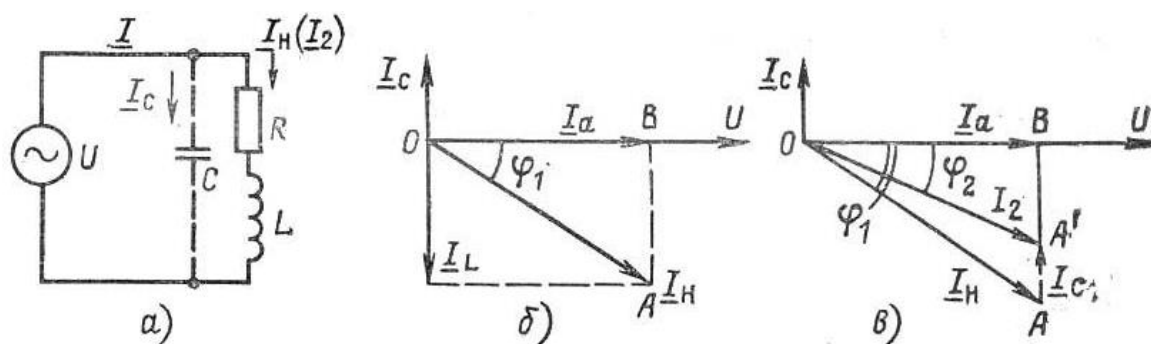


Рисунок 5.1 – Векторная диаграмма компенсации реактивной мощности

После компенсации, т.е. после подключения параллельно нагрузке КУ (конденсатора) с мощностью  $Q_k$  (ток  $I_c$ ), суммарная реактивная мощность потребителя будет уже  $Q_1 - Q_k$  (ток  $I_L - I_c$ ) и соответственно снизится угол сдвига фаз с  $\varphi_1$  до  $\varphi_2$  и повысится, коэффициент мощности с  $\cos \varphi_1$  до  $\cos \varphi_2$ . Полная потребляемая мощность, при той же потребляемой активной мощности  $P$  (токе  $I_a$ ) снизится с  $S_1$  (ток  $I_H$ ) до  $S_2$  (ток  $I_2$ ) (отрезок  $OA'$ ). Следовательно, в результате компенсации можно при том же сечении проводов повысить пропускную, способность сети при активной мощности.

К техническим средствам компенсации, реактивной мощности относятся следующие виды компенсирующих устройств: конденсаторные батареи (КБ), синхронные двигатели, вентильные статические, источники реактивной мощности (ИРМ).

## 5.4 Конденсаторные батареи

Наибольшее распространение на промышленных предприятиях, имеют конденсаторы (КБ)-крупные (в отличие от конденсаторов радиотехники)

специальные устройства, предназначенные для выработки реактивной ёмкостной мощности. Конденсаторы изготовляют на напряжение 220, 380, 660, 6300 и 10500 В в однофазном и трёхфазном исполнении, для внутренней и наружной установки. Они бывают масляные (КМ) и соволочные (КС). Диэлектрическая проницаемость совола, примерно вдвое больше, чем масла. Однако отрицательная допустимая температура составляет  $-10^{\circ}\text{C}$  для соволочных конденсаторов, в то время как масляные могут работать при температуре  $-40^{\circ}\text{C}$ . Широкое применение конденсаторов для компенсации реактивной мощности объясняется их значительными преимуществами по сравнению с другими видами КУ: незначительные, удельные потери активной мощности до 0,005 кВт/квар, отсутствие вращающихся частей, простота монтажа и эксплуатации, относительно невысокая стоимость, малая масса, отсутствие шума во время работы, возможность установки около отдельных групп ЭП и т.д.

Недостатки конденсаторных батарей: пожароопасность, наличие остаточного заряда, повышающего опасность, при обслуживании; чувствительность к перенапряжениям, и толчкам тока; возможность только ступенчатого, а не плавного регулирования мощности.

Конденсаторы, как правило, собираются в батареи (КБ) и выпускаются заводами электротехнической промышленности в виде комплектных компенсирующих устройств (ККУ). На (рисунке 5.2) изображён общий вид ККУ напряжением 380 В и мощностью 300 квар.

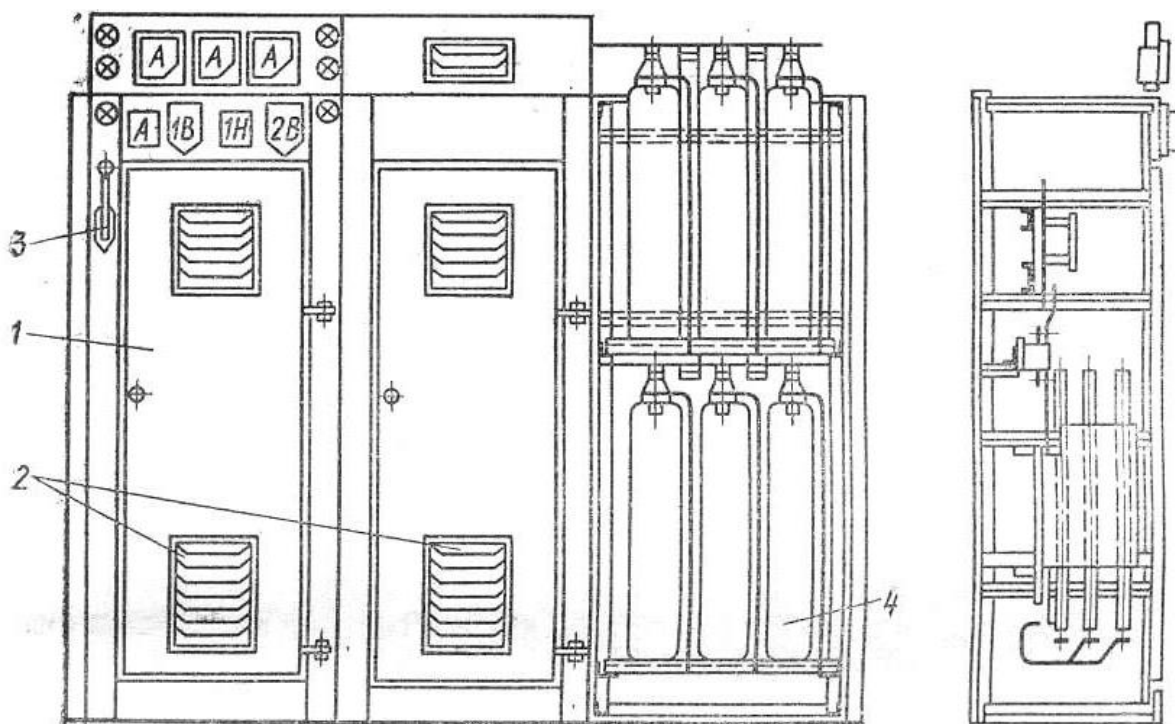


Рисунок 5.2 – Конструкция ККУ напряжением 380 В, мощностью 300 квар:  
 1- шкаф ввода; 2- шкаф конденсаторной батареи; 3- рубильник; 4- масляный конденсатор

Удельная стоимость конденсаторов, высокого напряжения меньше удельной стоимости конденсаторов низкого напряжения, но конденсаторы низкого напряжения проще и надёжнее в эксплуатации. Комплектные конденсаторные установки имеют встроенное, разрядное сопротивление  $R$  для снятия остаточного напряжения, при отключении ККУ от сети. Иногда в качестве разрядного сопротивления, применяют два однофазных трансформатора напряжения TV (рисунок 5.3, б)

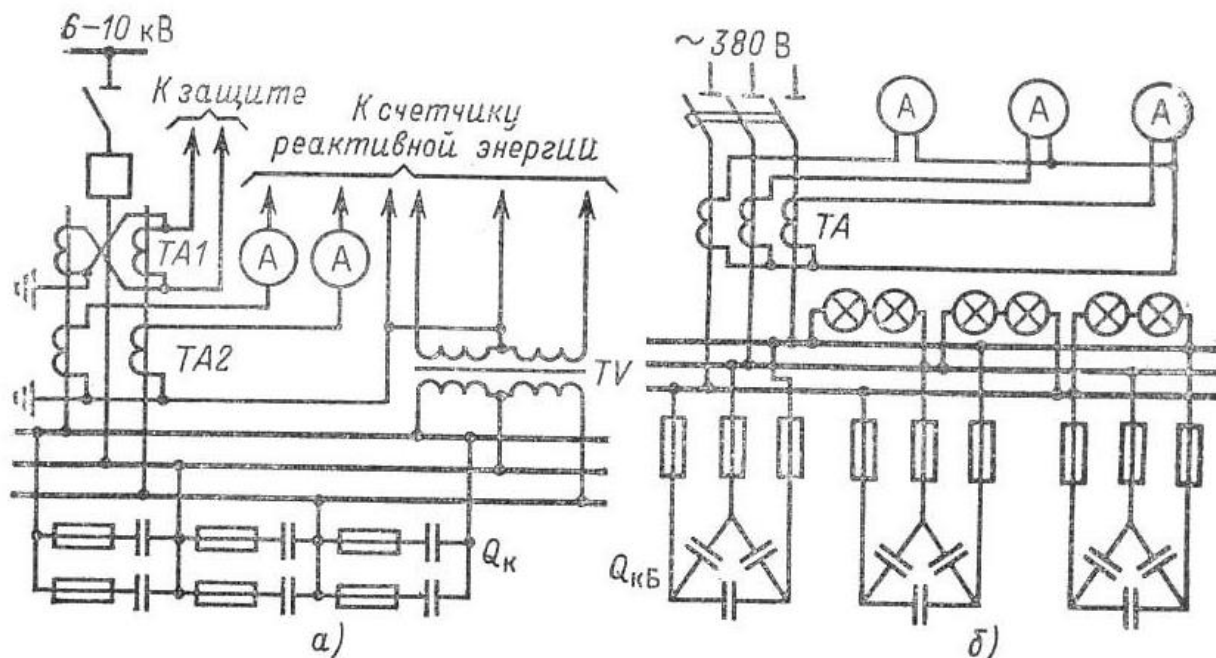


Рисунок 5.3 – Схема включения КУ на шинах 6-10 кВ (а) и в распределительной сети 0,38 кВ (б)

За счёт присоединения к сети КУ с мощностью  $Q_k$  уменьшаются потери мощности и напряжения. После компенсации потери мощности

$$\Delta P = \frac{[P^2 + (Q - Q_k)^2]R}{U_{ном}^2} + \Delta P_{КУ}, \quad (5.6)$$

где  $\Delta P_{КУ}$  - потери мощности в компенсирующем устройстве, кВт.

Потери напряжения после компенсации, В,

$$\Delta U = \frac{PR + (Q - Q_k)X}{U_{ном}}. \quad (5.7)$$

## 5.5 Синхронные двигатели

Рассмотрим другой вид КУ- синхронные двигатели.

Из курса «Электрические машины» известно, что при увеличении тока возбуждения выше номинального, значения синхронные двигатели (СД) могут вырабатывать реактивную мощность, следовательно, их можно использовать как средство компенсации, реактивной мощности. Главным отличием СД от АД является то, что магнитное поле, необходимое для

действия СД, создаётся в основном от отдельного, источника постоянного тока (возбудителя). Вследствие этого СД в нормальном режиме (при  $\cos \varphi = 1$ ) почти не потребляет, из сети реактивной мощности, необходимой для создания главного магнитного потока, а в режиме перевозбуждения, т.е. при работе с опережающим, коэффициентом мощности, может генерировать ёмкостную мощность в сеть.

Синхронные двигатели, выпускаемые отечественной промышленностью, рассчитаны, на опережающий коэффициент мощности  $\cos \varphi = 0,9$  и при номинальной активной нагрузке  $P_{НОМ}$  и напряжении  $U_{НОМ}$  могут вырабатывать, номинальную реактивную мощность:

$$Q_{НОМ} \approx 0,5P_{НОМ} \cdot \quad (5.8)$$

При недогрузке СД по активной мощности  $\beta = P/P_{НОМ} < 1$  возможна перегрузка по реактивной мощности  $\alpha = Q/Q_{НОМ} > 1$ .

Средние значения, коэффициента нагрузки по реактивной мощности  $\alpha$  в зависимости от изменения активной нагрузки  $\beta$  и напряжения сети для СД некоторых серий, напряжением 6-10 кВ.

Преимуществом СД, используемым для компенсации реактивной мощности, по сравнению с КБ является возможность плавного регулирования генерируемой, реактивной мощности.

Недостатком является то, что активные потери на генерирование реактивной мощности, для СД больше, чем для КБ, так как зависят от квадрата генерируемой мощности СД.

Дополнительные активные потери, в обмотке СД, кВт, вызываемые генерируемой реактивной мощностью в пределах изменения  $\cos \varphi$  от 1 до 0,9 при номинальной, активной мощности СД, равной  $P_{НОМ}$

$$\Delta P_{НОМ} = Q_{НОМ}^2 r / U_{НОМ}^2, \quad (5.9)$$

где  $Q_{НОМ}$  -номинальная реактивная мощность СД, квар;

$r$  –сопротивление одной фазы обмотки СД в нагретом состоянии, Ом;

$U_{НОМ}$  -номинальное напряжение сети, кВ.

В общем случае когда  $P$ ,  $Q$ , и  $U$  отличаются от номинальных значений, потери активной мощности, кВт, на генерирование реактивной мощности:

$$\Delta P = D_1 \frac{Q'}{Q_{НОМ}} + D_2 \frac{(Q')^2}{Q_{НОМ}^2}, \quad (5.10)$$

где  $Q'$  -величина генерируемой синхронным двигателем реактивной мощности, квар;  $D_1$  и  $D_2$  -постоянные величины кВт.

Реактивная мощность  $Q'$ , генерируемая синхронным двигателем при активной нагрузке  $P < P_{НОМ}$ ,

$$Q' = \alpha P \operatorname{tg} \varphi_{НОМ} / \eta_{НОМ}, \quad (5.11)$$

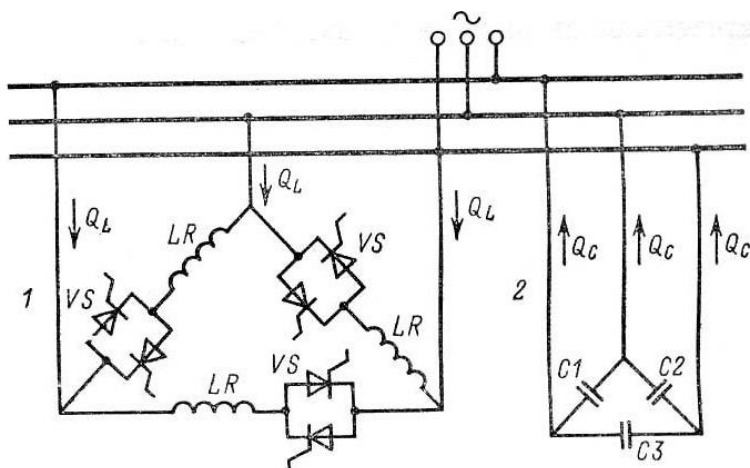
где  $\alpha$  - коэффициент перегрузки по реактивной мощности таблице 2;  $P$  - активная нагрузка СД, кВт;  $\operatorname{tg} \varphi_{НОМ}$  и  $\eta_{НОМ}$  -соответственно тангенс угла  $\varphi$  и КПД двигателя, принимаемые по каталогу (паспорту) СД.

Следует отметить, что  $D_1 + D_2 = \Delta P_{НОМ}$ . Следовательно, сумма постоянных, коэффициентов  $D_1$  и  $D_2$  определяет активные потери СД, вызванные генерированием реактивной мощности  $Q_{НОМ}$  при номинальном напряжении ( $U_{НОМ}$ ) и активной мощности ( $P_{НОМ}$ ). Как правило, в системах электроснабжения, промышленных предприятий КБ компенсируют реактивную мощность, базисной (основной) части графиков нагрузок, а СД снижают, главным образом, пики нагрузок графика.

## 5.6 Синхронные компенсаторы

Разновидностью СД являются синхронные компенсаторы (СК), которые представляют собой СД, облегчённой конструкции без нагрузки на валу. В настоящее время выпускается СК мощностью выше 5000 квар; они имеют ограниченное применение в сетях промышленных предприятий и лишь в ряде случаев используются, для улучшения показателей качества напряжения у мощных ЭП с резкопеременной ударной нагрузкой (дуговые печи, прокатные станы и т.п.). В сетях с резкопеременной, ударной нагрузкой на напряжении 6-10 кВ рекомендуется применение не конденсаторных батарей, а специальных быстродействующих источников реактивной, мощности (ИРМ), Которые должны устанавливаться, вблизи таких ЭП. Схема ИРМ приведена на (рис. 5.4). В ней в качестве регулируемой индуктивности используются индуктивности LR и нерегулируемые ёмкости C1-C3.

Регулирование индуктивности, осуществляется тиристорными группами VS, управляющие электроды которых, подсоединены к схеме управления. Достоинствами статических ИРМ является отсутствие вращающихся частей, относительная плавность, регулирования реактивной мощности, выдаваемой в сеть, возможность трёх- и четырёхкратной перегрузки по реактивной мощности. К недостаткам, относится появление высших гармоник, которые могут возникнуть при глубоком, регулировании реактивной мощности.



LR- индуктивный элемент для плавного регулирования колебаний напряжения с помощью тиристорных ключей VS; 1- фильтр высших гармоник 5-го, 7-го, 9-го и т.д. порядка; 2-С-1-С-3 батареи конденсаторов (нерегулируемая часть) для компенсации постоянной составляющей реактивной мощности.

Рисунок 5.4 – Принципиальная схема статических быстродействующих ИРМ, применяемых для компенсации реактивной мощности ЭП с ударными нагрузками

## 5.7 Автоматическое регулирование ВБК

Регулирование мощности компенсирующих устройств в сетях промышленных предприятий.

При решении вопросов регулирования, мощности компенсирующих устройств необходимо учитывать условия работы как внутриводской системы электроснабжения, так и энергетической, системы: эффект от регулирования реактивной мощности в большей или меньшей степени распространяется и на энергетическую систему. Если в энергетической системе даже в ночное время наблюдается недостаток, реактивной мощности, то целесообразна круглосуточная работа конденсаторных установок промышленных предприятий. Если же в ночное, время в энергетической системе отсутствует дефицит реактивной мощности, то конденсаторные установки промышленных предприятий должны, па это время полностью отключаться. Оставление их в работе может, недопустимо повысить напряжение в сети и причинить ущерб, как электроприемникам, так и самим конденсаторам. Если в данном районе, в периоды малых нагрузок необходимо обеспечить, режим напряжения, а установленные в системе синхронные компенсаторы работают в, индуктивном режиме, то работа конденсаторных установок на предприятиях, в это время является недопустимой. Таким образом, энергетическая система должна устанавливать наиболее рациональное распределение реактивных нагрузок между синхронными компенсаторами энергетической, системы и конденсаторными установками промышленных предприятий с учетом уровней напряжения в сети, а также экономической целесообразности.



Как правило, регулирование мощности конденсаторных установок требуется преимущественно, при небольшой нагрузке и в ночное время. В периоды максимума нагрузки, например днем, конденсаторные установки промышленных предприятий должны полностью участвовать в покрытии реактивных нагрузок. При изменении, активных и реактивных нагрузок промышленных предприятий во многих случаях целесообразно изменять мощность подключаемых конденсаторных установок. Постоянное включение конденсаторных установок при переменных, режимах нагрузки ведет к отклонению от наивыгоднейшего режима компенсации, колебаниям напряжения и увеличению потерь в сети. Для поддержания наивыгоднейшего режима работы сети целесообразно либо иметь, устройство, автоматически регулирующее мощность конденсаторной установки в зависимости от изменения тока нагрузки, напряжения, времени суток и т. п., либо регулировать мощность конденсаторной установки с диспетчерского пункта.

Необходимо отметить, что нерегулируемые, конденсаторные установки практически не всегда улучшают режим работы, электрической сети, поскольку при этом получается почти одинаковое повышение напряжения при любых нагрузках сети, что может привести к недопустимому повышению напряжения в режимах малых нагрузок. Кроме того, в режимах малых нагрузок в части электрической сети могут появляться опережающие токи, которые приведут к увеличению потерь электроэнергии, т. е. к снижению экономичности работы электрической сети.

При достаточно большой установленной, мощности нерегулируемых конденсаторных установок, опережающие токи в режимах малых нагрузок могут возникнуть даже в питающих сетях. Поэтому наиболее экономичный режим работы электрических сетей промышленных, предприятий может быть достигнут лишь применением автоматического регулирования мощности конденсаторных установок.

Из анализа суточных графиков нагрузок, промышленных предприятий выявляются следующие виды изменения реактивных нагрузок по времени, вызываемых технологическими процессами:

1) медленные изменения среднего уровня суммарной нагрузки, обусловленные технологическими и другими причинами, определяющими суточный график нагрузки предприятий, ночной минимум летом, вечерний максимум зимой и др. В этих случаях изменения реактивных нагрузок должны регулироваться компенсирующими, устройствами энергетической системы либо автоматическим регулированием конденсаторных установок промышленных предприятий, либо взаимным сочетанием обоих этих мероприятий с учетом обеспечения, максимальной экономичности электроснабжения предприятия;

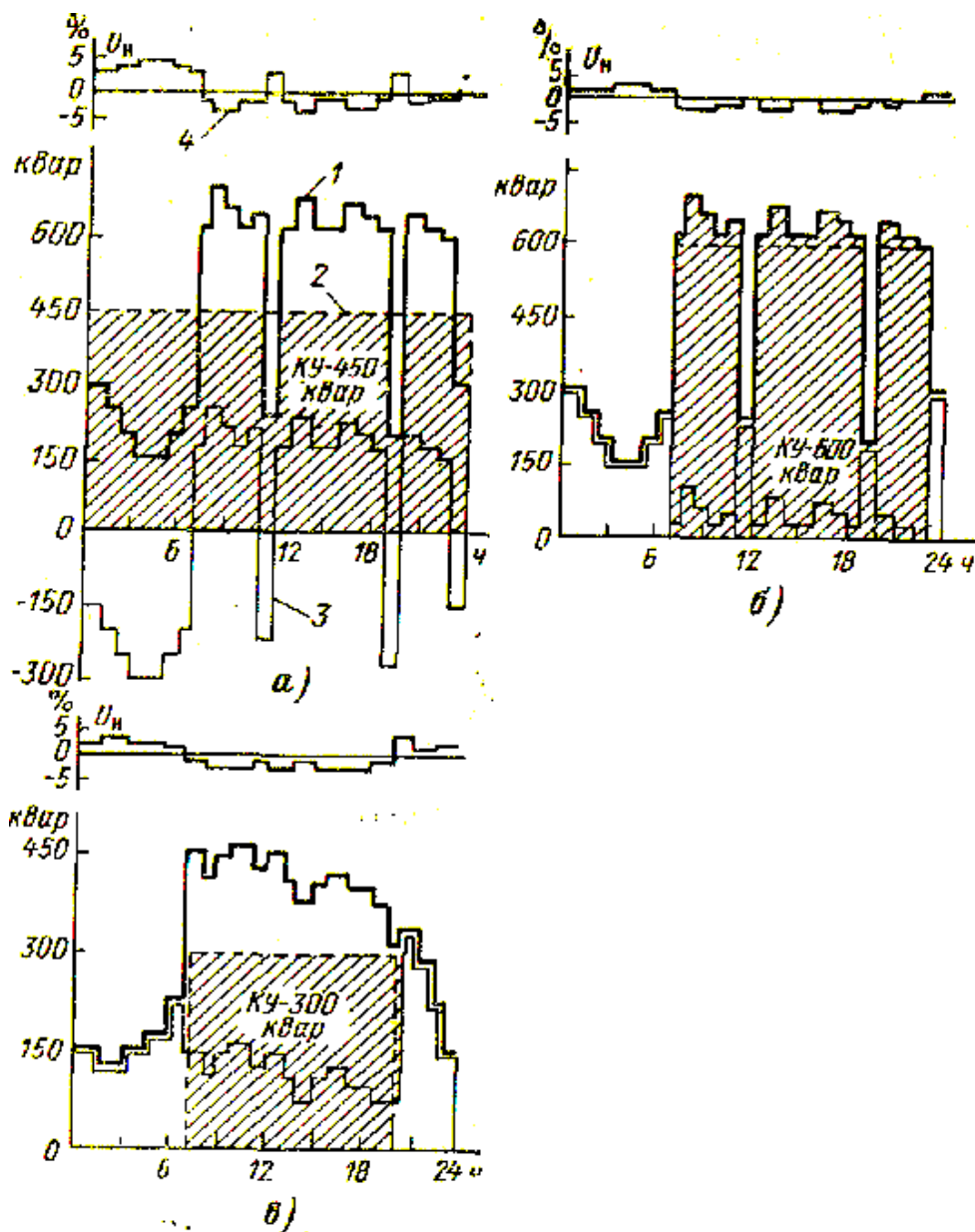
2) быстрые колебания нагрузки около среднего уровня, вызванные случайными включениями или отключениями, потребителей, как например, толчки нагрузки, связанные с работой мощных потребителей или другими технологическими причинами. Период таких, колебаний нагрузок может

составлять несколько минут. Ликвидация сравнительно быстрых колебаний, и набросов реактивных нагрузок, которые, в некоторых случаях могут сопровождаться снижением напряжения, и привести к нарушению устойчивости электрической системы, целесообразно осуществлять форсированием возбуждения синхронных двигателей или синхронных компенсаторов, а также кратковременным форсированием мощности конденсаторных установок.

Особое место в этом случае, занимают статические устройства, позволяющие практически, безынерционно регулировать генерируемую реактивную мощность. Имеется в виду применение реакторов, с подмагничиванием и вентиляей, с искусственной коммутацией, устройства с параллельным включением емкости, и регулируемой индуктивности. При наличии этих устройств электрическая система в целом может работать экономичнее, поскольку, улучшаются условия ее, статической устойчивости. Следовательно, подобная, задача о применении регулируемых источников реактивной мощности, должна решаться в комплексе с вопросами регулирования напряжения, в узлах нагрузки общей системы электроснабжения предприятия.

Для проведения анализа нагрузки, промышленных предприятий рассмотрим приведенные на рисунке 5.5 суточные графики потребляемой реактивной мощности, этих предприятий и компенсации ее конденсаторными установками. Когда конденсаторная установка, включена постоянно в течение суток (рисунок 5.5,а), при минимальной, нагрузке в ночные часы и обеденные перерывы происходит перекомпенсация реактивной мощности и повышение напряжения выше номинального. В часы максимума нагрузки предприятия компенсация реактивной мощности оказывается недостаточной.

Для обеспечения нормальной работы, необходимо применять регулирующее, компенсирующее устройство, причем экономический эффект тем больше, чем больше степень неравномерности графика нагрузки предприятия. Когда применена регулируемая, конденсаторная установка, включаемая автоматически в зависимости от времени суток (рис. 5.5,б), происходит более равномерная компенсация реактивной мощности, при этом уменьшаются колебания напряжения и напряжение приближается к номинальному. Регулируемая мощность конденсаторной установки определяется исходя из наилучшей компенсации суточного графика потребления реактивной мощности. Если для промышленного предприятия по условиям энергосистемы и другим мероприятиям по регулированию напряжения необходимо уменьшить отклонение уровня напряжения в нормированных пределах, применяется регулируемая конденсаторная установка, управляемая автоматически в зависимости от напряжения сети (рисунок 5.5,в). В этом случае для поддержания номинального напряжения конденсаторная установка должна автоматически включаться при увеличении нагрузки и понижении напряжения сети ниже номинального и автоматически отключаться при повышении напряжения в сети выше номинального.



а - регулирования нет, конденсаторы постоянно включены: 1 - потребляемая реактивная мощность; 2 - реактивная мощность, которую компенсируют установки; 3 - реактивная мощность в результате компенсации; 4 - напряжение в результате компенсации; б - одноступенчатое автоматическое регулирование по времени суток; в - одноступенчатое автоматическое регулирование по напряжению.

### 5.5 – Графики потребляемой реактивной мощности и компенсация ее конденсаторными установками

При несоблюдении этих условий, например, в ночные часы минимальной нагрузки предприятия, когда напряжение сети выше номинального, а конденсаторная установка будет оставаться включенной, произойдет еще большее повышение напряжения и увеличение потерь электрической энергии. На подстанциях, питающих потребителей, нагрузка которых изменяется в течение суток, причем изменение нагрузки сопровождается соответствующим изменением реактивной мощности,

автоматическое регулирование мощности конденсаторных установок может быть осуществлено в зависимости от тока нагрузки.

Таким образом, применение регулируемых конденсаторных установок, является средством получения, дополнительной экономии от уменьшения потерь электроэнергии при неравномерном графике реактивной нагрузки, а также средством регулирования, уровня напряжения, увеличения пропускной способности электрических, сетей и получения дополнительной мощности трансформаторов в связи с разгрузкой их от реактивной мощности.

Выбор числа и мощности ступеней регулирования конденсаторных установок

Для потребителей электроэнергии, у которых изменения нагрузок отличаются от графика суммарной нагрузки сети, обеспечение качества напряжения за счет централизованного регулирования, в большинстве случаев затруднительно. Возникает необходимость в применении средств местного регулирования. Наиболее целесообразным средством, в этом случае являются конденсаторные установки, при использовании которых одновременно повышается и экономичность работы сети. При использовании в качестве компенсирующих устройств конденсаторных установок, следует учитывать, что они допускают только, ступенчатое регулирование. Количество ступеней регулирования конденсаторных установок может быть определено на основании изучения материалов диспетчерской службы. Для вновь проектируемых предприятий, количество ступеней регулирования определяется по усредненным графикам нагрузки предприятия. При этом максимальные ступени увеличения напряжения при включении конденсаторной установки во избежание резких колебаний напряжения не должны повышать 1—2% номинального напряжения сети. Регулирующий эффект при включении одной ступени конденсаторной установки может быть определен по формуле:

$$\Delta U \% = \frac{QX_c}{10U^2}$$

где  $Q$  - реактивная мощность секции КУ, *квар*;

$U$  - линейное напряжение сети, *кВ*;

$X_c$  - реактивное сопротивление элементов сети, ближайших к установке, *ом*.

Так, при мощности ступени КУ, равной 900 *квар*, линейном напряжении сети 10,5 *кВ* и реактивном сопротивлении сети 1,8 *ом*, напряжение повысится на 1,5% номинального напряжения. Количество ступеней регулирования конденсаторных установок следует, как правило, выбирать не более трех-пяти с одинаковой, или различной мощностью ступеней, а мощность ступеней должна соответствовать изменению нагрузки по графику. При сравнительно

спокойном изменении графика нагрузки количество ступеней должно быть минимальным, а мощность равномерно распределенной по графику нагрузки.

Конденсаторные установки значительной мощности следует разбивать на секции даже при отсутствии регулирования, для обеспечения возможности отключать секции для осмотра, очистки от загрязнения и замены поврежденных элементов установки. После того как установлены ступени, регулирования и их мощность, необходимо определить последовательность коммутационных операций, которая может быть выполнена по одному из следующих исполнений:

1) применение одинаковых по мощности конденсаторных установок, например: 100: 100: 100: 100: 100 *квар* и т. д.;

2) по мощности, отличающейся в арифметической прогрессии, например: 100: 200: 300: 400 *квар* и т. д.;

3) по мощности, отличающейся в геометрической прогрессии, например: 100: 200: 400: 800 *квар* и т. д.;

4) смешанные комбинации из различных мощностей.

В первом исполнении — это простая схема автоматики, так как включение и отключение конденсаторной установки происходят последовательно, но при определенной мощности регулирования количество выключателей равно, количеству одинаковых конденсаторных установок и соответственно числу ступеней. Во втором и третьем исполнениях количество выключателей, и конденсаторных установок меньше, а число ступеней намного больше. Наиболее экономична и целесообразна схема регулирования при применении мощности конденсаторных установок, отличающихся по геометрической прогрессии, в этом случае при меньшем количестве выключателей число ступеней регулирования увеличивается.

Выбор мощности регулируемых и нерегулируемых секций конденсаторных установок, при проектировании не всегда можно определить с достаточной точностью, и его следует уточнять в условиях эксплуатации, в зависимости от графика реактивной нагрузки предприятия. Поэтому схемы управления регулируемых, и нерегулируемых секций конденсаторных установок должны быть аналогичны и допускать в случае необходимости во время эксплуатации перевод любой секции из регулируемых в нерегулируемые и обратно.

Хотя мощности регулируемой и нерегулируемой секций могут быть различны, в зависимости от мощности установленных, в них конденсаторов и конструктивной особенности конденсаторной установки, но идентичность секций конденсаторных установок необходима, потому что каждая секция должна иметь: выключатель для оперативного, управления вручную; оборудование защиты от коротких замыканий; устройство для автоматического отключения в случае исчезновения напряжения в сети всей установки, в том числе и нерегулируемых постоянно включенных секций, а

также все необходимые блокировки, представляющие опасность для обслуживающего персонала

Системы регулирования мощности конденсаторных установок.

Регулирование мощности конденсаторных установок включением и отключением всей установки, или отдельных ее секций позволяет достигнуть наиболее экономического режима работы электрических сетей, промышленных предприятий и одновременно использовать конденсаторные установки как средство местного регулирования напряжения.

Регулирование мощности конденсаторных установок, может производиться: вручную эксплуатационным персоналом; автоматически от действия различных электрических параметров и неэлектрических датчиков; автоматически — форсировкой мощности конденсаторных установок; автоматически — быстродействующими, регулируемые, статическими генераторами реактивной мощности; диспетчером — непосредственно или распоряжением по телефону. Регулирование мощности конденсаторных установок, вручную эксплуатационным персоналом в определенное время суток по предписанию, энергетической системы не может являться надежным способом регулирования, хотя оно еще и применяется на предприятиях, где мощность конденсаторных установок очень мала. Регулирование вручную в основном зависит от качества, дежурного персонала, при этом могут быть случаи, когда из-за небрежности персонала конденсаторная установка долгое время оставалась невключенной или, наоборот, отключалась, что приводило соответственно к снижению коэффициента мощности или перекомпенсации.

Как указано выше, наиболее экономичные режимы работы электрических сетей промышленных предприятий, могут быть достигнуты при использовании конденсаторных установок с автоматическим регулированием мощности. В зависимости от характеристики сети, требований потребителя и энергосистемы автоматическое регулирование (АР) мощности конденсаторных установок может выполняться:

1) по времени суток, когда важно ограничить отдачу промышленным предприятиям реактивной мощности в сеть энергетической системы в течение суток по определенной программе с установившейся технологией производства;

2) по напряжению, если необходимо уменьшить отклонение уровня, напряжения электрической сети промышленного предприятия от оптимального значения;

3) по току нагрузки, если рост и снижение полной нагрузки меняются в течение рабочего дня, и сопровождаются соответственным изменением реактивной мощности;

4) по величине коэффициента мощности, если изменение коэффициента мощности пропорционально определенному изменению реактивной мощности;

5) по величине и направлению реактивной мощности, когда важно ограничить отдачу промышленным предприятиям реактивной мощности в

сеть энергетической системы;

б) в зависимости от времени суток с коррекцией, по напряжению; по времени суток, напряжению и направлению реактивной мощности; по напряжению с коррекцией по току, с применением неэлектрических датчиков от различных устройств.

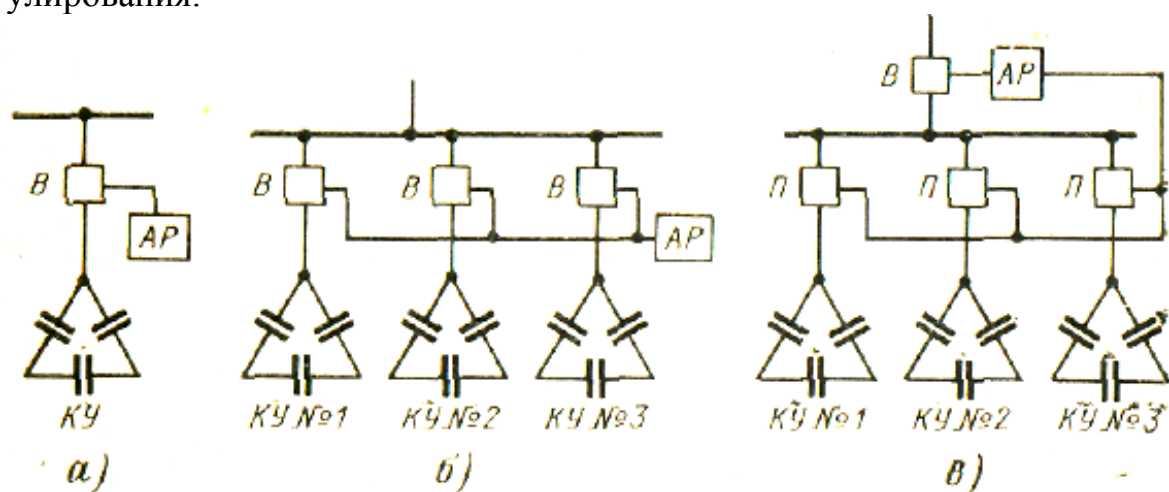
Для ликвидации быстрых колебаний и набросов реактивных нагрузок может применяться форсировка мощности конденсаторных установок путем автоматического переключения параллельно-последовательных соединений конденсаторов, на повышенное или, пониженное по отношению к номинальному напряжению, реакторы с подматничиванием и вентили с искусственной коммутацией, устройства с параллельным включением емкости и регулируемой индуктивности и другие быстродействующие регулируемые источники реактивной мощности. С внедрением диспетчерского управления и телемеханизацией электроснабжения промышленных предприятий целесообразно осуществлять централизованное регулирование мощности конденсаторных установок, диспетчером непосредственно или косвенно распоряжением по телефону на основе анализа графика нагрузки, данного предприятия или даже целого района энергетической системы.

Автоматическое регулирование мощности конденсаторных установок зависит от различных электрических параметров, и неэлектрических датчиков, может быть также одноступенчатым или многоступенчатым. При одноступенчатом регулировании, автоматически включается и отключается вся конденсаторная установка или одновременно включаются или отключаются несколько конденсаторных установок в определенное время суток либо в зависимости от других факторов. При многоступенчатом регулировании допускается поочередное автоматическое включение или отключение нескольких конденсаторных установок с одноступенчатым регулированием либо включение или отключение отдельных секций конденсаторной установки по заданной программе или в определенной последовательности.

Одноступенчатое регулирование является простейшим способом регулирования, мощности конденсаторных установок: вся конденсаторная установка в целом включается или отключается в зависимости от того или иного фактора регулирования. Одноступенчатое автоматическое регулирование (рисунок 5.6,а) требует, меньших капитальных затрат, чем многоступенчатое, так как его схема проще и не требует дополнительной коммутационной аппаратуры.

При многоступенчатом регулировании (рисунок 5.6,б) автоматически отключаются или включаются отдельные конденсаторные установки, или секции, снабженные своим выключателем. Многоступенчатое автоматическое регулирование конденсаторных установок напряжением 6-10 кВ (рисунок 5.6,в) может выполняться с одним главным, выключателем и несколькими переключателями для автоматического управления секциями. Естественно,

чем больше количество секций в установке, тем плавнее происходит регулирование, но тем больше затраты на дополнительную коммутационную аппаратуру. Однако если на одном и том же предприятии имеется несколько индивидуальных, конденсаторных установок с одноступенчатым регулированием, то можно с помощью последовательной схемы автоматически осуществить их разновременное отключение и включение и, таким образом, выполнить многоступенчатое регулирование общей мощности всех конденсаторных установок, установленных на данном предприятии. Таким образом, автоматическое регулирование мощности конденсаторных установок, большинства промышленных предприятия можно выполнять одноступенчатым по простым, а, следовательно, и надежным схемам регулирования.



*a* — одноступенчатого регулирования; *б* — многоступенчатого регулирования; *в* — многоступенчатого регулирования с одним главным выключателем *B* и тремя выключателями *П* для переключения секций установки в бестоковую паузу.

Рисунок 5.6 – Схемы конденсаторных установок

Параметры и схемы автоматического регулирования мощности, конденсаторных установок выбираются с учетом проведения мероприятий по улучшению коэффициента мощности на промышленных предприятиях, исходя из анализа графика нагрузки, уровней колебания напряжения в различных точках сети, наличия в системе других компенсирующих устройств, а также требований энергетической системы.

Кроме того, выбор параметров регулирования зависит от условий, и от того, какой промышленности необходимо производить регулирование реактивной мощности, например: металлургической, машиностроительной, химической, легкой промышленности и т. д. В условиях металлургической промышленности с мощными, резкопеременными активными и реактивными нагрузками представляется целесообразным, применение быстродействующих бесконтактных регуляторов реактивной мощности. В металлургических цехах с нормальными условиями работы регулирование реактивной мощности может осуществляться в зависимости от требуемых



параметров по времени суток или напряжению для данной категории нагрузок. Для машиностроительной и другой промышленности со спокойным графиком изменения нагрузок регулирование реактивной мощности, может осуществляться по времени суток с небольшим количеством ступеней регулирования. В химической и другой промышленности, связанной с наличием взрывоопасной среды, и отсутствием конденсаторов для применения во взрывоопасной среде, конденсаторные установки могут применяться только централизованно на питающих подстанциях с регулированием реактивной мощности по времени суток или напряжению, с небольшим количеством ступеней регулирования.

Для регулирования реактивных нагрузок в городских электрических сетях и сельском хозяйстве целесообразно применение централизованного регулирования, по времени суток с осуществлением управления конденсаторными установками токами тональной частоты по питающим линиям электропередачи. Для возможности выполнения всех условий, требований и мероприятий регулирование реактивной мощности конденсаторных установок должно быть многообразным от простых, по надежности, до сложных комплектных автоматических устройств.

В настоящее время на смену регуляторам реактивной мощности релейного типа, имеющим невысокую точность, инерционность и недостаточно высокую скорость, включения и отключения секций конденсаторных установок, приходят электронные регуляторы, выполненные на полупроводниковых элементах. Эти устройства практически безынерционны, обеспечивают высокую точность, потребляют незначительную мощность, не имеют механических частей и отличаются высокой надежностью. Независимо от типа и схемы устройства автоматического регулирования, оно должно быть обеспечено, надежным источником питания для четкой работы, как самого устройства, так и оперативных цепей автоматического управления. Так как автоматическое регулирование конденсаторных установок, производится без вмешательства обслуживающего персонала, то нет необходимости в релейных схемах при периодических автоматических включениях и отключениях установки подавать сигнал или предусматривать указательное реле, в этом случае необходимо иметь счетчик, учитывающий количество операций, выполненных устройством за определенное время его работы. Однако должен быть предусмотрен запрет автоматического включения конденсаторной установки при отключении ее от действия релейной защиты.

В схеме автоматического устройства должна предусматриваться установка переключателя для перевода на ручное или автоматическое управление. При этом должна быть учтена возможность обязательного ручного аварийного отключения, выключателя конденсаторной установки. При возможном исчезновении напряжения в сети конденсаторная установка должна автоматически отключаться. Предусматривается также запрещение производства повторного включения конденсаторной установки ранее, чем

произойдет разрядка ее конденсаторов. Это запрещение осуществляют реле времени, устанавливаемые в схеме управления выключателем, орган выдержки времени этих реле не должен, нарушаться кратковременными периодическими изменениями режима работы сети. Ниже приводятся схемы автоматического регулирования мощности конденсаторных установок в зависимости от различных параметров. При этом в схемах автоматического регулирования релейная защита, и сигнализация не показаны, так как они выбираются в каждом конкретном случае отдельно по ПУЭ.

Схемы автоматического регулирования, приведены в различных вариантах управления выключателем, однако они в принципе во всех случаях пригодны как для конденсаторных установок напряжением ниже 1 000 в, так и для напряжения выше 1 000 в. Схемы автоматического регулирования с применением неэлектрических датчиков, должны также учитывать вышеуказанные условия управления выключателем конденсаторных установок.

#### Программное автоматическое регулирование по времени суток

В целях упрощения систем автоматического регулирования реактивной мощности в системах электроснабжения промышленных предприятий целесообразным является программное автоматическое регулирование, по времени суток, которое может быть с достаточной точностью, определено на базе прогнозируемых графиков нагрузок с учетом технологических процессов работы предприятия. Такое регулирование обеспечивает правильное взаимодействие между, источниками реактивной мощности и регулирующими напряжения устройствами в энергетической системе и установками по компенсации реактивных нагрузок на данном промышленном предприятии.

При регулировании по времени суток, и заданной программе, согласованной с учетом технологии производства, можно получить максимальный эффект регулирования реактивной мощности при минимальном количестве переключений выключателей конденсаторных установок. За то же время при регулировании по другим параметрам, (напряжению, току, реактивной мощности и др.) количество переключений выключателей конденсаторных установок будет в несколько раз больше, поскольку изменение этих параметров в течение суток, если посмотреть на действительные графики нагрузки очень многих предприятий, происходят почти ежеминутно. А переключения выключателей при резко переменных, нагрузках могут следовать одно за другим с интервалами в несколько минут, что не может, но отразиться на перегрузке выключателя.

Таким образом, при регулировании по времени суток условия, работы выключателей конденсаторных установок намного спокойнее и более равномерное, чем по другим параметрам.

Если возможно допустить автоматическое регулирование конденсаторных установок напряжением 380 В по различным параметрам и с

большим количеством переключений, то для конденсаторных установок напряжением, 6—10 кВ и выше число коммутационных переключений по условиям работы высоковольтных выключателей (допускающее всего 2000 операций без капитального ремонта) должно быть минимально, ограничено (только вакуумные и элегазовые выключатели допускают практически неограниченное число коммутационных переключений).

При минимальной реактивной нагрузке предприятия будет происходить излишняя перекомпенсация с отдачей реактивной мощности, во внешнюю сеть, а следовательно, и повышение напряжения, которое может оказаться недопустимым. При максимальной реактивной нагрузке, наоборот, будет недокомпенсация и понижение напряжения в сети промышленного предприятия. Для обеспечения экономичной работы предприятия конденсаторные установки должны, иметь автоматическое регулирование их мощности в соответствии с суточным графиком реактивной нагрузки.

#### Автоматическое регулирование по напряжению

Для промышленных предприятий энергетической системой указывается на необходимость уменьшения отклонения уровня напряжения электрической сети от оптимального значения. В таком случае автоматическое регулирование мощности конденсаторных установок, целесообразно осуществить в зависимости от напряжения сети. Необходимо отметить, что конденсаторные установки используются для регулирования напряжения в сочетании с другими мероприятиями — применением синхронных двигателей, трансформаторов с регулированием напряжения под нагрузкой и др. При использовании конденсаторных установок, для регулирования напряжения следует иметь в виду, что:

регулированием мощности конденсаторных установок можно получить изменения напряжения на отдельных участках сети; при увеличении мощности конденсаторной установки, напряжение повышается и, наоборот, уменьшение мощности установки при наличии прежнего потребления реактивной энергии приводит к снижению напряжения;

регулирование мощности конденсаторных установок, практически осуществляется только ступенями, следовательно, и регулирование напряжения будет осуществляться не плавно, а ступенями;

при снижении напряжения мощность конденсаторной установки снижается пропорционально квадрату напряжения, в то время как желательно было бы иметь в этом случае повышение мощности;

конденсаторная установка не является потребителем, реактивной мощности и поэтому, возможности регулирования ею напряжения в сторону снижения отсутствуют.

Необходимо учесть, что регулирование мощности только одной конденсаторной установки, дает незначительное изменение напряжения, но регулирование мощности всех или большинства конденсаторных установок в данном сетевом районе, может дать весьма существенный эффект по

регулированию напряжения в сети. Это является еще одним доводом в пользу широкого внедрения автоматического регулирования мощности конденсаторных установок. Следует также учитывать, что основное назначение, конденсаторных установок — это компенсация реактивных нагрузок (для чего они, собственно, и устанавливаются) и, следовательно, эффект их как регулятора напряжения используется без каких-либо дополнительных затрат.

В сочетании с другими мероприятиями, по регулированию напряжения регулируемые конденсаторные установки во многих случаях могут быть целесообразно использованы для местного регулирования напряжения. Однако нельзя допускать, чтобы конденсаторные установки, оставались включенными в часы минимальной нагрузки, когда напряжение и так высокое (увеличиваются потери, повышается напряжение, сокращается срок службы конденсаторов и электрооборудования). В то же время очевидно, что система регулирования по напряжению должна быть отстроена от кратковременных понижений, вызываемых, например, включением крупных электродвигателей.

Одним из простых способов является, автоматическое регулирование по напряжению, осуществляемое одним

реле минимального напряжения, действующим на включение и отключение конденсаторной установки при колебаниях напряжения в сети, либо двумя реле напряжения—минимальным и максимальным, из которых одно включает, другое отключает конденсаторную установку при отклонениях, напряжения от номинального. Для регулирования по напряжению могут быть использованы реле напряжения электромагнитные, индукционные, электронные, допускающие точную настройку и четкое срабатывание контактов при  $\pm 10\%$  номинального напряжения сети. При этом уставки реле напряжения должны допускать возможность настройки в пределах с интервалами  $\pm 5\text{—}10\%$ , т. е. 85, 90, 95, 100, 105, 110% номинального напряжения сети. При многоступенчатом регулировании по напряжению и наличии большого числа, секций конденсаторных установок настройки могут быть более узкими, в пределах 1—3% номинального напряжения сети.

Для выполнения простейших устройств одноступенчатого регулирования по напряжению, используется электромагнитное реле серии РН-50, принимаемое в схемах автоматики, с пределами регулирования напряжения, например, включение конденсаторной установки, при напряжении 90 в, а отключение — при 105 в для схем с трансформатором напряжения. Недостатком реле РН-50 является низкий коэффициент возврата, но при последовательном включении с обмоткой реле добавочного сопротивления, можно получить точность, достаточную для работы автоматики.

Применение дорогостоящих систем регулирования по напряжению для большинства конденсаторных установок до 1 000 в и выше небольшой мощности, устанавливаемых, на промышленных предприятиях, экономически не оправдано. В случае применения для регулирования напряжения на

предприятия силовых трансформаторов с регулированием напряжения под нагрузкой, и конденсаторных установок с автоматическим регулированием по напряжению уставки напряжения в схемах регулирования должны быть такими, чтобы обеспечивалось минимальное количество, переключателей. В схеме автоматики конденсаторной установки пределы уставки напряжения должны составить примерно, половину ширины ступени регулирования напряжения силового трансформатора. Уставка напряжения на отключение конденсаторной установки не зависит от расстояния до пункта питания, так как превышение напряжения во всех случаях опасно для электроприемников и должно устанавливаться в зависимости от допускаемого повышения напряжения для потребителей электроэнергии, и указания энергетической системы.

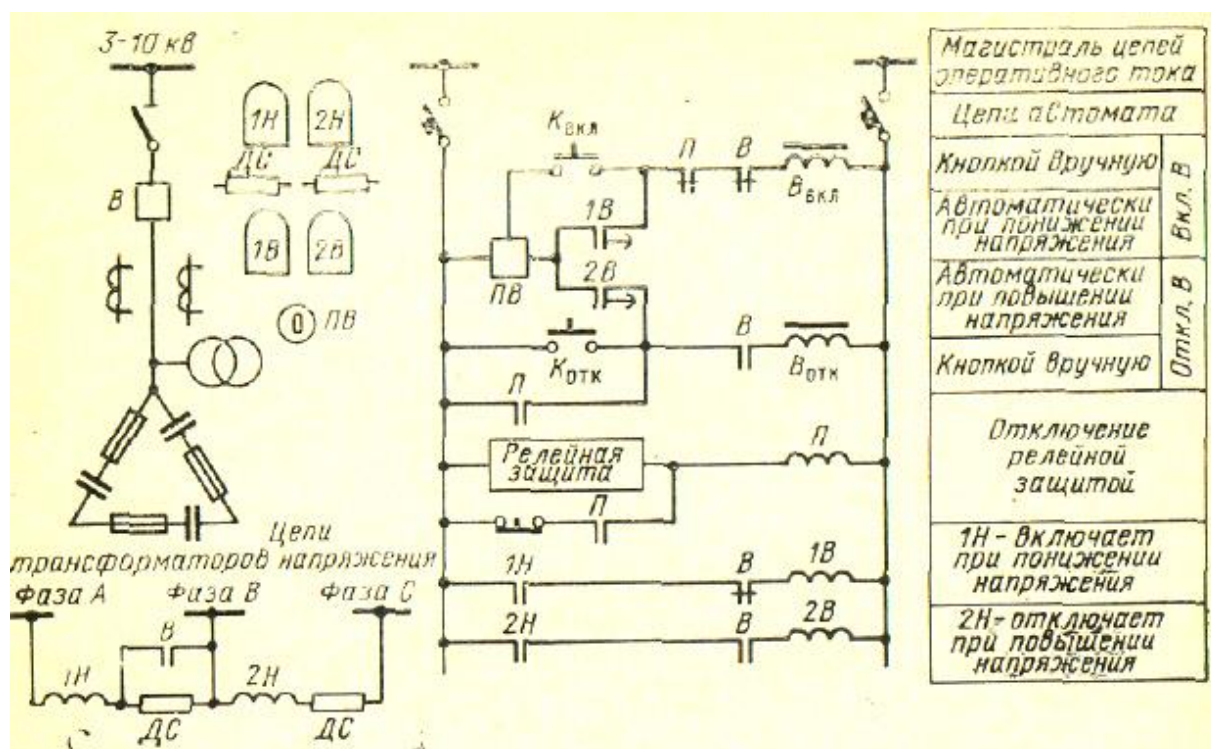


Рисунок 5.7 – Схема одноступенчатого автоматического регулирования по напряжению с двумя реле напряжения

1Н — реле минимального напряжения РН-51/160; 2Н — реле максимального напряжения РН-53/200. ДС - добавочное сопротивление порядка 1 000 ом; В — выключатель,

В схемах одноступенчатого, регулирования по напряжению в случае необходимости повышения точности работы автоматики может быть применена схема, с двумя реле напряжения, приведенная на рис. 3-4, Одно реле своим контактом, включает конденсаторную установку при понижении напряжения в сети, другое реле отключает— при повышении напряжения. Для более точной настройки схемы автоматики в связи с низким, коэффициентом возврата реле напряжения, в цепи его катушки последовательно включается добавочное сопротивление.

При этом наладка схемы автоматики с двумя реле напряжения по сравнению с одним реле напряжения получается проще и достигается большая точность срабатывания реле. В остальном работа схемы одноступенчатого автоматического регулирования по напряжению с двумя реле напряжения аналогична схеме с одним реле напряжения.

## 5.8 Расчет автоматического регулирования ВБК

Автоматическое регулирование может осуществляться по различным программам, которые может задавать, энергоснабжающая организация, или по определенному графику, в зависимости от установившейся технологии производства предприятия. Суточный график реактивной нагрузки, промышленного предприятия, с установившейся технологией можно представить, в следующем виде. В утренние часы, с началом работы первой смены предприятия, реактивная нагрузка начинает расти и к 9—11 ч. После перерыва реактивная нагрузка снова возрастает и к 13—18 ч достигает максимума (рисунок 5.8). Затем происходит некоторое снижение нагрузки.

Если при таком графике реактивных нагрузок предприятия держать постоянно включенной конденсаторную установку и не регулировать ее мощность, то в этом случае не может быть достигнут наилучший экономический эффект.

В нашем случае наилучший экономический эффект достигается при применении двухступенчатого, автоматического регулирования конденсаторных установок по времени суток. Это предопределяет и установившийся технологический процесс производства, и преимущество перед другими способами регулирования, с экономической точки зрения, и простота эксплуатации, и много других немало важных факторов.

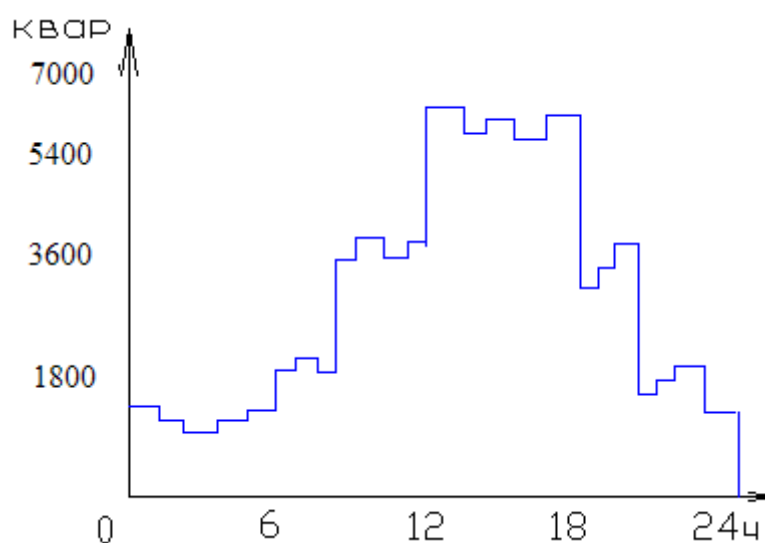


Рисунок 5.8 – График реактивных нагрузок

Выбор именно двухступенчатого регулирования обусловлен тем, что график реактивных нагрузок авиазавода не может быть скомпенсирован одной ступенью автоматического регулирования, потому как невозможно было бы подобрать, конденсаторную установку с одноступенчатым регулированием, которая бы обеспечивала наибольший экономический эффект. И опираясь на вышесказанное, мы выбираем конденсаторную установку, с двух ступенчатым регулированием мощности. Так как подобная установка наиболее проста, а следовательно, и наиболее надежна.

Принимаем для компенсации реактивной мощности  
 Ступень №1 –УКЛ-10,5- 1500 -У3, Ступень №2 –УКЛ-10,5-1800-У3.  
 Проверим регулирующий эффект нашей конденсаторной установки:

$$\Delta U_1 \% = \frac{QX_c}{10U^2} \times 100\% = \frac{900 \times 1,8}{10 \times 10,5} 100\% = 1,5\%$$

$$\Delta U_2 \% = \frac{QX_c}{10U^2} \times 100\% = \frac{1800 \times 1,8}{10 \times 10,5} 100\% = 3\%$$

То есть регулирующий эффект не превышает допустимой нормы -3 %.

Приведем логику последовательности коммутационных операций при автоматическом регулировании (рисунок 5.9):

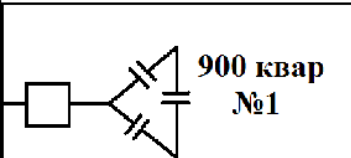
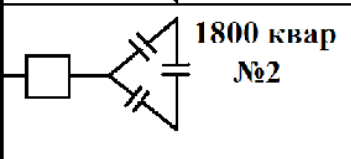
 <p>900 квар №1</p>				
 <p>1800 квар №2</p>				
<p><b>Общая включенная мощность</b></p> <p><span style="display: inline-block; width: 10px; height: 10px; background-color: #00FF00; border: 1px solid black;"></span> -ку вкл. <span style="display: inline-block; width: 10px; height: 10px; background-color: white; border: 1px solid black;"></span> -ку выкл</p>	<b>900 квар</b>	<b>1800 квар</b>	<b>2700 квар</b>	<b>900 квар</b>

Рисунок 5.9 – Логика последовательности коммутационных операций

В нашем случае в виде автоматического регулятора может быть использовано наиболее простое устройство автоматического регулирования по времени суток с помощью электрических часов, с сигнальными контактами типа ЭВЧС с 24-часовой программой включения и отключения, устанавливаемое на центральном пункте предприятия (например, на главном распределительном пункте или диспетчерском пункте предприятия). И после

установки ВБК с автоматическим регулированием по времени суток мы получим такой график реактивной нагрузки (рисунок 5.10).

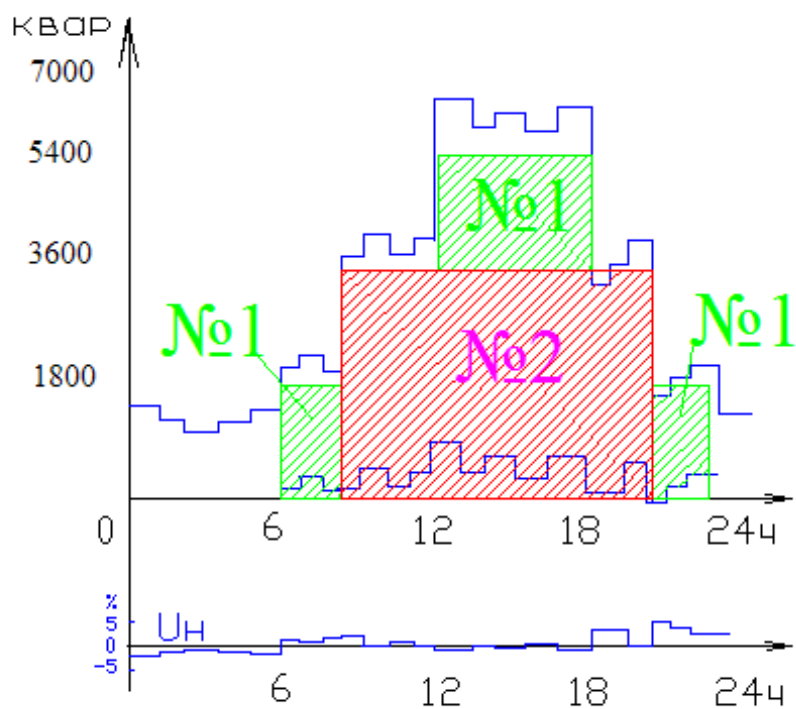


Рисунок 5.10 – График реактивных нагрузок медно-никелевого комбината с использованием КУ и предполагаемый график изменения напряжения



## **6 Безопасность жизнедеятельности**

### **6.1 Анализ условий труда в энергоцехе**

Улучшение условий труда на производстве связано с решением таких социально-экономических задач, как повышение производительности труда, повышение его качества, снижение потерь от заболеваемости и травматизма. В настоящее время основным направлением решения проблем охраны труда является переход от техники безопасности, обеспечивающей безопасность, к безопасной технике.

Научно-технический прогресс приводит к появлению новых материалов и реактивов, новых источников шумов, вибрации, производственных излучений, что приводит к необходимости разработки принципиально новых средств защиты. На смену проблем физических, перегрузок приходят проблемы нервно-психологических нагрузок человека – оператора, воспринимающего большой объем информации, который может превышать величину, возможную для восприятия и анализа, что может привести к принятию неверных решений.

Предприятие относится ко второй категории опасности в зависимости от массы, и видимого состава выбрасываемых в атмосферу загрязняющих веществ.

В энергоцехе наблюдаются, выделения металлической стружки, пыли, есть опасность, поражения электрическим током. В других цехах имеются свои вредные выделения. Для предотвращения действия вредных веществ необходимо провести следующие мероприятия: обеспечить безопасное санитарное состояние, оборудования и инструментов, производственных и вспомогательных помещений; свести к минимуму вероятность поражения электрическим током; обеспечить, хорошую вентилируемость производственных помещений; обеспечить требуемую освещённость рабочего места; снизить уровень шума и вибрацию от многочисленных станков; бороться с причинами травм на производстве, отравлениями; проводить инструктаж и обучение по ТБ и промышленной санитарии.

**Шум.**

Причинами шума служат механические станки: токарно-винторезные, радиально-сверлильные, и долбежные станки, токарные полуавтоматы, пресса и вентиляторы. В энергоцехе большое количество электроприемников имеют уровень звукового давления выше 10 дБ.

**Вибрация.**

Причинами вибрации в энергоцехе являются некоторые виды станков, а именно долбежный и притирочный. Также источником транспортной вибрации является кран, передвигаясь по цеху.

**Освещение.**

В энергоцехе система освещения комбинированная, так как некоторые виды работ на станки требуют большую освещенность. Также в цехе

предусмотрено рабочее, аварийное, эвакуационное освещение. Для того, чтобы освещенность равнялась 300 лк, в помещении установлены 40 ламп ДРЛ мощностью по 250 Вт каждая.

## **6.2 Разработка мероприятий по улучшению условий труда с учетом санитарных и эргономических требований**

Совершенствование технологических процессов и разработка нового оборудования с меньшим, уровнем выбросов примесей в окружающую среду.

Применение различных средств для очистки выбросов от газов, пыли, паров токсичных жидкостей и масел (пылеуловители различных типов, электрофильтры, различные фильтры, туманоуловители, каталитические нейтрализаторы).

Разработка мероприятий по обеспечению электробезопасности при обслуживании электроустановок, обеспечению санитарно-гигиенических условий труда обосновано спецификой комбината и технологическими процессами в цехах.

Зона обработки должна ограждаться как со стороны рабочего, так и с противоположных сторон. Работа в специальных защитных очках, приспособления для улавливания, и отвода стружки. Кондиционирование помещения (создание нормальных условий работы: температуры, влажности и шума), проектирование звукоизоляционных конструкций Индивидуальные средства защиты (резиновые коврики), защитное заземление (контурное).

При механической обработки детали в цехе в воздух выделяется, вредные вещества и само помещение нагревается. Для создания микроклимата на рабочем месте, нужно установить вентиляцию помещения. Для данного цеха использована приточно-вытяжная система вентиляции. Что создает подачу охлажденного и увлажненного воздуха рабочему месту.

Компоновка приборов, на панелях управления, с учетом эргономических требований.

При оценке компоновочных решений размещения стрелочных индикаторов на панели следует руководствоваться следующими основными правилами:

- линия взора оператора должна быть перпендикулярна плоскости установки индикаторов;
- фон шкалы должен быть матовым, а ее поверхность не должна быть темнее панели;
- на шкалах, установленных на одной панели, должна быть единая система деления и одинаковые цифры;
- на лицевой панели не должно быть световых бликов;
- взаимное размещение стрелок и циферблатов индикаторов должно сводить к минимуму явления параллакса.

С точки зрения точности и скорости считывания информации со стрелочных индикаторов наиболее эффективными являются шкалы с ценой деления 1,5:10 с нанесением цифр только у основных отметок.

Между штриховыми отметками на шкалах приборов оптимальным считается интервал 12-18 мм между основными отметками, и 1,5 мм самыми малыми. Минимальные размеры по длине и толщине отметок: основные - 25 и 5; средние - 20 и 3; малые - 12 и 1. Угловой размер шкалы 2,5 - 5°, наименее предпочтительны вертикальные шкалы.

Помимо стрелочной, широко используется знаковая информация в виде буквенных, цифровых, и другого рода символов. Наиболее простым способом получения знаковой информации является применение дискретных знаковых индикаторов, выбор типа которых определяется конкретными условиями решения задачи (таблица 76.1).

Таблица 6.1

Тип индикатора	Высота знака, мм	Цвет свечения	Яркость свечения, Кд/мм <sup>2</sup>	Угол обзора, град.	Индицируемая информация
Электро-механический	До 100	-	-	120	Цифры, символы
Электро-люминисцентный	От 20	Зеленый, голубой, желтый, красный	20 – 50 для зеленого; 6 – 20 для остальных	160	Цифры, буквы, знаки, фигуры
Вакуумный накальный	10 – 20	Соломенно - желтый	До 20000	140	Цифры, буквы, знаки
Вакуумный люминисцентный	10 – 25	Зеленый	250 – 500	140	Цифры, буквы, знаки
Тиратрон тлеющего разряда	7 – 13	Красный, желтый, зеленый	40 – 70	100	Цифры
Газоразрядный	До 20	Красный	50 – 200	90	Цифры, буквы, знаки
Светоизлучающий диод	10 – 15	Красный, желтый, зеленый	250	150	Цифры, буквы, знаки
Жидко-кристаллический	10	Темно серый	Не излучает	150	Цифры, буквы, знаки

В настоящее время в СЧМ связи для отображения знаковой информации все большее применение находят электронно-лучевые трубки, на основе которых строят алфавитно-цифровые и графические дисплеи.

При формировании на экране дисплея буквенно-цифровой информации следует учитывать, что:

Параметр:	Значения:
Размер знаков, угл.мин.:	
- допустимый	35 - 40
- оптимальный	18 – 20
Ширина знака/высота:	2/3; 3/4; 5/7
Толщина/высота знака при:	
- прямом контрасте	2/10
- обратном контрасте	1/10
Число элементов при:	
- формировании знака из дискретных элементов, сегментов	8 - 16
- растровом способе формирования линий	10
- матричном способе формирования точек	5x7; 5x9
Оптимальное соотношение высоты знака к диаметру точки	7/1 – 13/1
Расстояние между точками, создающее эффект яркости, угл.мин.	1

Выбор того или иного вида системы отображения информации в значительной степени определяется соотношением между потоком информации  $I$ , подлежащим отображению и пропускной способностью оператора  $I_{оп}$ .

При  $I < I_{оп}$ , целесообразно применять СОИ с индивидуальным способом предъявления информации, т.е. индикацией оператору всех параметров, необходимых для оценки соотношения системы.

При  $I = I_{оп}$ , следует применять СОИ с индивидуальным способом предъявления, группируя отдельные индикаторы по принципу частоты использования или значимости отображаемой информации.

При  $I > I_{оп}$ , применяются СОИ, позволяющие оператору регулировать поток информации в зависимости от состояния системы.

### **6.3 Разработка мер защиты от поражения электрическим током в энергоцехе**

Занулением в электроустановках и сетях напряжением до 1000 В называется преднамеренное, электрическое соединение металлических элементов установки, нормально изолированных от частей, находящихся под напряжением, с глухозаземленной нейтралью генератора или трансформатора. Благодаря этому всякое замыкание на корпус, превращается в короткое замыкание и аварийный участок отключается предохранителем или автоматом.

Зануление должно быть выполнено так, чтобы ток короткого замыкания в аварийном участке имел величину, достаточную для расплавления плавкой

вставки ближайшего предохранителя, или отключения ближайшего автомата. Для этого сопротивление цепи короткого замыкания должно быть достаточно малым.

Сопротивление цепи замыкания с занулением, условно называют «сопротивление петли фаза – нуль».

Так как в энергоцехе установлено много электрооборудования станки, вентиляторы. Значит есть опасность, поражения электрическим током. Для этого предусмотрено некоторые защитные меры, одно из них зануления.

Исходные данные:

напряжение сети – 0,4 кВ;

мощность трансформатора – 1000 кВА;

мощность ЭП, P=3 кВт;

ток нагрузки силового пункта (ШРА-1)  $I_n = 126$  А;

$L_1 = 20$  м;  $L_2 = 3,0$  м.

Схема замещения:

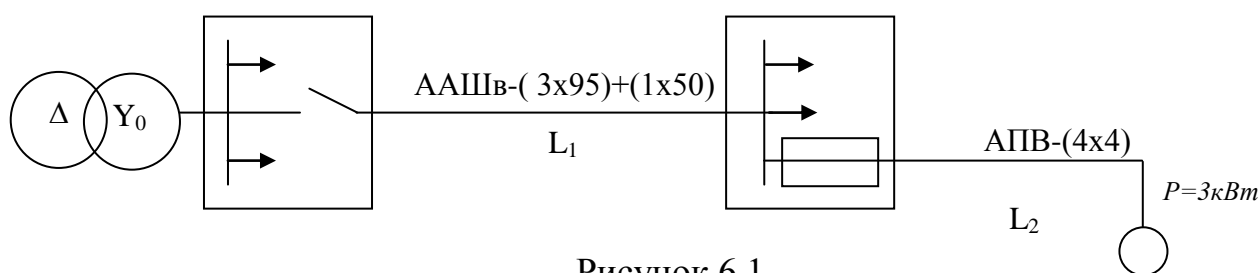


Рисунок 6.1

Определение токов нагрузки и выбор аппаратов защиты:

$$I_{н.дв} = \frac{P}{\sqrt{3} * U * \cos \varphi} = \frac{3}{\sqrt{3} * 0,4 * 0,9} = 4,8 \text{ А}$$

Пусковой ток:

$$I_{п.дв} = \frac{K_n * I_{нн}}{K_m} = \frac{3,5 * 4,8}{2,5} = 6,7 \text{ А}$$

где:  $K_n = 3,5$  кратность пускового тока;

$K_m = 2,5$  коэффициент перегрузки.

$$I_{н.дв} = 4,8 \text{ А}$$

Уставка автомата на ТП:

$$I_{н.шра-1} = 160 \text{ А}$$

Номинальный ток автомата ТП:

$$I_{н.а} = 160 \text{ А}$$

Определяем активные и индуктивные сопротивления элементов цепи:

$$Z_T = 0,017 \text{ Ом}$$

Сопротивление фазных ( $R_{\phi 1}, R_{\phi 2}$ ) и нулевого защитного проводника ( $R_{H1}$ ) определяется по формуле:

$$R = \rho * L / S$$

где  $\rho$  – удельное сопротивление проводника, равное для алюминия,

$$\rho = 0,028 \text{ Ом мм / м}$$

$L$  – длина проводника в метрах, м

$S$  – сечение проводника, мм

Находим:

$$R_{\phi 1} = 0,028 * \frac{20}{95} = 0,21 \text{ Ом}$$

$$R_{\phi 2} = 0,028 * \frac{3}{50} = 0,06 \text{ Ом}$$

$$R_{H1} = 0,028 * \frac{20}{50} = 0,4 \text{ Ом}$$

Внутреннее индуктивное и активное сопротивление стальной трубы диаметром 16 мм, длиной 3 метров

$$I_k = 3 * 40 = 120 \text{ А};$$

$$S_{тр} = 609 \text{ мм}.$$

Плотность тока:

$$I = I_k / S_{тр} = 120 / 609 = 0,19 \text{ А/мм}$$

$$r_{\omega} = 2,02 \text{ Ом/км}; \quad x_{\omega} = 1,2 \text{ Ом/км}$$

$$R_{H2} = r_{\omega} * L_2 = 2,02 * 0,003 = 0,0061 \text{ Ом}$$

$$X_{H2} = x_{\omega} * L_2 = 1,21 * 0,003 = 0,0036 \text{ Ом}$$

$$X_{\Pi} = 0,0001 * L$$

$$X_{\Pi 1} = 0,0001 * 20 = 0,002 \text{ Ом}$$

$$X_{\Pi 2} = 0,0001 * 3 = 0,0003 \text{ Ом}$$

$$X_{\phi 1} = 0, \quad X_{\phi 2} = 0$$

Полное сопротивление петли фаза-нуль:

$$Z_{\Pi} = \sqrt{(R_{\phi} + R_{H})^2 + (X_{\phi} + X_{H} = X_{n})^2}$$

$$Z_{\Pi 1} = \sqrt{(0,21 + 0,06)^2 + 0,002^2} = 0,85 \text{ Ом}$$

$$Z_{\Pi 2} = \sqrt{(0,21 + 0,06 + 0,4 + 0,0061)^2 + (0,002 + 0,0003 + 0,0036)^2} = 0,48 \text{ Ом}$$

Определяем ток КЗ по формуле:

$$I_{K3} = \frac{U_{\phi}}{\frac{Z_{m}}{3} + Z_{H}} = \frac{220}{\frac{0,017}{3} + 0,85} = 258 \text{ А}$$

$$I_{K3} = \frac{U_{\phi}}{\frac{Z_{m}}{3} + Z_{H}} = \frac{220}{\frac{0,017}{3} + 0,48} = 458 \text{ А}$$

Определяем кратность тока:

$$I_{K3} / I_{H.a} = 258 / 160 = 1,6$$

$$I_{K3} / I_{H.дв} = 458 / 160 = 2,8$$

Условие  $I_{K} \geq I_{НОМ} * k$  выполняется.

$$k_a = 1,25$$

$$k_{H.пв} = 3$$

Определение времени срабатывания аппарата защиты: плавкой вставки - определяется по защитной характеристике плавкой вставки, для автомата - берется из справочника.

Время отключения автоматического выключателя - 0,2 с.

Потенциал корпуса поврежденного оборудования:

$$U_{K} = I_{K} * Z_{H}$$

$$U_{K1} = 258 * 0,06 = 15,4 \text{ В}$$

$$U_{K2} = 458 * \sqrt{0,0061^2 + 0,0036^2} = 3,2 \text{ В}$$

Ток, проходящий через тело человека, равен:

$$I_{h1} = U_{K1} / R_{h} = 15,4 / 1000 = 15,4 \text{ мА}$$

$$I_{h2} = U_{K2} / R_{h} = 3,2 / 1000 = 3,2 \text{ мА}$$

Такие величины токов являются допустимыми при времени воздействия соответственно 0,5 и 1,0 с, т.е. время срабатывания автоматического выключателя и предохранителя не превышает допустимых величин

## **7 Экономическая часть**

### **Оценка эффективности схемы внешнего электроснабжения завода ферросплавов**

#### **7.1 Цели разработки проекта**

Цель разработки проекта: строительство подстанции 110/10 кВ и прилегающих к ней сетей 110 и 10 кВ.

Строящаяся подстанция предназначена для реализации электроэнергии заводу ферросплавов данного района со стороны 10 кВ.

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

Для строительства ГПП создается АО «ЭНЕРГЕТИК», для передачи электроэнергии по тарифу, ниже действующего, чтобы создать конкуренцию на розничном рынке по передаче электроэнергии.

Целью создания АО – является питание завода, а также получение прибыли от передачи электроэнергии с шин подстанции до потребителей.

#### **Анализ рынка сбыта**

В связи с выявленным, дефицитом в энергоснабжении потребителей Талды-Курганского района, предполагается, что сооружение ЛЭП позволит АО реализовать дополнительную электроэнергию потребителям.

Период строительства данного объекта составляет около 30 лет

#### **Тарифы на электроэнергию**

Так как АО «ЭНЕРГЕТИК» занимается энергообеспечением, поэтому оценка результатов производственной деятельности образуется от продажи выработанной электроэнергии на объект.

Для стоимостной оценки результата используются действующие цены и тарифы  $T=12,34$  тенге за 1 кВт ч.

#### **7.2 План производства**

Программа отпуска электроэнергии и срок строительства подстанции.

В соответствии со строительными нормами срок строительства подстанции, установленной мощности 2x10 МВА, и прилегающих сетей 110 и 10 кВ принят равным одному году.

#### **Организационный план**

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



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

Ремонт будет осуществляться с помощью персонала специализированных ремонтных организаций.

#### Юридический план

АО «ЭНЕРГЕТИК» занимается покупкой и продажей электроэнергии. Особо сложные ремонтные работы, выполняются с привлечением персонала специализированных ремонтных организаций.

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

#### Экологическая информация

Экологическая ситуация в районе была уже предусмотрена при проектировании завода ферросплавов.

### 7.3 Расчет технико-экономических показателей подстанции

Определение капитальных вложений в строительство подстанции.

Капиталовложения в подстанцию определяются, по приведенным в справочнике укрупненным показателям стоимости суммированием следующих составляющих

- РУ 110 и 10 кВ;
- трансформаторы ТРДН-40000-110/10;
- постоянная часть затрат.

Капитальные затраты на сооружение подстанции определяются составом оборудования и включают в себя капиталовложения в РУ 110 кВ; капиталовложения в РУ 10 кВ; капиталовложения в трансформаторы; капиталовложения на постоянные затраты.

$$K_{\text{п/ст}} = \sum K_i + K_{\text{пост}}, \text{ млн.тенге,}$$

где  $\sum K_i$  - расчетные стоимости выбранного оборудования;

$K_{\text{пост}}$  - постоянная часть затрат по подстанции, включающая в себя строительно-монтажные и пусконаладочные работы.

Капитальные затраты на выбранное оборудование:

Капитальные затраты на трансформатор ГПП

$$K_{\text{тр.ГПП}} = N \cdot K_{\text{тр}} = 2 \cdot 40 = 80 \text{ млн.тенге}$$

где  $N = 2$  шт. - количество трансформаторов  
 $K_{тр} = 40$  млн. тенге - стоимость трансформатора  
Капитальные затраты на выключатели

$$K_{B1-B4} = N \cdot K_B = 4 \cdot 10 = 40 \text{ млн.тенге}$$

где  $K_B = 10$  млн. тенге - стоимость одного выключателя  
 $N = 4$  шт. - количество выключателей

Капитальные затраты на разъединители

$$K_{P1-P4} = N \cdot K_p = 4 \cdot 5 = 20 \text{ млн.тенге}$$

где  $K_p = 5$  млн. тенге - стоимость одного разъединителя  
 $N = 4$  шт. - количество разъединителей

Капитальные затраты на ограничители перенапряжения

$$K_{ОПН} = N \cdot K_{ОПН} = 4 \cdot 3 = 12 \text{ млн.тенге}$$

где  $K_p = 3$  млн. тенге - стоимость одного ОПН  
 $N = 4$  шт. - количество ОПН

Суммарные капитальные затраты на выбранное оборудование

$$\sum K_i = 80 + 40 + 20 + 12 = 152 \text{ млн. тенге}$$

Постоянная часть затрат

$$K_{\text{пост}} = 0,32 \sum K_i = 0,32 \cdot 152 = 48 \text{ млн. тенге}$$

Капитальные затраты на сооружение подстанции

$$K_{\text{П/СТ}} = 152 + 48 = 200 \text{ млн.тенге}$$

Капитальные затраты на ЛЭП

$$K_{\text{ЛЭП}} = l \cdot K_{\text{ЛЭП}} = 4,3 \cdot 7,750 = 33,325 \text{ млн.тенге}$$

где  $K_{\text{ЛЭП}} = 7,75$  млн. тенге - стоимость 1 км (с учетом строительных работ, оборудования)

$l = 12$  км – длина ЛЭП

Общие капитальные вложения в строительство энергообъекта составят

$$K_{ЭС} = K_{п/ст} + K_{ЛЭП} = 200,000 + 33,325 = 233,325 \text{ млн. тенге}$$

#### 7.4 Себестоимость

Стоимость электроэнергии:

$T = 12,34$  тенге/кВтч – тариф за электроэнергию

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

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

$T_{эпо} = 6$  тенге/кВтч – тариф за электроэнергию, установленный энергопроизводящей организацией Капчагайской ГЭС

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

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

$$K_{п/ст} = 200,000 \text{ млн. тенге}$$

Капитальные вложения на оборудование, строительство, монтаж ЛЭП:

$$K_{ЛЭП} = 33,325 \text{ млн. тенге}$$

Суммарные капитальные вложения подстанции и ЛЭП:

$$\sum K_{п/ст, ЛЭП} = 200,000 + 33,325 = 233,325 \text{ млн. тенге}$$

АО «ЭНЕРГЕТИК» может получить прибыль по двум составляющим:

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

а) Услуга за передачу электроэнергии

Затраты на амортизацию оборудования:

$$Z_{ам} = \sum K_{п/ст, ЛЭП} \times N_{\%} = 233,325 \times 0,04 = 9,333 \text{ млн. тенге}$$

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

Другие затраты составят:

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

где  $Z_{з/п}$  – затраты на заработную плату персонала  
 $Z_{обсл.}$  – затраты на обслуживание п/ст и ЛЭП  
 $Z_{ам}$  – затраты на амортизацию  
 $Z_{с/э}$  – затраты на строительство, эксплуатацию  
 $Z_{админ.}$  – административные затраты  
 $Z_{прочие}$  – прочие затраты

Затраты на амортизацию могут достигать до 35%, а 65% составят другие затраты.

Тогда суммарные затраты на передачу электроэнергии составят

$$\sum Z_{передача} = (9,333 \times 1) / 0,35 = 26,66 \text{ млн. тенге}$$

Себестоимость передачи электроэнергии:

$$S = \frac{\sum Z_{передача}}{Y_{а\ddot{a}\ddot{a}}} = \frac{26,66}{64,26} = 0,41 \text{ тенге/кВт*ч}$$

где  $\mathcal{E}_{год} = 42989,7 \times 4000 = 64,26$  млн. кВт\*ч – годовое энергопотребление предприятия

б) Вид деятельности

Выручка от прогнозируемого объема передачи электроэнергии заводу ферросплавов АО «ЭНЕРГЕТИК» составит

$$V_{АО \text{ «ЭНЕРГО»}} = T \times \mathcal{E}_{год} = 12,34 \times 64,26 = 792,96 \text{ млн. тенге}$$

Из прогнозируемой выручки АО «ЭНЕРГЕТИК» произведет следующие выплаты:

- Выплаты городским сетям за передачу электроэнергии составят:

$$4 \times 64,26 = 257,04 \text{ млн. тенге}$$

- Выплаты национальным электрическим сетям составят:

$$1 \times 64,26 = 64,26 \text{ млн. тенге}$$

- Выплаты энергопроизводящим предприятиям составят:

$$6 \times 64,26 = 385,56 \text{ млн. тенге}$$

Остаток из прогнозируемой выручки за передачу электроэнергии составит:

$$Pr = 792,96 - 256,04 - 64,26 - 385,56 = 87,1 \text{ млн. тенге}$$

Чистая прибыль за вычетом налога 20% составит:

$$ЧPr = Pr(1 - 0,2) = 87,1 \times 0,8 = 69,8 \text{ млн. тенге}$$

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

$$PP = \frac{\sum K_{n/cm, ЛЭП}}{Pr} = \frac{233,325}{69,68} = 3,4 \text{ года.}$$

## **7.5 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 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", т.е. получаемый объем чистого дохода засчитывается как возврат первоначально инвестированного капитала;

- 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.

– интегральные показатели:

- чистый дисконтированный доход; расчет этого показателя производится дисконтированием чистого потока платежей; критерием финансовой эффективности инвестиций в сооружение объекта является условие:  $\Delta_d > 0$ , тогда доходность инвестиций превышает величину среднего норматива;

- внутренняя норма доходности; определяется значением нормы дисконтирования, при котором чистый, дисконтированный доход становится равным нулю; критерием эффективности инвестиций в сооружение проектируемого объекта служит условие превышения внутренней нормы доходности над средней величиной норматива дисконтирования:  $E_{Вн} > E_{ср}$ ;

- срок окупаемости дисконтированных затрат; характеризует период, в течение которого полностью возмещаются дисконтированные капитальные

вложения за счет чистого дохода, получаемого при эксплуатации объекта; критерием экономической эффективности инвестиций в сооружение объекта служит выражение  $T_{ок} < T_p$ .

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.

Чистая приведенная стоимость проекта является важнейшим критерием, по которому судят о целесообразности инвестирования в данный проект. Для определения чистого, приведенного дохода 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:

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

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 4-го года. 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:

$$NPV = 0 \rightarrow npi \rightarrow IRR = r$$

Оценка ВНП (IRR) имеет следующие свойства:

- 1) не зависит от вида денежного потока;
- 2) нелинейная форма зависимости;
- 3) представляет собой убывающую функцию;
- 4) не обладает свойством аддитивности.

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

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

- 1 год  $PV = 69,68 \cdot 0,91 = 63,339$  млн.тенге,  
 $NPV = -233,325 + 63,339 = -169,985$  млн.тенге
- 2 год  $PV = 69,68 \cdot 0,83 = 57,555$  млн.тенге,  
 $NPV = -169,985 + 57,555 = -112,43$  млн.тенге
- 3 год  $PV = 69,68 \cdot 0,75 = 52,329$  млн.тенге,  
 $NPV = -112,43 + 52,329 = -60,1$  млн.тенге
- 4 год  $PV = 69,68 \cdot 0,68 = 47,591$  млн.тенге,  
 $NPV = -60,1 + 47,591 = -12,509$  млн.тенге
- 5 год  $PV = 69,68 \cdot 0,62 = 43,271$  млн.тенге,  
 $NPV = -12,509 + 43,271 = 30,762$  млн.тенге

Метод расчёта внутренней нормы прибыли.

Внутренняя норма прибыли определяется как ставка процента, при которой величина инвестиций равна величине текущей ценности будущих денежных поступлений.

$$IRR = r_1 + (NPV_{r_1} / (NPV_{r_1} - NPV_{r_2})) \cdot (r_2 - r_1).$$

Вывод: IRR служит индикатором уровня риска по проекту, чем в большей степени IRR превышает принятый фирмой барьерный коэффициент, тем менее страшны ошибки денежных поступлений.

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

$$PV = -233,325 + 69,68 \cdot 0,91 + 69,68 \cdot 0,83 + 69,68 \cdot 0,75 + 69,68 \cdot 0,68 + 69,68 \cdot 0,62 = 30,762 \text{ млн.тенге}$$

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

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

Если:  $PI > 1$ , то проект следует принять,  $PI < 1$ , то проект следует отклонить,  $PI = 1$ , то проект ни прибыльный, ни убыточный. Индекс рентабельности в отличие от чистого приведенного эффекта является относительным показателем. PI следует считать уже по времени расчета  $t$ , когда NPV положительный.

Все значения рассчитываются аналогично и заносятся в таблицу 7.1.

Таблица 7.1 - Определение NPV и IRR

Годы проекта	I <sub>0</sub> , тенге	CF <sub>t</sub> , тенге	1/(1+k) <sup>t</sup>	PV, тенге	NPV, тенге
0	-233 325 000				
1		69 680 000	0,909	63 339 120	-169 985 880
2		69 680 000	0,826	57 555 680	-112 430 200
3		69 680 000	0,751	52 329 680	-60 100 520
4		69 680 000	0,683	47 591 440	-12 509 080
5		69 680 000	0,621	43 271 280	30 762 200
6		69 680 000	0,564	39 299 520	70 061 720
7		69 680 000	0,512	35 676 160	105 737 880
8		69 680 000	0,467	32 540 560	138 278 440
9		69 680 000	0,4	27 872 000	166 150 440
10		69 680 000	0,386	26 896 480	193 046 920
11		69 680 000	0,35	24 388 000	217 434 920
12		69 680 000	0,318	22 158 240	239 593 160
13		69 680 000	0,290	20 193 264	259 786 424
14		69 680 000	0,263	18 325 840	278 112 264
15		69 680 000	0,239	16 653 520	294 765 784
16		69 680 000	0,218	15 190 240	309 956 024
17		69 680 000	0,198	13 796 640	323 752 664
18		69 680 000	0,179	12 472 720	336 225 384
19		69 680 000	0,163	11 357 840	347 583 224
20		69 680 000	0,149	10 382 320	357 965 544
PV				591 290 544	
NPV				357 965 544	
PI				2.53	
IRR				29,70%	

Строительство можно считать экономически целесообразным, так как  $PI > 1$ , технико-экономическое обоснование строительства подстанции показало, что необходимые суммарные капиталовложения, составляют 233,325 млн. тенге, дисконтированная стоимость составляет 30,762 млн. тенге окупятся за 5 лет.



## Заключение

Тема дипломного проекта «Электроснабжение завода ферросплавов». В работе были получены следующие основные результаты.

При заданном числе электроприемников и их мощности каждого цеха была вычислена низковольтная нагрузка методом «упорядоченных диаграмм»:  $S_p = 8475$  кВА. Было посчитано количество цеховых трансформаторов и составило – 10 штук типа ТСЗ-1000/6. А так же произведена компенсация реактивной мощности на 0,4 кВ с помощью низковольтных батарей конденсаторов мощностью 200 квар, типа УКБ-0,38-200 УЗ. Определена нагрузка по заводу напряжением 10 кВ на шинах ГПП с учетом подключенных к шинам ГПП СД, ДСП, потерь в трансформаторах ТП:  $S_{p \text{ комбината}} = 42593,4$  кВА.

В проекте рассмотрены три варианта схем внешнего электроснабжения фабрики, на напряжение 110 и 35 кВ. И из них выбран наиболее рациональный с экономической и технической точки зрения, которым является первый вариант питания завода, где электроэнергия передается по ЛЭП 110 кВ. При выборе оборудования на 110 кВ выбирались элегазовые выключатели типа 121PM40-20В, фирма производитель «АВВ».

Для принятого варианта выбрано следующее высоковольтное оборудование: вводные выключатели; секционный выключатель; выключатели нагрузки; выключатели отходящих линий, выключатели к СД, ВБК (вакуумные выключатели типа ВВ/TEL, фирма производитель «Таврида Электрик»), а также силовые кабели к ним (марки ААШв). Выбраны измерительные приборы, трансформаторы тока и напряжения. Был произведен выбор шин ГПП и изоляторов к ним.

В разделе «Безопасность жизнедеятельности» были рассмотрены следующие вопросы: анализ условий труда в цехе, расчет зануления.

В экономической части дипломного проекта была произведена оценка эффективности схемы внешнего электроснабжения завода ферросплавов. Был найден срок окупаемости с учетом дисконтирования подстроенной подстанции и ЛЭП 110 кВ, который составил 5 лет.

В дипломной работе были рассмотрены вопросы компенсации реактивной мощности и выбор количества и мощности компенсирующих устройств, к которым относятся батареи конденсаторов на низкой стороне и синхронные двигатели, подключенные к шинам. Так же было рассмотрено автоматическое регулирование компенсирующих устройств реактивной мощности. Регулирование мощности конденсаторных установок может производиться: вручную эксплуатационным персоналом и автоматически от действия различных электрических параметров и неэлектрических датчиков. В зависимости от характеристики сети, требований потребителя и энергосистемы автоматическое регулирование (АР) мощности конденсаторных установок может выполняться

## Список литературы

1. Божжанова Р.Н., Живаева О.П. Сборник заданий. Методические указания к выполнению курсового проекта (часть 1,2) для студентов всех форм обучения специальности 050718 - Электроэнергетика - Алматы: АИЭС, 2005, 2006.
2. 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.
3. Киреева Э.А. Электроснабжение и электрооборудование цехов промышленных предприятий. – М.: «Кнорус», 2011.
4. Кудрин Б.И. Системы электроснабжения. – М.: «Академия», 2011.
5. Ополева Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения. – М.: «ИД ФОРУМ-ИНФРА-М», 2010.
6. Кудрин Б.И. Электроснабжение промышленных предприятий: Учебник для студентов высших учебных заведений. /Б.И. Кудрин. – М.: Интернет Инжиниринг, 2005.
7. Правила устройства электроустановок Республики Казахстан. – Алматы, 2007.
8. Шеховцов В.П. Справочное пособие по электрооборудованию и электроснабжению. – М.: «Форум-Инфра-М», 2009.
9. Шеховцов В.П. Расчет и проектирование схем электроснабжения. – М.: «Форум-Инфра-М», 2010.
10. Маньков В.Д. Основы проектирования систем электроснабжения. – СПб.: «Электросервис», 2010.
11. Анчарова Т.В. Осветительные сети производственных зданий. Ч.1,2. – М.: «НТФ Энергопрогресс, Энергетик», 2008.
12. 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.
13. Самсонов В.С., Вяткин М.А. Экономика предприятий энергетического комплекса: Учеб. для вузов. – 2-е изд. – М.: Высш. шк., 2003.
14. 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.
15. Долин П.А. Основы техники безопасности в электрических установках. – М.: Энергоатомиздат, 2011.

## Приложение А Применение вычислительной техники

В расчетах дипломного проекта использовалась программа Microsoft Excel.

№ по плану	Наименование цеха	Кол-во ЭП n	Установленная мощность, кВт			Ки	cosφ	tgφ
			Pmin	Pmax	Суммарная, Pн			
1	Плавцех № 1	40	1	30	1700	0,5	0,7	1,02
2	Дробильное отделение	2	20	50	520	0,4	0,8	0,88
3	Склад дробления руды	10	10	30	290	0,2	0,8	0,75
4	Аглофабрика	50	1	80	2100	0,5	0,8	0,75
5	Обогатительная фабрика	60	10	50	2300	0,6	0,8	0,75
6	Фильтровально-сушильное отделение	20	5	20	450	0,3	0,7	1,02
7	Склады	10	10	25	100	0,2	0,8	0,75
8	Электроцех	25	1	28	170	0,4	0,8	0,75
9	Компрессорная	0	0	0	0	0,7	0,8	0,75
10	Цех воздухоудвки	0	0	0	0	0,3	0,7	1,02
11	Насосная	10	40	80	600	0,7	0,8	0,75
12	Кислородная станция	10	20	40	260	0,7	0,8	0,75
13	Котельная	40	1	100	700	0,5	0,8	0,75
14	Обрубочный цех	25	1	20	280	0,3	0,7	1,02
15	Столярный цех	40	4	60	300	0,3	0,8	0,75
16	Литейный цех	50	1	40	620	0,6	0,8	0,75
17	Механический цех	20	1	28	210	0,4	0,8	0,88
18	Плавцех № 2	40	10	40	850	0,5	0,7	1,02

Рисунок А.1 – Исходные данные для расчета нагрузки

№ по плану	Наименование производственного помещения	Размеры помещ.		Площадь	ρ₀	Kс	Pу₀	Pр₀	cosφ	tgφ	Qр₀
		Длина	Ширина								
1	Плавцех № 1	240	78	18720	0,018	0,8	337,0	269,6	0,9	0,5	134,8
2	Дробильное отделение	50	15	750	0,016	0,8	12,0	9,6	0,9	0,5	4,8
3	Склад дробления руды	42	45	1890	0,01	0,6	18,9	11,3	0,9	0,5	5,7
4	Аглофабрика	24	69	1656	0,017	0,8	28,2	22,5	0,9	0,5	11,3
5	Обогатительная фабрика	45	90	4050	0,017	0,85	68,9	58,5	0,9	0,5	29,3
6	Фильтровально-сушильное отделение	30	33	990	0,015	0,8	14,9	11,9	0,9	0,5	5,9
7	Склады	120	21	2520	0,01	0,6	25,2	15,1	0,9	0,5	7,6
8	Электроцех	66	24	1584	0,014	0,8	22,2	17,7	0,9	0,5	8,9
9	Компрессорная	42	27	1134	0,013	0,7	14,7	10,3	0,9	0,5	5,2
10	Цех воздухоудвки	30	78	2340	0,014	0,8	32,8	26,2	0,9	0,5	13,1
11	Насосная	33	9	297	0,013	0,7	3,9	2,7	0,9	0,5	1,4
12	Кислородная станция	42	15	630	0,013	0,7	8,2	5,7	0,9	0,5	2,9
13	Котельная	42	45	1890	0,013	0,7	24,6	17,2	0,9	0,5	8,6
14	Обрубочный цех	42	66	2772	0,016	0,8	44,4	35,5	0,9	0,5	17,7
15	Столярный цех	54	24	1296	0,015	0,8	19,4	15,6	0,9	0,5	7,8
16	Литейный цех	66	75	4950	0,018	0,8	89,1	71,3	0,9	0,5	35,6
17	Механический цех	18	66	1188	0,016	0,8	19,0	15,2	0,9	0,5	7,6
18	Плавцех № 2	174	54	9396	0,018	0,8	169,1	135,3	0,9	0,5	67,7
Освещение территории		525	309	104172	0,002	1	208,3	208,3	0,9	0,5	104,2

Рисунок А.2 – Расчет осветительной нагрузки

№ по плану	Наименование цеха	Кол-во ЭП л	Установленная			m	Ki	cosφ	tgφ	Сред. мощн.		Pa	Km	Расчетные нагрузки			
			Pmin, кВт	Pmax, кВт	Суммарная Pn, кВт					Pсм, кВт	Qсм, квар			Pr, кВт	Qr, квар	Sp, кВА	
1	Плавцех № 1	40	1	30	1700	>3	0,5	0,70	1,02	850	867,2	40	1,1	952,0	867,2		
	а) силовая нагрузка													269,6	134,8		
	б) осветительная нагрузка													1221,6	1002,0	1579,9	24
	ИТОГО																
2	Дробильное отделение	2	20	50	520	<3	0,4	0,75	0,88	208	183,4	2	1,2	249,6	201,8		
	а) силовая нагрузка													9,6	4,8		
	б) осветительная нагрузка													259,2	206,6	331,5	5
	ИТОГО																
3	Склад дробления руды	10	10	30	290	<3	0,2	0,80	0,75	58	43,5	10	1,8	106,7	47,9		
	а) силовая нагрузка													11,3	5,7		
	б) осветительная нагрузка													118,1	53,5	129,6	1
	ИТОГО																
4	Аглофабрика	50	1	80	2100	>3	0,5	0,80	0,75	1050	787,5	50	1,1	1165,5	787,5		
	а) силовая нагрузка													22,5	11,3		
	б) осветительная нагрузка													1188,0	798,8	1431,6	21
	ИТОГО																
5	Обогатительная фабрика	60	10	50	2300	>3	0,6	0,80	0,75	1380	#####	60	1,1	1504,2	1035,0		
	а) силовая нагрузка													58,5	29,3		
	б) осветительная нагрузка													1562,7	1064,3	1890,7	28
	ИТОГО																
6	Фильтровально-сушильное отделение	20	5	20	450	>3	0,3	0,70	1,02	135	137,7	20	1,3	180,9	137,7		
	а) силовая нагрузка													11,9	5,9		
	б) осветительная нагрузка													192,8	143,7	240,4	3
	ИТОГО																
7	Склады	10	10	25	100	<3	0,2	0,80	0,75	20	15,0	10	1,8	36,8	16,5		
	а) силовая нагрузка													15,1	7,6		
	б) осветительная нагрузка													51,9	24,1	57,2	
	ИТОГО																

Рисунок А.3 – Расчет электрических нагрузок на напряжение 0,4 кВ

№	Параметр	Значение	
80	<b>Выбор числа цеховых трансформаторов и компенсации реактивной мощности</b>		
81			
82	Удельная мощность Суд, кВА/м²	0,2	
83	Принимаем Sn.tr, кВА	1000	
84	Принимаем K з.тр	0,75	
85	Найдем Nmin.tr	9,327	
86	Δ N	0,673	
87	Дополнительное число т-ра m	0	
88	Nmin.tr	10	
89	Определим величину Q1=Qt	2703,996	
90	Определим Qнек1	2080,14	
91	Расчетный коэффициент γ	0,57	
92	Определим Qнек2	0	
93	QнекΣ	2080,14	
94	Мощность Qнек на один тр-р	208,014	200
95			

Рисунок А.4 – Расчет количества трансформаторов и компенсация реактивной мощности

№ТП, S <sub>н.тр.</sub> , Q <sub>н.кв</sub>	№ цехов	P <sub>р0.4</sub> , кВт	Q <sub>р0.4</sub> , квар	S <sub>р0.4</sub> , кВА	Кз
1	2	3	4	5	6
ТП1 (2x1000)	1	1221,6	1002,0		
ТП2 (1x1000)	3	118,1	53,5		
ΣSn = 3000 кВА	7	51,9	24,1		
	8	110,2	59,9		
	10	26,2	13,1		
	15	159,6	82,0		
	16	491,6	314,6		
Q <sub>н.кв</sub> = 3x300			-600,0		
		2179,2	949,2	2376,9	0,79
ТП3 (2x1000)	2	259,2	206,6		
ТП4 (2x1000)	4	1188,0	798,8		
ΣSn = 4000 кВА	6	192,8	143,7		
	9	10,3	5,2		
	11	470,7	323,1		
	12	208,5	142,3		
	18	611,3	501,2		
	осв.тер.	208,3	104,2		
Q <sub>н.кв</sub> = 4x300			-800,0		
		3149,2	1425,0	3456,6	0,86
ТП5 (2x1000)	5	1562,7	1064,3		
ТП6 (1x1000)	13	454,7	271,1		
ΣSn = 4800 кВА	14	143,0	103,4		
	17	118,1	72,4		
Q <sub>н.кв</sub> = 3x300			-600,0		
		2278,5	911,2	2454,0	0,82

Рисунок А.5 – Распределение нагрузки по цеховым ТП

№ТП	№ цехов	п	Р <sub>н.тп.</sub> , кВт	Р <sub>н.тп.м.</sub> , кВт	ΣР <sub>н.</sub> , кВт	Кл	Р <sub>ом.</sub> , кВт	Q <sub>ом.</sub> , квар	п	Кл	Р <sub>р.</sub> , кВт	Q <sub>р.</sub> , квар	Sp, кВА	Кз
38	1	4	1	5	1700	7	8	9	10	11	12	13	14	15
39	2	3	1	30	290		850	887						
40	7	10	10	25	100		20	15						
41	8	25	1	28	170		68	51						
42	10	0	0	0	0		0	0						
43	15	40	4	60	300		90	68						
44	16	50	1	40	620		372	279						
45	Силовая		175	0	60	3180	0,46	1458	1323	106	1,15	1676,7	1323,2	
46	Осветительная											426,8	213,4	
47	Осв.											-800		
48												2103,5	936,6	2302,6
49	ТП3, ТП4 (4x1000) кВА	2	2	20	50	520		208	183					
50		4	50	1	80	2100		1050	788					
51		6	20	5	20	450		135	138					
52		9	0	0	0	0		0	0					
53		11	10	40	80	800		390	293					
54		12	10	20	40	260		169	127					
55		16	40	10	40	850		425	434					
56	Силовая		132	1	60	4780	0,50	2377	1952	120	1,07	2543,39	1961,50	
57	Осветительная											196,1	99,0	
58	Осв. территории											208,34	104,17	
59	Осв.											-800		
60												2949,8	1364,7	3250,2
64		5	60	10	50	2300		1380	1035					
65		13	40	1	100	700		350	263					
66		14	25	1	20	280		84	86					
67		17	20	1	28	210		74	65					
68	Силовая		145	1	100	3490	0,54	1888	1448	70	1,1	2076,25	1448,0	
69	Осветительная											126,41	63,20	
70	Осв.											-800		
71												2202,7	911,2	2383,7
72	Итого 0,4 кВ											7256,0	3212,5	
73	ΣΔРт, ΣΔQт											107,0	528,3	
74	Итого 0,4 кВ к 10 кВ											7363,0	3740,8	
75	Компрессорная		9	4	630	630	2520		2142,0			-1037,4		
76	Цех воздухоудвки		10	4	1250	1250	5000		4250,0			-2058,4		
77	Плавиль № 1		1	4	9000	9000	36000		18236,4			9229,5		
78	ΣΔРтосл, ΣΔQтосл								720,0			3800,0		
79	Плавиль № 2		18	4	5000	5000	20000		10580,0			5899,7		
80	ΣΔРтосл, ΣΔQтосл								400,0			2000,0		

Рисунок А.6 – Расчет силовой нагрузки на напряжение 10 кВ