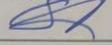


БЕЛОРУССКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

ФАКУЛЬТЕТ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ
КАФЕДРА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ

ДОПУЩЕН К ЗАЩИТЕ

Заведующий кафедрой

 Е.А. Дерюгина

« 12 » 06 2023 г.

РАСЧЕТНО-ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
ДИПЛОМНОГО ПРОЕКТА

«ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ЗАВОДА ЗАТОЧНЫХ СТАНКОВ»

Специальность 1-43.01.03 – «Электроснабжение (по отраслям)»

Специализация 1-43.01.03.01 – «Электроснабжение промышленных предприятий»

Обучающийся
группы 10603419
номер

 10.06.2023 Д. М. Кудратов
подпись, дата

Руководитель

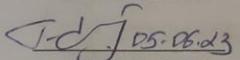
 10.06.2023 г. В. Н. Калечиц
подпись, дата

Консультанты:

по разделу «Электроснабжение»

 10.06.2023 г. В. Н. Калечиц
подпись, дата

по разделу «Экономика»

 05.06.23 Е. И. Тымуль
подпись, дата

по разделу «Релейная защита
и автоматика»

 01.06.23 К. И. Артеменко
подпись, дата

по разделу «Охрана труда»

 01.06.23 Е. В. Мордик
подпись, дата

Ответственный за нормоконтроль

 10.06.2023 г. В. Н. Калечиц
подпись, дата

Объем проекта:

расчетно-пояснительная записка – ___ страниц;

графическая часть – 8 листов;

магнитные (цифровые) носители – 1 единиц.

Минск 2023

РЕФЕРАТ

Дипломный проект: 138 с., 23 рис., 55 табл., 16 источников.

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ, ТРАНСФОРМАТОРНАЯ ПОДСТАНЦИЯ, РЕАКТИВНАЯ МОЩНОСТЬ, КАБЕЛЬНАЯ ЛИНИЯ, НАГРУЗКА

Объектом разработки является система электроснабжения радиозавода.

Целью проекта является разработка системы электроснабжения на основе исходной информации. При этом для проектируемого завода произведены расчеты по выбору силового электрооборудования и цеховых электрических сетей напряжением выше 1 кВ.

В процессе дипломного проектирования разрабатывалась система электроснабжения рассматриваемого завода в целом: определены расчетныенагрузки, произведён выбор цеховых трансформаторов, выбран оптимальный вариант схемы электроснабжения на основе технико-экономических расчетов. При разработке системы электроснабжения завода применены типовые решения с использованием серийно выпускаемого комплектного оборудования. Результатами дипломного проекта явились глубокие знанияцелого комплекса вопросов проектирования и эксплуатации электроустановокпромышленных предприятий, а также практических навыков в разработкеэкономичных, удобных в эксплуатации и безопасных в обслуживании систем электроснабжения на основе достижений научно-технического прогресса.

Подтверждаю, что приведенный в дипломном проекте расчетно-аналитический материал объективно отражает состояние разрабатываемого объекта, все заимствованные из литературных и других источников теоретические иметодологические положения и концепции сопровождаются ссылками на их авторов.

ВЕДОМОСТЬ ОБЪЁМА ДИПЛОМНОГО ПРОЕКТА

№ строки	Формат	Обозначение	Наименование	Кол. листов	Примеч.
1			<u>Документация общая</u>		
2					
3	A4		Задание по дипломному проекту	1	
4	A4		Расчетно-пояснительная записка	138	
5	A1	ДП-10603419-2023-01	Генплан предприятия с сетью напряжением	1	
6			выше 1 кВ и картограммой нагрузок		
7	A1	ДП-10603419-2023-02	Электрические нагрузки предприятия	1	
8	A1	ДП-10603419-2023-03	Схема электроснабжения предприятия	1	
9			на напряжении 10 кВ		
10	A1	ДП-10603419-2023-04	Принципиальная схема электроснабжения	1	
11			предприятия на напряжении до 1 кВ		
12	A1	ДП-10603419-2023-05	Планы и разрезы по установке	1	
13			оборудования в РП		
14	A1	ДП-10603419-2023-06	Релейная защита и автоматика элемента	1	
15			системы электроснабжения		
16	A1	ДП-10603419-2023-07	Технико-экономические показатели	1	
17	A1	ДП-10603419-2023-08	Конструкция КТП наружной установки	1	
18					
19					
20					
21					
22					
23					
24					
25					
26					
27					
28					
				ДП-1060341910-2023-РПЗ	
				ДП-1060341910-2023-РПЗ	
Изм	Лист	№ докум.	Дата	ДП-1060341910-2023-РПЗ	
Разраб.		Кудратов Д.М.		Ведомость объема дипломного проекта	Лит. Лист Л У 1
Пров.		Калечиц В.Н.			
Т. контр.		Калечиц В.Н.			
Н. контр.		Калечиц В.Н.			
Утв.		Дерюгина Е.А.			
				1-43 01 03 БНТУ, г. Минск	

ОГЛАВЛЕНИЕ

<u>ВВЕДЕНИЕ</u>	11
<u>1 КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА</u>	12
<u>2 ХАРАКТЕРИСТИКА ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ</u>	
<u>ПРЕДПРИЯТИЯ</u>	15
<u>3 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК</u>	18
<u>4 ВЫБОР ЦЕХОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ И РАСЧЕТ КОМПЕНСАЦИИ</u>	
<u>РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ</u>	31
<u>4.1 Выбор цеховых трансформаторов</u>	31
<u>4.2 Расчет компенсации реактивной мощности</u>	33
<u>4.3 Определение нагрузок на шинах РП 10 кВ</u>	36
<u>4.4 Определение целесообразности дополнительной установки БНК</u>	39
<u>5 ПОСТРОЕНИЕ КАРТОГРАММЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЕ УСЛОВНОГО</u>	
<u>ЦЕНТРА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК</u>	44
<u>6 РАЗРАБОТКА СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ И</u>	
<u>РАСЧЕТ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ НАПРЯЖЕНИЕМ ВЫШЕ 1 кВ.</u>	48
6.1 Определение нагрузок на РП.....	51
6.2 Выбор кабелей.....	52
6.3 Техничко-экономическое сравнение двух вариантов.....	57
<u>7 ВЫБОР СХЕМЫ СЕТЕЙ ДО 1кВ, СВЯЗЫВАЮЩИХ ТП</u>	66
<u>7.1 Выбор схемы резервирования до 1 кВ</u>	66
<u>7.2 Выбор кабелей напряжением до 1 кВ питающих цеха и защитных</u>	
<u>аппаратов</u>	69
<u>8 РАСЧЁТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ</u>	73
<u>8.1 Расчёт токов КЗ в сетях напряжением выше 1 кВ</u>	73
<u>8.2 Расчёт токов КЗ в сетях напряжением до 1 кВ</u>	80
<u>9 ВЫБОР СЕЧЕНИЙ ТОКОВЕДУЩИХ ЭЛЕМЕНТОВ И ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ</u>	
<u>АППАРАТОВ РП И ТП</u>	85
<u>9.1 Проверка сечений жил кабелей 10кВ на термической стойкости</u>	85

9.2 <u>Выбор шин напряжением выше 1 кВ</u>	87
9.3 <u>Выбор электрических аппаратов напряжением выше 1 кВ</u>	89
9.4 <u>Выбор электрических аппаратов в цепях 0,4 кВ цеховых трансформаторов</u>	102
9.5 Проверка сечений кабелей до 1 кВ на соответствие защитным аппаратам	105
<u>10 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА ЭЛЕМЕНТА СИСТЕМЫ</u>	
<u>ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ</u>	114
10.1 Выбор устройств релейной защиты и автоматики элементов электрооборудования завода.....	114
10.2 Расчет секционного выключателя.....	115
<u>11 ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ ИЗМЕРЕНИЯ, УЧЕТ И ЭКОНОМИЯ</u>	
<u>ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ</u>	118
<u>12 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ РАСЧЁТЫ</u>	
12.1 <u>Организация управления энергохозяйством</u>	122
12.2 <u>Технико-экономические показатели</u>	125
<u>13 ОХРАНА ТРУДА</u>	
13.1 <u>Меры безопасности при работах в цепях измерительных приборов,</u> <u>релейной защиты и автоматики</u>	128
13.2 <u>Пожарная безопасность</u>	132
<u>14 СПЕЦВОПРОС: КОНСТРУКЦИЯ КТП НАРУЖНОЙ УСТАНОВКИ</u> ...	
<u>ЗАКЛЮЧЕНИЕ</u>	138
<u>СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ</u>	139

ОБЗОР ЛИТЕРАТУРНЫХ ИСТОЧНИКОВ

Потребители электроэнергии и выбор основного оборудования были рассмотрены в книге Радкевича В.Н. «Электроснабжение промышленных предприятий: учебное пособие».

Расчет электрических нагрузок промышленного предприятия был рассмотрен в книге Радкевич В.Н. «Расчет электрических нагрузок промышленных предприятий: учебно-методическое пособие для студентов специальности

1-43 01 03 «Электроснабжение (по отраслям)».

Выбор и проверка электрооборудования были рассмотрены в книге Радкевича В.Н. «Выбор электрооборудования систем электроснабжения промышленных предприятий: пособие для студентов специальности 1-43 01 03 «Электроснабжение (по отраслям)».

Выбор источников света и их расчет были рассмотрены в книге Козловской В.Б. Электрическое освещение: справочник.

Расчет технико-экономических показателей был рассмотрен в книге Нагорнова В.Н. Методическое пособие по выполнению экономической части дипломных проектов для студентов специальности 1-43 01 03

«Электроснабжение».

Релейная защита и автоматика элементов системы электроснабжения были рассмотрены в книге Шабад М.А. Расчеты релейной защиты и автоматикираспределительных сетей.

Охрана труда была рассмотрена в книгах Лазаренкова А. М. Охрана труда в энергетической отрасли: учебник для вузов и Филянович Л. П. Методические указания по выполнению раздела «Охрана труда» в дипломных проектах для студентов специальности 1-43 01 03 «Электроснабжение».

Темой специального задания является разработка плаката «ВРУ 0,4 кВ.Схема принципиальная электрическая». Для рассмотрения заданного вопроса был использован ГОСТ 21.613-2014.

ВВЕДЕНИЕ

Энергетика, как отрасль народного хозяйства, занимает ведущие позиции в развитии экономики любого государства.

Многие электростанции, сетевые и другие объекты Белорусской энергосистемы по качественному составу техники, организации управления, автоматизации и другим экономическим показателям находятся на передовых рубежах современного промышленного производства.

Системы электроснабжения, обеспечивающие электрической энергией промышленные объекты, оказывают существенное влияние на работу электроприборов, осветительных, преобразовательных и электротехнологических установок, а также производственный процесс в целом.

Системы электроснабжения промышленных предприятий, представляющие собой совокупность электроустановок, предназначены для обеспечения электроэнергией промышленных потребителей. Потребители электроэнергии имеют свои специфические особенности, чем и обусловлены определенные требования к их электроснабжению – надежность питания, качество электроэнергии, резервирование и защита отдельных элементов. К основным задачам электроснабжения относят следующие: выбор рациональных схем и конструктивного исполнения электросетей; определение электрических нагрузок; расчет потерь мощности и электроэнергии; компенсация реактивной мощности; выбор числа и мощности трансформаторов; выбор защитных аппаратов и сечений проводников; учет потребляемой мощности и электроэнергии.

Надежное и экономичное снабжение потребителей электроэнергией требуемого качества – необходимое условие функционирования любого промышленного предприятия. В связи с этим специалисты в области электроснабжения должны иметь глубокие знания целого комплекса вопросов проектирования и эксплуатации электроустановок промышленных предприятий, так как именно при проектировании формируется структура электроснабжения, и закладываются основные свойства, определяющие ее технические, эксплуатационные и экономические показатели.

Целью данного дипломного проекта является разработка экономичной, надежной, удобной в эксплуатации и безопасной системы электроснабжения радиозавода. В проекте рассмотрены вопросы определения электрических нагрузок элементов СЭС, выбора числа и мощности цеховых трансформаторов, расчета компенсации реактивной мощности, определения условного центра электрических нагрузок.

1 КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА

Блок основных цехов завода по производству станков представляет собой предприятие замкнутого цикла, это значит, что прежде, чем получить готовую продукцию, нужно пройти полный технологический цикл, начиная от поступления на склады материалов и заготовок и заканчивая выпуском готовой продукции.

Структура блока основных цехов завода представлена ниже:

Административно-бытовой корпус
Склад материалов и
комплектующих, зарядная
Литейный цех
Штамповочный цех
Сварочный цех
Окрасочный цех
Механический цех
РМЦ
Компрессорная
Кузнечный цех
Термический цех
Сборочный цех
Насосная

В цехах будут изготавливаться заточных станки различного профиля.

Процесс изготовления станков состоит из двух основных подготовок: конструкторской и технологической.

В процессе конструкторской подготовки выполняются необходимые расчеты и выпуск рабочих чертежей со спецификациями. Технологическая подготовка заключается в разработке технологии изготовления деталей и узлов заточных станков, конструировании необходимой оснастки и ее изготовлении.

Механический цех относится к вспомогательным цехам машиностроения. Основное направление работы цехов – изготовление запасных частей, отдельных узлов, оказание технологической помощи в аварийной ситуации путем изготовления или восстановления деталей.

Цеха оснащены станочным парком, имеющим в своем структурном подразделении токарные, фрезерные, шлифовальные, строгальные и сверлильные станки, предназначенные как для обработки металлических загото-

вок и деталей, так и для изготовления различных деталей из различного рода пластмасс.

Это цеха не серийного производства. Электроприемники цехов не связаны между собой технологическим процессом, их работа происходит независимо друг от друга и остановка одного или нескольких из них не вызывает остановки других электроприемников. Среда в помещении цехов нормальная.

Сварка реализуется в три основных этапа в **сварочном цеху** — подготовительные работы по сборке, непосредственно процесс сварки и контроль качества сварных соединений. Самый распространенный метод для соединения — это дуговая сварка, основанная на принципе возникновения электрической дуги между свариваемой деталью и электродом.

Дуговая сварка, в процессе которой возбуждение дуги, подача электрода и его перемещение выполняются сварщиком, называется ручной.

Автоматическая и механизированная (полуавтоматическая) сварка — это процесс разной степени автоматизации. При механизированной сварке подача сварочной проволоки происходит автоматически, а установка и корректировка параметров режимов сварки и перемещение сварочной горелки осуществляются сварщиком. Автоматическая сварка предполагает автоматический режим при возбуждении дуги, подаче сварочной проволоки и относительном перемещении дуги и свариваемых соединений, а оператором выполняются только установка и корректировка параметров режимов сварки.

Такие способы обеспечивают высокую производительность и хорошее качество сварного шва.

Сборочные цеха на большинстве машиностроительных предприятий завершают процесс изготовления изделия. Их продукцией являются готовые изделия (машины, приборы, агрегаты). Некоторые показатели сборочных цехов в существенной мере характеризуют работу предприятия.

Процесс сборки состоит в соединении и обеспечении правильного взаиморасположения и взаимодействия деталей, сборочных единиц и механизмов изделия. Трудоемкость сборочных операций занимает значительный удельный вес в трудоемкости изделия. Организация технического обслуживания в сборочных цехах определяется тем, что технологическое оборудование, как правило, не является сложным, за исключением оборудования на автоматических линиях и некоторых видов испытательных стендов. Однако состав оборудования отличается значительным разнообразием: различные виды

металлорежущих станков, прессовое, сварочное, подъемно-транспортное, окрасочное и сушильное оборудование, испытательные стенды и т.д.

Специфика сборочных операций приводит к тому, что вся необходимая технологическая оснастка и инструмент выдаются рабочим, как правило, в постоянное пользование. Это существенно упрощает работу ИРК цеха, но усложняет функции надзора за состоянием оснастки.

Контроль качества продукции в сборочных цехах отличается особой сложностью и тщательностью. Контроль сборочных единиц и механизмов проводится методами сплошной или выборочной приемки на стационарных контрольных пунктах, контроль готовой продукции – методом сплошной приемки в конце технологического процесса заточных станков.

2 ХАРАКТЕРИСТИКА ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ПРЕДПРИЯТИЯ

Согласно литературе потребитель электрической энергии – электроприёмник или группа электроприёмников, объединённых технологическим процессом и размещающихся на определённой территории. Приёмник электрической энергии (электроприёмник) – аппарат, агрегат и др., предназначенный для преобразования электрической энергии в другой вид энергии.

Электроприёмники (ЭП) характеризуются рядом показателей, которые определяют условия их электроснабжения:

- 1) режим работы по нагреву;
- 2) номинальная мощность;
- 3) номинальное напряжение;
- 4) род тока;
- 5) частота тока;
- 6) категория электроприёмников по надёжности электроснабжения;
- 7) стабильность расположения оборудования;
- 8) удельный расход электроэнергии.

Из множества режимов работы в электроснабжении выделяют три основных:

- продолжительный (S1);
- кратковременный (S2);
- повторно-кратковременный (S3).

Продолжительный режим – это режим, в котором при включении электроприёмника температура его отдельных частей возрастает по экспоненте и достигает установившегося значения, но не превышает допустимой. На данном заводе электротехнических изделий в этом режиме работает большинство электродвигателей (ЭД) основных технологических агрегатов и механизмов, насосы, компрессоры, вентиляторы, с кратковременными отключениями работают двигатели станков, прессов, молотов и т.д.

Кратковременный режим – это режим, в котором температура отдельных частей электроприёмника при включении возрастает, но не достигает установившегося значения, а при отключении снижается до температуры окружающей среды (ОС). В этом режиме работают электродвигатели вспомогательных механизмов обрабатывающих станков, ЭД приводов открывания заслонок, затворов, фрамуг и т.д.

Повторно-кратковременный режим – это режим, при котором температура отдельных частей электроприёмника повышается во время работы,

но не превосходит допустимой, и снижается во время пауз, но не достигает температуры ОС. В данном режиме работают ЭД крановых установок, тельферов, некоторые печи сопротивления, сварочные установки и т.п.

Для электродвигателей под номинальной мощностью понимается мощность, развиваемая на валу двигателя при номинальном напряжении, а для других электроприёмников – мощность, потребляемая из сети при номинальном напряжении. Номинальная мощность плавильных печей, сварочных установок равна мощности питающих их трансформаторов. На данном заводе представлены электроприёмники широкого диапазона мощностей: от сотен киловатт у приводов компрессоров до нескольких ватт у источников света и электродвигателей вспомогательных механизмов.

Номинальное напряжение – напряжение, на которое спроектирована электрическая сеть или оборудование и к которому относят их рабочие характеристики. Для внутрицеховых электрических сетей принимаем систему переменного трёхфазного напряжения 400/230 В, для внутризаводских сетей – 10000 В.

В соответствие с все электроприёмники делятся на три категории по надёжности электроснабжения:

- электроприёмники I категории – электроприёмники, перерыв электроснабжения которых может повлечь за собой опасность для жизни людей, значительный ущерб народному хозяйству, повреждение дорогостоящего основного оборудования, массовый брак продукции, расстройство сложного технологического процесса, нарушение функционирования особо важных элементов коммунального хозяйства;

- электроприёмники II категории – электроприёмники, перерыв электроснабжения которых приводит к массовому недоотпуску продукции, массовым простоям рабочих, механизмов и промышленного транспорта, нарушению нормальной деятельности значительного количества городских и сельских жителей;

- электроприёмники III категории – все остальные электроприёмники, не подходящие под определения I и II категорий.

Электроприёмники I категории должны иметь два независимых взаиморезервирующих источника питания с автоматическим включением резерва (АВР). Перерыв в электроснабжении допускается на время действия устройств АВР.

Из состава электроприёмников I категории выделяется особая группа электроприёмников, которая должна иметь третий независимый взаиморезервирующий источник питания (аккумулятор, дизель-генератор, собственный генерирующий источник).

Электроприёмники II категории рекомендуется снабжать ЭЭ от двух независимых взаиморезервирующих источников питания. Перерыв в электроснабжении допускается на время, необходимое для включения резервного источника действиями дежурного персонала или оперативно-выездной бригады, но не более суток.

Электроприёмники III категории могут иметь один источник питания при условии, что перерыв электроснабжения, необходимый для ремонта или замены отказавшего элемента длится не более суток.

На данном заводе по производству Завод заточных станков особой группе ЭП I категории относятся устройства средств пожаротушения и дистанционного управления технологическими процессами, к I – приводы компрессоров, аварийное освещение, система вентиляции окрасочного цеха. Большинство же электроприёмников относятся ко II и III категориям по надёжности электроснабжения. Т.к. в каждом цехе имеются группы ЭП, относящиеся к разным категориям, то система электроснабжения проектируется таким образом, чтобы обеспечить преимущественно два независимых источника питания.

Определение удельного расхода ЭЭ позволяет оценивать эффективность работы оборудования, а также определять целесообразность проведения мероприятий по внедрению энергосберегающих технологий.

Проектируемое предприятие по суммарной установленной активной мощности электроприёмников можно отнести к категории средних с установленной мощностью в пределах от 5 до 75 МВт.

3 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

Выбор всех элементов СЭС и определение параметров режима работы электрических сетей проводится на основе расчетных электрических нагрузок. Электрические нагрузки характеризуют электропотребление отдельных электроприемников, групп и предприятия в целом. Расчёт силовых нагрузок произведём по методу коэффициента расчётной нагрузки.

По данному методу расчётная активная нагрузка цеха определяется по выражению:

$$P_{pc} = K_p \cdot \sum_{i=1}^N K_{wi} \cdot P_{номi}, \quad (3.1)$$

где K_p – коэффициент расчетной мощности;

K_{wi} – коэффициент использования группы однородных электроприемников;

$P_{номi}$ – мощность группы однородных электроприемников, кВт;

N – число групп электроприемников.

$$K_p = f(n_e, K_w, T_o), \quad (3.2)$$

где n_e – эффективное число электроприемников;

K_w – групповой коэффициент использования;

T_o – постоянная времени нагрева (учтена в таблице).

K_p принимается по [1, таблица П7, стр. 275] на шинах цеховых трансформаторов и по [1, таблица П6, стр. 274] для питающих сетей напряжением до 1 кВ.

Эффективное число электроприемников можно определить по выражению:

$$n_e = \frac{2 \cdot \sum_{i=1}^N P_{номi}}{P_{ном.мах}}, \quad (3.3)$$

где $P_{ном.мах}$ – номинальная мощность самого мощного электроприемника, кВт.

Средневзвешенный коэффициент использования можно определить по выражению:

$$K_i = \frac{\sum_{i=1}^n K_{wi} \cdot P_{номi}}{\sum_{i=1}^N P_{номi}}, \quad (3.4)$$

Расчетная реактивная силовая нагрузка цеха определяется по выражению:

$$Q_{pc} = K_p \cdot \sum_{i=1}^N K_{иi} \cdot P_{номi} \cdot tg\varphi_i, \quad (3.5)$$

где $tg\varphi_i$ – среднее значение коэффициента реактивной мощности i -той группы электроприемников.

Нагрузку освещения определяем по удельной мощности на единицу производственной площади. По данному методу расчетная активная нагрузка освещения цехов, для которых не производится полный светотехнический расчет, определяется по выражению:

$$P_{po} = K_c \cdot p_y \cdot F \cdot 10^{-3}, \quad (3.6)$$

где K_c – коэффициент спроса на освещение;

p_y – удельная мощность общего равномерного освещения, Вт/м²;

F – площадь цеха, м².

Так как p_y дается в справочниках при освещенности 100 лк и КПД светильника 100%, надо произвести пересчет по выражению:

$$p_y = p_{yтаб} \cdot \frac{E \cdot k_{з.факт}}{100 \cdot \eta \cdot k_{з.табл}}, \quad (3.7)$$

где E – освещенность, лк;

$k_{з.факт}$ – фактический коэффициент запаса, учитывающий снижение освещенности в процессе эксплуатации светового прибора. Принимается по [2, таблица 2.1];

η – КПД светильника;

$k_{з.табл}$ – табличный коэффициент запаса.

Расчетная реактивная нагрузка освещения цеха определяется по выражению:

$$Q_{po} = P_{po} \cdot tg\varphi_o, \quad (3.8)$$

где $tg\varphi_o$ – значение коэффициента реактивной мощности освещения.

Расчетную активную мощность цеха можно определить по выражению:

$$P_{рн} = P_{pc} + P_{po}. \quad (3.9)$$

Расчетную реактивную мощность цеха можно определить по выражению:

$$Q_{рн} = Q_{pc} + Q_{po}. \quad (3.10)$$

Полная расчетная мощность цеха определяется по формуле:

$$S_{рн} = \sqrt{P_{рн}^2 + Q_{рн}^2}. \quad (3.11)$$

Расчетный ток нагрузки цеха найдем по выражению:

$$I_{рн} = \frac{S_{рн}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}. \quad (3.12)$$

Исходные данные для расчета электрических нагрузок электроприемников сведены в таблицу 3.1.

Для каждой группы электроприемников определяем коэффициент использования и средний коэффициент мощности, полученные данные заносим в таблицу 3.1. Приведенные в таблице коэффициенты K_i и $\cos \varphi$ взяты из [1].

Определяем расчетные силовые нагрузки и нагрузки освещения для каждого из цехов. Так как расчет нагрузок аналогичен для всех цехов, приведем пример расчета нагрузок цех Окрасочный (группа №4).

Таблица 3.1- Исходные данные для расчета электрических нагрузок

Наименование цеха	Установленное оборудование	P_{Σ} , кВт	n , шт	$P_{уст. общ.}$, кВт	$P_{нmax}$, кВт	K_i	$\cos \varphi$	$tg \varphi$
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1.Административно-бытовой корпус (12 этажей).	Компьютерное оборудование	572	42	95	10	0,4	0,7	1,02
	Холодильное оборудование		90	100		0,6	0,8	0,75
	Кондиционеры		60	120		0,7	0,8	0,75
	Лабораторное оборудование		30	15		0,45	0,8	0,75
	Термическое оборудование		35	70		0,1	1	0
	Оборудование для административной связи		40	20		0,3	0,8	0,75
	Вентиляторы		20	100		0,8	0,8	0,75
	Лифты		5	52		0,7	0,7	1,02
2.Склад материалов и комплектующих, зарядная	Кран-балки, тельферы (ПВ=40%)	1000	3	355	85	0,1	0,5	1,73
	Вентиляторы		7	140		0,8	0,8	1,73
	Конвейеры, транспортеры		5	165		0,55	0,75	0,88
	Стеллажи механические		7	190		0,4	0,75	0,88
	Зарядные устройства		5	150		0,7	0,65	1,17
3. Литейный цех	Металлорежущие станки (фрезерные, зубодолбежные, радиально-сверлильные)	4075	25	900	70	0,14	0,5	1,73
	Литейное оборудование: очистные барабаны, бегуны, выбивные решетки, зачистные машины, пескометы, дробометные камеры		7	725		0,35	0,6	1,33
	Штамповочные прессы, автоматы		11	750		0,17	0,65	1,17
	Печи сопротивления, сушильные шкафы, нагревательные приборы		5	550		0,8	0,95	0,33
	Пилы и ножницы горячей резки		10	210		0,35	0,65	1,17
	Конвейеры, транспортёры		8	200		0,55	0,75	0,88

Продолжение таблицы 3.1

Наименование цеха	Установленное оборудование	P_{Σ} , кВт	n , шт	$P_{уст. общ.}$, кВт	$P_{нmax}$, кВт	K_i	$cos\varphi$	$tg\varphi$
1	2	3	4	5	6	7	8	9
	Кран-балки, тельферы (ПВ=40%)		7	210		0,1	0,5	1,73
	Вентиляторы		10	250		0,8	0,8	0,75
	Индукционные печи высокой частоты		6	280		0,7	0,8	0,75
4.Штамповочный цех	Штамповочные прессы, автоматы	4030	8	1100	150	0,17	0,65	1,17
	Печи сопротивления автоматической загрузки		10	400		0,8	0,95	0,33
	Конвейеры, транспортеры		7	300		0,55	0,75	0,88
	Кран-балки, тельферы (ПВ=40%)		7	300		0,1	0,5	1,73
	Вентиляторы		10	300		0,8	0,8	0,75
	Вертикально-обрабатывающие станки		8	200		0,14	0,5	1,73
	Ножовочно-опиловочные станки		8	200		0,17	0,65	1,17
	Приводы молотов, ковочных машин		6	800		0,24	0,65	1,17
	Индукционные печи высокой частоты		5	430		0,7	0,8	0,75
5.Сварочный цех	Сварочные машины	3190	15	1550	170	0,35	0,6	1,33
	Кран-балки, тельферы (ПВ=40%)		6	300		0,1	0,5	1,73
	Вентиляторы		10	460		0,8	0,8	0,75
	Шлифовальные станки металлообработки		6	330		0,35	0,65	1,17
	Конвейеры, транспортеры		5	550		0,55	0,75	0,88
6.Окрасочный цех	Гальванические ванны и установки	3680	15	1325	75	0,5	0,8	0,75
	Нагреватели		12	520		0,5	0,85	0,62
	Установки сушильные		10	650		0,5	0,85	0,62
	Установки ультразвуковой очистки		5	475		0,7	0,7	1,02
	Кран-балки, тельферы (ПВ=40%)		4	120		0,1	0,5	1,73
	Вентиляторы		10	200		0,8	0,8	0,75
	Конвейеры, транспортеры		5	190		0,55	0,75	0,88
	Компрессор		5	200		0,7	0,85	0,62
7.Механический цех	Кран-балки, тельферы (ПВ=40%)	4260	7	280	180	0,1	0,5	1,73

Продолжение таблицы 3.1

Наименование цеха	Установленное оборудование	P_{Σ} , кВт	n , шт	$P_{уст.}$ общ., кВт	$P_{нmax}$, кВт	K_i	$cos\varphi$	$tg\varphi$
1	2	3	4	5	6	7	8	9
	Вентиляторы		14	280		0,8	0,8	0,75
	Конвейеры, транспортеры		8	530		0,55	0,75	0,88
	Сварочные машины		5	450		0,35	0,6	1,33
	Розеточная сеть		10	250		0,06	0,5	1,73
	Намоточное оборудование, оборудование пропитки и заливки. Оборудование по подготовке проводов и кабелей		10	1300		0,7	0,85	0,62
	Сверлильные станки		5	270		0,14	0,5	1,73
	Печи сопротивления		5	200		0,8	0,95	0,33
	Штамповочные прессы, автоматы		6	200		0,17	0,65	1,17
Насосы	6	500	0,7	0,85	0,62			
8. РМЦ	Металлорежущие станки (строгальные, сверлильные, токарно-винторезные, фрезерные, долбежные)	3330	35	1700	30	0,14	0,5	1,73
	Шлифовальные станки металлообработки		9	270		0,35	0,65	1,17
	Печи сопротивления, сушильные шкафы		13	260		0,8	0,95	0,33
	Сварочные машины		25	500		0,35	0,6	1,33
	Кран-балки, тельферы (ПВ=40%)		4	120		0,1	0,5	1,73
	Вентиляторы		10	130		0,8	0,8	0,75
	Компрессоры		5	130		0,7	0,85	0,62
	Фильтр - прессы		4	80		0,35	0,55	1,52
	Центрифуги		4	60		0,4	0,6	1,33
	Сушилка		5	80		0,5	0,5	1,73
9.Комп-рессорная	Вентиляторы	600	10	150	50	0,8	0,8	0,75
	Компрессоры		5	250		0,7	0,85	0,62
	Насосы		4	200		0,7	0,85	0,62
10. Кузнечный цех	Подъемно-транспортные устройства	1750	10	210	60	0,14	0,5	1,73
	Приводы молотов		5	90		0,35	0,65	1,17
	Штамповочные прессы		10	410		0,35	0,6	1,33
	Компрессоры		7	350		0,7	0,85	0,62
	Печи сопротивления		6	300		0,55	0,75	0,88
	Вентиляторы		11	220		0,8	0,8	0,75
	Кран-балки, тельферы (ПВ=40%)		5	170		0,1	0,5	1,73

Продолжение таблицы 3.1

Наименование цеха	Установленное оборудование	P_{Σ} , кВт	n , шт	$P_{уст. общ.}$, кВт	$P_{нmax}$, кВт	K_i	$cos\varphi$	$tg\varphi$
1	2	3	4	5	6	7	8	9
11. Термический цех	Кран-балки, тельферы (ПВ=40%)	400	10	300	20	0,1	0,5	1,73
	Вентиляторы		6	60		0,8	0,8	0,75
	Индукционные печи высокой частоты		2	40		0,55	0,75	0,88
12. Сборочный цех	Кран-балки, тельферы (ПВ=40%)	2280	10	350	60	0,1	0,5	1,73
	Вентиляторы		10	150		0,8	0,8	0,75
	Конвейеры		5	200		0,55	0,75	0,88
	Сверлильные станки		5	200		0,14	0,5	1,73
	Печи сопротивления		8	300		0,62	0,8	0,75
	Металлорежущие станки крупного производства (токарные, фрезерные, сверлильные карусельные, ножницы)		6	260		0,8	0,85	0,62
	Сушилки		4	120		0,5	0,5	1,73
	Сварочные машины		5	200		0,35	0,6	1,33
	Насосы		5	300		0,7	0,85	0,62
Локальные компрессоры	5	200	0,5	0,85	0,62			
13. Насосная	Насосы	492	4	370	60	0,7	0,85	0,62
	Вентиляторы		5	50		0,8	0,8	0,75
	Компрессор		4	48		0,6	0,8	0,75
	Автоматика		4	24		0,6	0,7	1,02

Формируем группы по территориальному расположению: цеха находящиеся под одной крышей объединяем в группы.

В результате объединения получаем 8 групп:

- к первой группе относится административно – бытовой корпус №1;
- ко второй группе – склад материалов и комплектующих, зарядная №2, литейный цех №3;
- к третьей группе - штамповочный цех №4, сварочный цех №5;
- к четвертой группе – цех окрасочный №6;
- к пятой группе – Механический цех №7, РМЦ №8;
- к шестой группе – компрессорная №9, Кузнечный цех №10, Термический цех №11;
- к седьмой группе – Сборочный цех №12;
- к восьмой группе – Насосная №13;

Для группы №4 определим групповой коэффициент использования по выражению (3.4), предварительно определив знаменатель:

$$\sum_{i=1}^N P_{\text{ном}i} = 1325 + 520 + 650 + 475 + 120 + 200 + 190 + 200 = 3680 \text{ кВт};$$

$$K_i = \frac{1325 \cdot 0,5 + 520 \cdot 0,5 + 650 \cdot 0,5 + 475 \cdot 0,7 + 120 \cdot 0,1 + 200 \cdot 0,8}{3680} + \frac{190 \cdot 0,55 + 200 \cdot 0,7}{3680} = 0,543.$$

По формуле (3.3) определяем эффективное число электроприемников:

$$n_{\text{эф}} = \frac{2 \cdot (1325 + 520 + 650 + 475 + 120 + 200 + 190 + 200)}{75} = 98,13;$$

Принимаем $n_3 = 98$. По найденным значениям $K_{\text{и}}$ и n_3 по [1, таблица П2.3] находим значение K_p :

$$K_p = 0,779.$$

По выражению (3.1) определяем расчетную активную силовую нагрузку цеха:

$$P_p = 0,779 \cdot (1325 \cdot 0,5 + 520 \cdot 0,5 + 650 \cdot 0,5 + 475 \cdot 0,7 + 120 \cdot 0,1 + 200 \cdot 0,8 + 190 \cdot 0,55 + 200 \cdot 0,7) = 1555,27 \text{ кВт}.$$

По формуле (3.5) определяем расчетную реактивную силовую нагрузку:

$$Q_p = 0,779 \cdot (1325 \cdot 0,5 \cdot 0,75 + 520 \cdot 0,5 \cdot 0,62 + 650 \cdot 0,5 \cdot 0,62 + 475 \cdot 0,7 \cdot 1,02 + 120 \cdot 0,1 \cdot 1,73 + 200 \cdot 0,8 \cdot 0,75 + 190 \cdot 0,55 \cdot 0,88 + 200 \cdot 0,7 \cdot 0,62) = 1182,71 \text{ квар}.$$

Для остальных групп расчет электрических нагрузок производится аналогично. Результаты расчета нагрузок сведены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 - Результаты расчета силовых нагрузок

№ группы	$\sum P_{\text{ном}i}$, кВт	$\sum P_{\text{ном}i} \cdot K_{\text{и}i}$, кВт	$\sum P_{\text{ном}i} \cdot K_{\text{и}i} \cdot \text{tg} \varphi_i$, квар	P_{max} , кВт	n_e	K_i	K_p	$P_{\text{рс}}$, кВт	$Q_{\text{рс}}$, квар
1	572	318,15	258,7	10	114	0,556	0,772	245,61	199,72
2	5075	1967	1890,73	85	119	0,388	0,7	1376,9	1323,51
3	7220	2855,5	2690,86	170	85	0,396	0,7	1998,85	1883,6
4	3680	1996,5	1518,25	75	98	0,543	0,779	1555,27	1182,71
5	7590	3222,3	2770,11	180	84	0,425	0,728	2378,06	2044,34
6	2750	1342,4	1129,64	60	92	0,488	0,706	947,73	797,53
7	2280	1127	953,35	60	76	0,495	0,703	792,28	670,21
8	482	342,2	226,87	60	16	0,696	0,9	307,98	204,18

Нагрузку освещения определяем по удельной мощности на единицу производственной площади. Для определения нагрузки освещения нам понадобятся следующие данные:

– площадь цеха $F = 4476 \text{ м}^2$, которую нашли по чертежу согласно масштабу;

– нормируемая освещенность цеха, принимаем $E_n = 200 \text{ лк}$, согласно [2, таблица П1.1].

Для цеха окраски и гальванопокрытий принимаем светильники ДСП 3015 PRO со светодиодными лампами, для которых характерен тип кривой силы света Г, КПД светильника $\eta = 95\%$, высота подвеса 4-10 м, по [2, таблица П1.1].

В соответствии с [2, таблица 6.9] в зависимости от высоты подвеса, принимаем 6 метров, типа КСС и площади определяем удельную мощность общего равномерного освещения $p_{y.\text{таб}} = 2,2 \text{ Вт/ м}^2$. Приводим расчёт удельной мощности для светодиодных ламп через отношение световой отдачи ламп с дуговыми источниками света (60 Лм/Вт) к световой отдаче светодиодных ламп (120Лм/Вт).

По выражению (3.7) произведем пересчет удельной нагрузки:

$$p_y = 2,2 \cdot \frac{200 \cdot 1,4}{100 \cdot 0,95 \cdot 1,5} \cdot \frac{60}{120} = 2,16 \text{ Вт/ м}^2;$$

Коэффициент спроса принимаем 0,95, [4, стр.310].

По формуле (3.6) определяем расчетную активную нагрузку освещения:

$$P_{po} = 0,95 \cdot 2,16 \cdot 4476 \cdot 10^{-3} = 9,18 \text{ кВт};$$

По выражению (3.8) определяем расчетную реактивную нагрузку освещения с учетом того, что коэффициент мощности освещения для ДРИ $\cos\varphi_0 = 0,95$; следовательно $\text{tg}\varphi_0 = 0,328$.

$$Q_{po} = 0,328 \cdot 9,18 = 3,01 \text{ квар};$$

Результаты расчета нагрузок освещения для всех цехов заносим в таблицу 3.3.

Таблица 3.3 – Результаты расчета осветительных нагрузок

№ цеха	$F, \text{м}^2$	Тип ламп	Тип светильника	Тип КС	$tg\varphi$	$N, \text{эт.}$	$P_{\text{ут}}, \text{кВт/м}^2$	$E_{\text{н}}, \text{лк}$	K_c	η	$P_{\text{у}}, \text{кВт/м}^2$	$P_{\text{ро}}, \text{кВт}$	$Q_{\text{ро}}, \text{квар}$
1	3208	ЛД54	ДПП22	Д	0,426	12	2,7	300	0,90	0,92	4,11	142,35	60,64
2	4104	LED-250	ДСП 3015 PRO	Г	0,328	1	2,2	75	0,60	0,95	0,81	2,00	0,65
3	7092	LED-250	ДСП 3015 PRO	Г	0,328	1	2,2	300	0,95	0,95	3,24	21,84	7,16
4	3023	LED-250	ДСП 3015 PRO	Г	0,328	1	2,2	300	0,95	0,95	3,24	9,31	3,05
5	3695	LED-250	ДСП 3015 PRO	Г	0,328	1	2,2	200	0,95	0,95	2,16	7,59	2,49
6	4476	LED-250	ДСП 3015 PRO	Г	0,328	1	2,2	200	0,95	0,95	2,16	9,19	3,01
7	5453	LED-250	ДСП 3015 PRO	Г	0,328	1	2,2	300	0,95	0,95	3,24	16,80	5,51
8	1925	LED-250	ДСП 3015 PRO	Г	0,328	1	2,2	400	0,95	0,95	4,32	7,91	2,59
9	2916	LED-250	ДСП 3015 PRO	Г	0,328	1	2,2	150	1,00	0,95	1,62	4,73	1,55
10	16038	LED-250	ДСП 3015 PRO	Г	0,328	1	2,2	300	0,95	0,95	3,24	49,40	16,20
11	17496	LED-250	ДСП 3015 PRO	Г	0,328	1	2,2	75	0,60	0,95	0,81	8,51	2,79
12	2282	LED-250	ДСП 3015 PRO	Г	0,328	1	2,2	200	0,95	0,95	2,16	4,69	1,54
13	1693	LED-250	ДСП 3015 PRO	Г	0,328	1	2,2	100	0,95	0,95	1,08	1,74	0,57

Наружное освещение. Учитывая, что коэффициент спроса для наружного освещения принимается равным единице, активная расчетная нагрузка наружного освещения:

$$P_{рон} = p_{y.l} \cdot L \cdot 10^{-3}, \quad (3.13)$$

где L – суммарная длина линий наружного освещения, м;

$p_{y.l}$ – удельная мощность осветительной установки, Вт/м.

Расчетная реактивная мощность наружного освещения:

$$Q_{рон} = P_{рон} \cdot \operatorname{tg} \varphi. \quad (3.14)$$

Найдем активную нагрузку наружного освещения. По [3, таблица 12.3], принимаем нормированное значение средней освещенности 4 лк при мощности ламп ДРЛ 250 Вт, находим $p_{y.l}=1,62$ Вт/м. По схеме расположения цехов согласно масштабу $L=1612$ м, тогда по формуле (3.13):

$$P_{рон} = 1,62 \cdot 1612 \cdot 10^{-3} = 2,61 \text{ кВт.}$$

Расчетная реактивная нагрузка наружного освещения, т.к. $\cos \varphi=0,95$ для LED ($\operatorname{tg} \varphi=0,328$):

$$Q_{рон} = 2,61 \cdot 0,328 = 0,856 \text{ квар.}$$

Запитаем наружное освещение от цеха №13.

Активная расчетная нагрузка для цеха окраски и гальванопокрытий по формуле (3.9):

$$P_p = 1555,27 + 9,18 = 1564,45 \text{ кВт;}$$

Реактивная расчетная нагрузка по (3.10):

$$Q_p = 1182,71 + 3,01 = 1185,72 \text{ квар;}$$

Полная расчетная нагрузка (3.11):

$$S_p = \sqrt{1564,45^2 + 1185,72^2} = 1963,01 \text{ кВ} \cdot \text{А};$$

Расчетный ток нагрузки цеха найдем (3.12):

$$I_p = \frac{1963,01}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 2833 \text{ А.}$$

Результаты расчета нагрузок для всех цехов заносим в таблицу 3.4

Таблица 3.4- Расчетные нагрузки цехов с учетом освещения

Номер группы	Номера цехов группы	K_i	n_e	K_p	$P_{рс},$ кВт	$Q_{рс},$ квар	$P_{ро},$ кВт	$Q_{ро},$ квар	$P_p,$ кВт	$Q_p,$ квар	$S_p,$ кВ·А
1	1	0,556	114	0,772	245,61	199,72	142,35	60,64	387,96	260,36	467,23
2	2+3	0,388	119	0,7	1376,9	1323,51	22,84	7,81	1399,74	1331,32	1931,76
3	4+5	0,396	85	0,7	1998,85	1883,6	16,9	5,54	2015,75	1889,14	2762,63
4	6	0,543	98	0,779	1555,27	1182,71	9,19	3,01	1564,46	1185,72	1963,02
5	7+8	0,425	84	0,728	2378,06	2044,34	24,71	8,1	2402,77	2052,44	3160,03
6	9+10+11	0,488	92	0,706	947,73	797,53	62,64	20,54	1010,37	818,07	1300,03
7	12	0,495	76	0,703	792,28	670,21	4,69	1,54	796,97	671,75	1042,31
8	13	0,696	16	0,9	307,98	204,18	1,74	0,57	309,72	204,75	371,28

Так как полная расчётная мощность котельной (цех №13) меньше 400 кВА, то экономически целесообразно запитать его от ТП ближайшего цеха. Таким является цех №2 и №3. Произведем пересчет электрической нагрузки для данной группы объединённых цехов.

Для этого в первую очередь по таблице П2.2[1] выберем другое значение коэффициента K_p для цеха №13: $K_{иср}=0,696$, $nэ=16 \Rightarrow K_p=1$. Пересчитаем нагрузки цеха №13:

$$P_{pн13} = K_p \cdot \sum_{i=1}^n P_{Hi} K_{Иi} + P_{p.o.} = 1 \cdot 342,2 + 9,19 = 351,39 \text{ кВт};$$

$$Q_{pн13} = K_p \cdot \sum_{i=1}^n P_{Hi} K_{Иi} \operatorname{tg} \phi_i + Q_{p.o.} = 1 \cdot 226,87 + 3,01 = 229,88 \text{ квар};$$

$$S_{p.н13} = \sqrt{P_{p.н13}^2 + Q_{p.н13}^2} = \sqrt{351,39^2 + 229,88^2} = 419,9 \text{ кВ} \cdot \text{А};$$

$$I_{P13} = \frac{S_{P5}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{419,9}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 606,07 \text{ А}.$$

Коэффициент использования объединённых цехов равен: $Ku_{2+3+13} = 0,415$.

Эффективное число электроприёмников:

$$ne_{2+3+13} = \frac{2 \cdot (P_{ycm2+3} + P_{ycm13})}{P_{н. \max_{2+3+13}}} = \frac{2 \cdot (5075 + 492)}{85} = 130,99.$$

По найденным значениям Ki_{2+3+13} и ne_{2+3+13} по [1] в таблице П2.3 находим значение коэффициента расчетной нагрузки для объединённых цехов Kp_{2+3+13} : $Kp_{2+3+13} = 0,743$.

Расчетные нагрузки для объединённых цехов вычисляется следующим образом:

$$Pp_{2+3+13} = Kp_{2+3+13} \cdot (P_{c2+3} + P_{c13}) + (P_{po2+3} + P_{po13}) = 0,743 \cdot (1376,9 + 307,98) + (22,84 + 9,19) = 1283,89 \text{ кВт};$$

$$Qp_{2+3+13} = Kp_{2+3+13} \cdot (Q_{c2+3} + Q_{c13}) + (Q_{po2+3} + Q_{po13}) = 0,743 \cdot (1323,51 + 204,18) + (7,81 + 3,01) = 1145,89 \text{ квар};$$

$$Sp_{2+3+13} = \sqrt{Pp_{2+3+13}^2 + Qp_{2+3+13}^2} = \sqrt{1283,89^2 + 1145,89^2} = 1720,88 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Итоговые нагрузки цехов сведены в таблицу 3.5

Таблица 3.5- Расчетные нагрузки цехов после объединения в группы

Группа	Цех, №	K_i	n_c	K_p	$P_{рс},$ кВт	$Q_{рс},$ квар	$P_{ро},$ квар	$Q_{ро},$ квар	$P_{рн},$ кВт	$Q_{рн},$ квар	$S_{рн},$ кВ·А	$I_{рн},$ А
1	1	0,556	114	0,772	245,61	199,72	142,35	60,64	387,96	260,36	467,23	675,18
2	2+3+13	0,415	131	0,743	1236,7	1135,07	24,58	8,38	1261,28	1143,45	1702,44	2460,17
3	4+5	0,396	85	0,7	1998,85	1883,6	16,9	5,54	2015,75	1889,14	2762,63	3992,23
4	6	0,543	98	0,779	1555,27	1182,71	9,19	3,01	1564,46	1185,72	1963,02	2836,74
5	7+8	0,425	84	0,728	2378,06	2044,34	24,71	8,1	2402,77	2052,44	3160,03	4566,52
6	9+10+11	0,488	92	0,706	947,73	797,53	62,64	20,54	1010,37	818,07	1300,03	1878,66
7	12	0,495	76	0,703	792,28	670,21	4,69	1,54	796,97	671,75	1042,31	1506,23

4 ВЫБОР ЦЕХОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ И РАСЧЕТ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

В качестве источников реактивной мощности на данном предприятии планируем использовать в первую очередь батареи низковольтных конденсаторов (БНК) напряжением до 1 кВ. Учитывается также реактивная мощность, которую можно получать из энергосистемы.

Расчёт компенсации реактивной мощности выполняем в несколько этапов. Первоначально предприятие, состоящее из отдельных зданий, разбиваем на несколько технологически концентрированных групп цеховых трансформаторов одинаковой единичной мощности. В пределах каждой группы все трансформаторы должны иметь одинаковый коэффициент загрузки и один вид компенсирующих устройств. Предварительно необходимо определить расчетные нагрузки трансформаторов, учитывая предельные возможности передачи мощности по линиям до 1кВ.

Для каждой группы трансформаторов принимаем единичную номинальную мощность и коэффициент загрузки, после чего определяем минимальное число трансформаторов. Затем производим расчёт установленной мощности батарей низковольтных конденсаторов в сетях до 1кВ каждого цехового трансформатора, а также для предприятия в целом. После этого уточняем активную и реактивную нагрузки предприятия с учетом потерь мощности в трансформаторах и вычисляем экономическое значение реактивной мощности, потребляемой из энергосистемы. Анализ баланса реактивной мощности на границе раздела предприятия и энергосистемы определяет дальнейший порядок расчётов.

4.1 Выбор цеховых трансформаторов

Выбор единичной мощности цеховых трансформаторов можно производить по величине удельной плотности нагрузки s_y , определяемой по выражению:

$$s_y = \frac{S_{p.n}}{F}, \quad (4.1)$$

где $S_{p.n}$ - расчётная полная мощность нагрузки цеха на напряжение до 1 кВ, кВ·А;

F - производственная площадь цеха, электроснабжение которого осуществляется от трансформаторов, м².

Для отдельно стоящих КТП в цехе при $S_y < 0,2$ кВ·А/м² принимаем трансформаторы с единичной мощностью до $S=1000$ кВ·А; при $0,2 < S_y < 0,5$ кВ·А/м² трансформаторы мощностью $S=1600$ кВ·А; при $0,5 < S_y$ кВ·А/м² трансформаторы мощностью $S=1600, 2500$ кВ·А. При открытой установке принимают масляные трансформаторы, а сухие трансформаторы, при установке в отдельных помещениях.

Для каждой группы цеховых трансформаторов одинаковой мощности определяем их минимальное число:

$$N_{T \min} = \frac{P_{p.n.}}{\beta_T \cdot S_T}, \quad (4.2)$$

где $P_{p.n.}$ – расчётная активная нагрузка цеха, кВт;

β_T – коэффициент загрузки трансформаторов, определяемый в зависимости от категории электроприёмников по надёжности электроснабжения;

S_T – принятая минимальная мощность одного трансформатора, кВ·А.

Результаты расчета нагрузок групп цехов сведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 - Расчетные нагрузки групп

Номер группы	Номера цехов	P_{pc} , кВт	Q_{pc} , квар	P_{po} , кВт	Q_{po} , квар	P_{pn} , кВт	Q_{pn} , квар	S_{pn} , кВ·А
1	1	245,61	199,72	142,35	60,64	387,96	260,36	467,23
2	2+3+13	1236,7	1135,07	24,58	8,38	1261,28	1143,45	1702,44
3	4+5	1998,85	1883,6	16,9	5,54	2015,75	1889,14	2762,63
4	6	1555,27	1182,71	9,19	3,01	1564,46	1185,72	1963,02
5	7+8	2378,06	2044,34	24,71	8,1	2402,77	2052,44	3160,03
6	9+10+11	947,73	797,53	62,64	20,54	1010,37	818,07	1300,03
7	12	792,28	670,21	4,69	1,54	796,97	671,75	1042,31

Рассмотрим расчет числа трансформаторов на четвертой группе цехов. Мощность трансформатора определяем по (4.1):

$$s_y = \frac{1985,35}{4476} = 0,44 \text{ кВ·А/м}^2,$$

принимаем $\beta_T=0,8$, $S_m=1000$ кВ·А. По формуле (4.2):

$$N_{\min} = \frac{1582,13}{0,8 \cdot 1000} = 1,977;$$

Принимаем число трансформаторов равным 2.

Результаты остальных расчетов сведем в таблицу 4.2.

Таблица 4.2 - Выбор трансформаторов

Группа	P_p , кВт	Q_p , квар	S_p , кВ·А	β_T	s_y , кВ·А/м ²	S_T , кВ·А	N_{Tmin}	N_T
1	387,96	260,36	467,23	0,9	0,22	630	0,689	1
2	1261,28	1143,45	1702,44	0,9	0,14	1000	1,48	2
3	2015,75	1889,14	2762,63	0,8	0,42	1600	1,6	2
4	1564,46	1185,72	1963,02	0,8	0,44	1000	1,977	2
5	2402,77	2052,44	3160,03	0,9	0,44	1600	1,702	2
6	1010,37	818,07	1300,03	0,7	0,04	630	2,496	3
7	796,97	671,75	1042,31	0,8	0,46	1600	0,629	1

В группе №6 нецелесообразно устанавливать трансформаторы с $S_T=1000$ кВ·А, поэтому устанавливаем 3 трансформатора с $S_T=630$ кВ·А .

Для установки выбираем трансформаторы ТМГ32-630/10-У1 и ТМГ32-1000/10-У1, ТМГ32-1600/10-У1, параметры которых приведены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 - Каталожные данные трансформаторов

Тип трансформатора	S_n ,кВ·А	ΔP_{xx} , кВт	$\Delta P_{кз}$, кВт	$U_{кз}$, %	I_{xx} ,%
ТМГ 32	630	0,8	6,75	5,5	0,6
ТМГ 32	1000	1,1	10,5	5,5	0,5
ТМГ 32	1600	1,7	14	6	0,5

4.2. Расчет компенсации реактивной мощности

Передача по электрическим сетям реактивной мощности снижает пропускную способность линий и трансформаторов по активной мощности и вызывает дополнительные потери активной мощности и напряжения.

Существует много способов для снижения потребляемой реактивной мощности (установка высоковольтных синхронных двигателей, конденсаторные установки и т.д.). На данном предприятии для снижения потребляемой реактивной мощности предусмотрим установку батарей низковольтных конденсаторов (БНК).

Наибольшее значение реактивной мощности, которое может быть передано через трансформаторы в сеть до 1кВ при принятом коэффициенте

загрузки трансформаторов β_T , определяется по следующему выражению (для масляных трансформаторов) в квар:

$$Q_m = \sqrt{(1,1 \cdot S_T \cdot \beta_T \cdot N_T)^2 - P_{рн}^2}, \quad (4.3)$$

где коэффициент 1,1 учитывает допустимую систематическую перегрузку.

Суммарная мощность блока низковольтных конденсаторов БНК по критерию выбора минимального числа трансформаторов:

$$Q_{нк1} = Q_{рн} - Q_m, \quad (4.4)$$

где $Q_{рн}$ – расчётная реактивная нагрузка до 1кВ рассматриваемой группы трансформаторов, квар.

Если $Q_{нк1} < 0$, то следует принять $Q_{нк1} = 0$.

Величина $Q_{нк1}$ распределяется между трансформаторами прямо пропорционально их реактивным нагрузкам. Затем выбираются стандартные номинальные мощности БНК для сети до 1кВ каждого трансформатора.

Мощность БНК, приходящаяся на один трансформатор:

$$Q'_{нк1} = \frac{Q_{нк1}}{N_{\min}}. \quad (4.5)$$

Расчет мощности БНК покажем на примере для группы 4, цеха 6. Наибольшее значение реактивной мощности, которую можно передать через трансформатор ТМГ15-1000/10 в сеть до 1кВ по (4.3):

$$Q_T = \sqrt{(1,1 \cdot 2 \cdot 0,8 \cdot 1000)^2 - 1564,46^2} = 806,26 \text{ квар};$$

Суммарная мощность БНК по (4.4):

$$Q_{нк1} = Q_p - Q_T = 1185,72 - 806,26 = 379,46 \text{ квар};$$

По формуле (4.5):

$$Q'_{нк1} = \frac{379,46}{2} = 189,73 \text{ квар};$$

Выбираем батарею АКУ 0,4-200-20УЗ на каждый трансформатор из [1, таблица П1.5].

Для остальных цехов выбор БНК аналогичен и сведен в таблицу 4.4.

Таблица 4.4 - Выбор БНК

Группа	$P_{рн}$, кВт	$Q_{рн}$, квар	S_T , кВ·А	N_T	Q_T , квар	$Q_{нк1}$, квар	$Q_{нк1}$ (1т-р), квар	Тип БНК
1	387,96	260,36	467,23	1	488,35	-227,99	-227,99	-
2	1261,28	1143,45	1702,44	2	1227,51	-84,06	-42,03	-
3	2015,75	1889,14	2762,63	2	1966,37	-77,23	-38,62	-

Продолжение таблицы 4.4

Группа	$P_{рн}$, кВт	$Q_{рн}$, квар	S_T , кВ·А	N_T	Q_T , квар	$Q_{нк1}$, квар	$Q_{нк1}$ (1г-р), квар	Тип БНК
4	1564,46	1185,72	1963,02	2	806,27	379,45	189,73	АКУ 0,4-200-20У3
5	2402,77	2052,44	3160,03	2	1468,52	583,92	291,96	АКУ 0,4-300-20У3
6	1010,37	818,07	1300,03	3	1321,13	-503,06	-167,69	-
7	796,97	671,75	1042,31	1	587,31	84,44	84,44	АКУ 0,4-100-10У3

Суммарная установленная мощность БНК предприятия $Q_{нкф}=1100$ квар.

Коэффициент загрузки трансформатора с учётом компенсации реактивной мощности:

$$\beta_m = \frac{S_{рн}}{N_T \cdot S_T}, \quad (4.6)$$

где $S_{рн}$ - расчетная нагрузка цеха с учетом компенсации реактивной мощности.

$$S_{рн} = \sqrt{P_{рн}^2 + (Q_{рн} - Q_{нк1})^2}, \quad (4.7)$$

где $Q_{нк1}$ - суммарная номинальная мощность конденсаторных установок с учетом числа трансформаторов, квар.

Потери активной мощности в трансформаторе, кВт:

$$\Delta P_m = \Delta P_{xx} \cdot N_T + \frac{\Delta P_{кз}}{N_T} \cdot \frac{S_{рн}^2}{S_T^2} = \Delta P_{xx} \cdot N_T + N_T \cdot \Delta P_{кз} \cdot \beta_m^2. \quad (4.8)$$

Потери реактивной мощности в трансформаторе, квар:

$$\Delta Q_m = N_T \cdot \frac{I_{xx}}{100} \cdot S_T + \frac{U_{к}}{100} \cdot \frac{S_{рн}^2}{N_T \cdot S_T} = \frac{N_T \cdot S_T}{100} \cdot (I_{xx} + U_{к} \cdot \beta_m^2). \quad (4.9)$$

Определим потери в трансформаторе для четвертой группы цехов. Для этого определим расчетную нагрузку цеха с учетом компенсации реактивной мощности по формуле (4.7):

$$S_{рн} = \sqrt{1564,46^2 + (1185,72 - 400)^2} = 1750,68 \text{ кВ·А};$$

$$\beta_m = \frac{1750,68}{2 \cdot 1000} = 0,875.$$

По формулам (4.8) и (4.9) определим потери активной и реактивной мощности в трансформаторах:

$$\Delta P_m = 2 \cdot 0,94 + 2 \cdot 16 \cdot 0,875^2 = 17,97 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_m = \frac{2 \cdot 1000}{100} \cdot (0,5 + 5,5 \cdot 0,875^2) = 94,28 \text{ квар.}$$

Аналогично произведём расчёты потерь для остальных групп цехов и результаты занесем в таблицу 4.5.

Таблица 4.5 - Определение потерь мощности в трансформаторах

Группа	N_T	$S_{\text{ном}}, \text{кВА}$	Потери, кВт		$U_{\text{кз}}, \%$	$I_{\text{хх}}, \%$	β_T	$\Delta P, \text{кВт}$	$\Delta Q, \text{квар}$
			XX	КЗ					
1	1	630	0,8	6,75	5,5	0,6	0,74	6,72	22,84
2	2	1000	1,1	10,50	5,5	0,5	0,85	17,10	89,70
3	2	1600	1,70	14,00	6,0	0,5	0,86	27,25	159,10
4	2	1000	1,1	10,50	5,5	0,5	0,88	17,97	94,28
5	2	1600	1,70	14,00	6,0	0,5	0,88	28,03	163,80
6	3	630	0,8	6,75	5,5	0,6	0,69	11,77	60,52
7	1	1000	1,1	10,50	5,5	0,5	0,98	11,04	57,91
Всего								119,88	648,17

4.3 Определение нагрузок на шинах РП 10 кВ

Расчетная активная мощность предприятия:

$$P_p = K_o \cdot \sum_{i=1}^m P_{\text{ном}i} \cdot K_{\text{и}i} + P_{\text{ро}\Sigma} + \Delta P_{\text{м}\Sigma} = K_o \cdot P_{\text{см}\Sigma} + P_{\text{ро}\Sigma} + \Delta P_{\text{м}\Sigma}, \text{ кВт}, \quad (4.10)$$

где: m – число присоединений к РП;

n – число синхронных двигателей с $U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$;

$K_{\text{и}i}$ – средневзвешенное значение коэффициента использования i -ого присоединения.

Расчетная реактивная мощность предприятия:

$$Q_p = K_o \cdot \sum_{i=1}^m P_{\text{ном}i} \cdot K_{\text{и}i} \cdot \text{tg}\varphi_i + Q_{\text{ро}\Sigma} + \Delta Q_{\text{м}\Sigma} = K_o \cdot Q_{\text{см}\Sigma} + Q_{\text{ро}\Sigma} + \Delta Q_{\text{м}\Sigma}, \text{ квар}, \quad (4.11)$$

где: $Q_{\text{о}i}$ – расчетная реактивная осветительная нагрузка i -ого присоединения;

$\Delta Q_{\text{т}i}$ – потери реактивной мощности в трансформаторах i -ого присоединения;

$\text{tg}\varphi_i$ – среднее значение коэффициента реактивной мощности i -ого присоединения;

$Q_{\text{нкф}i}$ – фактическая реактивная мощность конденсаторных установок i -ого присоединения.

Поскольку схема электроснабжения предприятия неизвестна, то предварительно считаем, что на предприятии радиальная схема электроснабжения и число присоединений на сборных шинах 10 кВ РП будем считать равным числу установленных трансформаторов на предприятии (1, таблица 8.2): $m=12$.

K_o – коэффициент одновременности максимумов нагрузок,
 $[K_o = f(m, K_{и.ср.взв})]$,

где $K_{и.ср.взв}$ рассчитывается по формуле:

$$K_{и.ср} = \frac{\sum_{i=1}^m P_{номі} \cdot K_{иі}}{\sum_{i=1}^m P_{номі}} = \frac{P_{см\Sigma}}{P_{ном\Sigma}}. \quad (4.12)$$

Таблица 4.6 - Характеристики присоединений

Группа	$P_{номі}$, кВт	$K_{иі}$	$P_{номі} \cdot K_{иі}$, кВт	$P_{номі} \cdot K_{иі} \cdot tg\phi_{иі}$, кВА	$P_{ро}$, кВт	$Q_{ро}$, квар	ΔP , кВт	ΔQ , квар	N_T
1	572	0,556	318,15	258,7	142,35	60,64	6,72	22,84	1
2	5567	0,415	2309,2	2117,6	24,58	8,38	17,10	89,70	2
3	7220	0,396	2855,5	2690,86	16,9	5,54	27,25	159,10	2
4	3680	0,543	1996,5	1518,25	9,19	3,01	17,97	94,28	2
5	7590	0,425	3222,3	2770,11	24,71	8,1	28,03	163,80	2
6	2750	0,488	1342,4	1129,64	62,64	20,54	11,77	60,52	3
7	2280	0,495	1127	953,35	4,69	1,54	11,04	57,91	1
Сумма	29659		13171,05	11438,51	285,06	107,75	119,88	648,17	13

Средневзвешенный коэффициент использования предприятия по (4.12):

$$K_{и.ср.взв} = \frac{13171,05}{29659} = 0,444$$

Коэффициент одновременности максимумов нагрузок $[K_o = f(m, K_{и.ср.взв})]$ по [1] табл. П2.4: $K_o=0,85$.

Расчетная активная мощность предприятия по (4.10):

$$P_{р.зав} = 0,85 \cdot 13171,05 + 285,06 + 119,88 = 11600,33 \text{ кВт.}$$

Расчетная реактивная мощность предприятия по (4.11):

$$Q_{р.зав} = 0,85 \cdot 11438,51 + 107,75 + 648,17 = 10478,65 \text{ квар.}$$

Полная расчётная нагрузка предприятия определяем:

$$S_{р.зав} = \sqrt{P_{р.зав}^2 + Q_{р.зав}^2} = \sqrt{11600,33^2 + 10478,65^2} = 15631,65 \text{ кВ} \cdot \text{А.}$$

Математическое ожидание расчетных нагрузок потребителя:

$$\bar{P}_p = \kappa \cdot P_p; \quad (4.13)$$

$$\bar{Q}_p = \kappa \cdot Q_p, \quad (4.14)$$

где κ – коэффициент приведения расчетных нагрузок к математическому ожиданию, $\kappa=0,9$.

Экономическое значение реактивной мощности, потребляемой из энергосистемы в часы больших нагрузок ее сети, определяется с учетом суммарных расчетных нагрузок потребителя:

$$Q_p = \bar{P}_p \cdot \operatorname{tg} \varphi_p. \quad (4.15)$$

Нормативное значение коэффициента $\operatorname{tg} \varphi_p$, которым пользуется энергоснабжающая организация, определяется по выражению:

$$\operatorname{tg} \varphi_p = \frac{240 \cdot \operatorname{tg} \varphi_B \cdot k_1}{a_d \cdot d_{\max} + 5000 \cdot b_d}, \quad (4.16)$$

где d_{\max} – отношение потребления энергии в квартале максимума нагрузки энергосистемы к потреблению ее в квартале максимума нагрузки предприятия (при отсутствии необходимых данных принимают $d_{\max}=1$);

a_d – действующая основная ставка тарифа на активную мощность, $a_d=330,63588$ руб/(кВт·год);

b_d – дополнительная ставка тарифа на активную энергию, $b_d = 0,23301$ руб/кВт·ч;

$\operatorname{tg} \varphi_B$ – базовый коэффициент реактивной мощности, принимаемый равным 0,25; 0,3 и 0,4 для сетей 6-20кВ, присоединённых к шинам подстанции с высшим напряжением соответственно 35, 110 и 220-330кВ. В нашем случае $\operatorname{tg} \varphi_B=0,3$;

k_1 – коэффициент удорожания конденсаторов, принимаемый равным кратности тарифа на электроэнергию:

$$k_1 = k_w = \frac{a_d + b_d \cdot T_m}{a + b \cdot 10^{-2} \cdot T_m}, \quad (4.17)$$

где a – основная ставка тарифа на активную мощность на момент принятия методики, $a=60$ руб/(кВт·год);

b – дополнительная ставка тарифа на активную энергию на момент принятия методики, $b = 1,8$ коп/кВт·ч;

T_m – число часов использования максимальной нагрузки, определяемое характером и сменностью работы потребителя в год, ч:

для односменных предприятий – 1800-2500;

для двухсменных предприятий – 3500-4500;

для трехсменных предприятий – 5000-7000;

Принимаем $T_m=4300$ часов.

Математическое ожидание расчетных нагрузок потребителя по формулам (4.13) и (4.14):

$$\bar{P}_p = 0,9 \cdot 11600 = 10440 \text{ кВт};$$

$$\bar{Q}_p = 0,9 \cdot 10478 = 9430,2 \text{ квар.}$$

Для нашего завода по производству электротехнической продукции примем двухсменный режим работы и $T_M=4300$ ч. Тогда значение коэффициента повышения тарифов на электроэнергию по выражению (4.17) равно:

$$k_w = k_1 = \frac{330,63588 + 0,23301 \cdot 4300}{60 + 1,8 \cdot 10^{-2} \cdot 4300} = 9,699.$$

Нормативное значение экономического коэффициента РМ по выражению (4.16):

$$\text{tg} \varphi_3 = \frac{240 \cdot 0,3 \cdot 9,699}{1 \cdot 330,63588 + 5000 \cdot 0,23301} = 0,467.$$

Экономически целесообразное значение РМ, потребляемой из энергосистемы, находим по выражению (4.15):

$$Q_3 = 9430,2 \cdot 0,467 = 4403,90 \text{ квар.}$$

Произведём расчет баланса РМ на границе с энергосистемой:

$$\Delta Q' = \bar{Q}_p - Q_{нк1} - Q_3, \quad (4.18)$$

$$\Delta Q' = 9430,2 - 1100 - 4403,90 = 3926,3 \text{ квар.}$$

Так как $\Delta Q' > 0$, надо искать пути получения РМ. Для одно-, двух- и трехсменных предприятий рассматривается целесообразность дополнительной установки БНК.

4.4 Определение целесообразности дополнительной установки БНК

Для определения целесообразности дополнительной установки БНК необходимо найти значение экономически целесообразной реактивной мощности $Q_{мэ}$, которая может быть передана через цеховые трансформаторы в сеть напряжением до 1 кВ.

При потреблении РМ из энергосистемы, превышающем экономическое значение:

$$Q_{мэ} = \frac{Z_{нк} - C_{QP}}{2 \cdot A}; \quad (4.19)$$

где $Z_{нк}$ – удельные затраты на компенсацию РМ установками БНК, руб/квар;

C_{QP} – удельная стоимость потребления РМ и энергии, превышающего экономическое значение, руб/квар·год;

A – расчётная величина, характеризующая затраты на потери активной мощности при передаче РМ в сеть напряжением до 1 кВ.

$$Z_{нк} = 0,22 \cdot C_{нк} + Z_{рнк}, \quad (4.20)$$

где $C_{нк}$ – удельная стоимость низковольтных конденсаторных батарей;
 $Z_{рнк}$ – удельные затраты на потери мощности в установках БНК, руб/квар.

$$C_{нк} = k_1 \cdot C_{нк.баз}, \quad (4.21)$$

где $C_{нк.баз}$ – базовая удельная стоимость БНК, принимается из диапазона 7,5 – 10,5 руб/квар, причем меньшие значения соответствуют большим мощностям конденсаторных установок. В нашем случае примем $C_{нк.баз} = 9$ руб/квар.

Удельные затраты на потери мощности в БНК:

$$Z_{рнк} = C_{рз} \cdot \Delta P_{нк}, \quad (4.22)$$

Где $C_{рз}$ – удельная стоимость потерь активной мощности в компенсирующих установках, руб/кВт;

$\Delta P_{нк}$ – удельные потери активной мощности в БНК; $\Delta P_{нк} = 0,004$ кВт/квар.

$$C_{рз} = a_0 + b_0 \cdot T_2, \quad (4.23)$$

где T_2 – годовой фонд рабочего времени, принимается для двухсменной работы $T_2 = 4000$ ч, [1].

Удельная стоимость потребления дополнительной РМ и энергии, превышающего экономическое значение, определяется по формуле:

- при наличии на предприятии приборов учета максимальной РМ:

$$C_{QP} = (C_2 + d_2 \cdot T_{мQP} \cdot 10^{-2}) \cdot \frac{2 \cdot k_1 \cdot k_w}{1 + k_1}; \quad (4.24)$$

- при их отсутствии:

$$C_{QP} = d_2 \cdot T_{мQP} \cdot 10^{-2} \cdot \frac{2 \cdot k_1 \cdot k_w}{1 + k_1}, \quad (4.25)$$

где C_2 – плата за 1квар потребляемой РМ, превышающей экономическое значение, которую принимаем равной $C_2 = 3,6$ руб/(квар·год);

d_2 – плата за 1квар·ч потребляемой реактивной энергии, которую принимаем равной:

- при расчете по формуле (4.23) $d_2 = 0,09$ коп/квар·ч;

- при расчете по формуле (4.24) $d_2 = 0,2$ коп/квар·ч;

$T_{мQP}$ – годовое число часов использования максимальной РМ при потреблении, превышающем экономическое значение.

Величина $T_{мQP}$ определяется в зависимости от соотношения степени компенсации ψ и отношения натуральной минимальной нагрузки к натуральной максимальной нагрузке K_m по следующим выражениям:

$$\text{при } \psi \leq K_m : \quad T_{мQP} = \frac{T_2 \cdot (K_m - 2 \cdot \psi + 1)}{2 \cdot (1 - \psi)}; \quad (4.26)$$

$$\text{при } \psi > K_m : \quad T_{MQП} = \frac{T_z \cdot (1 - \psi)}{2 \cdot (1 - K_m)}. \quad (4.27)$$

Степень компенсации определяется по выражению:

$$\psi = 1 - \frac{Q_{нэ}}{Q_p} = 1 - \frac{\Delta Q'}{Q_p}, \quad (4.28)$$

где $Q_{нэ}$ – величина потребляемой из энергосистемы РМ, превышающей экономическое значение, $Q_{нэ} = \Delta Q'$.

Значение K_m для двухсменных предприятий принимается равным $K_m = 0,8$.

По формуле (4.21):

$$C_{нк} = 9,699 \cdot 9 = 87,29 \text{ руб/квар.}$$

По формуле (4.23):

$$C_{pz} = 330,63588 + 0,23301 \cdot 4000 = 1262,676 \text{ руб/квар.}$$

Удельные затраты на потери мощности в БНК по выражению (4.22):

$$З_{рнк} = 1262,676 \cdot 0,004 = 5,05 \text{ руб/квар.}$$

Удельные затраты на компенсацию РМ установками БНК найдем по формуле (4.20):

$$З_{нк} = 0,22 \cdot 87,29 + 5,05 = 24,25 \text{ руб/квар.}$$

Степень компенсации определяется по выражению (4.28):

$$\psi = 1 - \frac{3926,3}{9430,2} \approx 0,58;$$

Так как $\psi \leq K_m$ ($0,53 < 0,8$), то годовое число часов использования максимальной РМ при потреблении, превышающем экономическое значение определяется по формуле (4.26):

$$T_{MQП} = \frac{4000 \cdot (0,8 - 2 \cdot 0,58 + 1)}{2 \cdot (1 - 0,58)} = 3047,61 \approx 3048 \text{ ч.}$$

Удельная стоимость потребления дополнительной РМ и энергии, превышающего экономическое значение, определяется по формуле (4.24), так как на предприятии имеются приборы учета максимальной РМ.

$$C_{QП} = (3,6 + 0,09 \cdot 3048 \cdot 10^{-2}) \cdot \frac{2 \cdot 9,669 \cdot 9,669}{1 + 9,669} = 111,17 \text{ руб/квар.}$$

По формуле (4.19):

$$Q_{мэ} = \frac{24,25 - 111,17}{2 \cdot A} = -\frac{86,92}{2 \cdot A},$$

то есть $Q_{мэ} < 0$, тогда принимается $Q_{нк2} = Q_m$, но не более $\Delta Q'$. Таким образом $Q_{нк2} = 3926,3$ квар.

Находим общую расчётную мощность БНК предприятия:

$$Q_{нк} = Q_{нк1} + Q_{нк2}; \quad (4.29)$$

$$Q_{нк} = 1100 + 3926,3 = 5026,3 \text{ квар.}$$

Распределяем $Q_{нк2}$ прямо пропорционально реактивным нагрузкам цехов:

$$Q_{нк2} = \Delta Q' \cdot \frac{Q_p}{\sum Q_p}. \quad (4.30)$$

Расчетная мощность БНК на один трансформатор равна:

$$Q'_{нк2} = \frac{Q_{нк1} + Q_{нк2}}{N_T}. \quad (4.31)$$

Исходя из этой величины, выбираем БНК с ближайшей стандартной мощностью.

Покажем на примере группы 1:

$$Q_{нк2} = 3926,3 \cdot \frac{260,36}{260,36 + 1143,45 + 1883,14 + 1185,72 + 2052,44 + 818,07 + 671,75} = 127,43.$$

Суммарная мощность БНК:

$$Q_{нк1} + Q_{нк2} = 0 + 127,43 = 127,43 \text{ квар};$$

$$Q'_{нк2} = \frac{127,43}{1} = 127,43 \text{ квар};$$

Устанавливаем батарею типа АКУ-0,4-250-10У3.

Для остальных цехов расчет аналогичен и его результаты сведены в таблицу 4.7

Таблица 4.7 - Определение дополнительной мощности БНК установленной в цехах

Группа	N_T	Q_p , квар	$Q_{нк1}$, квар	$Q_{нк2}$, квар	$Q_{нк1} + Q_{нк2}$, квар	$Q'_{нк2}$, квар	Тип батареи на 1 трансформатор
1	1	260,36	0	127,43	127,43	127,43	АКУ-0,4-140-20У3
2	2	1143,45	0	559,46	559,46	279,73	АКУ-0,4-300-25У3
3	2	1889,14	0	924,67	924,67	462,33	2хАКУ-0,4-250-25У3
4	2	1185,72	400	580,02	1080,02	540,01	2хАКУ-0,4-300-25У3
5	2	2052,44	600	1004,39	1604,39	802,2	2хАКУ-0,4-400-50У3
6	3	818,07	0	400,42	400,42	133,47	АКУ-0,4-140-20У3
7	1	671,75	100	328,8	428,8	428,8	2хАКУ-0,4-225-20У3

В этом случае фактическая общая мощность комплектных БНК предприятия:

$$Q_{нкф} = 140 + 600 + 1000 + 1200 + 1600 + 420 + 450 = 5410 \text{ квар.}$$

Произведём расчет баланса РМ на границе с энергосистемой:

$$\Delta Q'' = \bar{Q}_p - Q_{нк} - Q_3; \quad (4.32)$$

$$\Delta Q'' = 9430,2 - 5410 - 4403,9 = -383,9 \text{ квар.}$$

Т.к. $\Delta Q'' < 0$, то выбор средств компенсации реактивной мощности следует считать законченным, а Q_3 необходимо уменьшить до обеспечения условия $\Delta Q'' = 0$ квар. Для этого руководство предприятия посылает в энергоснабжающую организацию письмо с просьбой уменьшить подачу РМ на предприятие на 715,94 квар.

После этого определяем расчетные нагрузки с учетом конденсаторных батарей, определяем действительные коэффициенты загрузки трансформаторов, произведем пересчет потерь мощности в трансформаторах с учетом действительных коэффициентов загрузки. Полученные данные сведем в таблицы 4.8, 4.9

Таблица 4.8 – Расчетные нагрузки с учетом компенсации РМ

Группа	N_T	S_T , кВА	$P_{рн}$, кВт	$Q_{рн}$, квар	$Q_{нкф}$, квар	$S_{рн}$, кВ·А	β_T
1	1	630	387,96	260,36	140	406,20	0,64
2	2	1000	1261,28	1143,45	300	758,66	0,76
3	2	1600	2015,75	1889,14	500	1224,03	0,77
4	2	1000	1564,46	1185,72	600	835,25	0,84
5	2	1600	2402,77	2052,44	800	1354,80	0,85
6	2	630	1010,37	818,07	140	361,99	0,86
7	1	1000	796,97	671,75	500	815,27	0,82

Таблица 4.9 - Потери мощности с учетом компенсации

Группа	N_T	S_T , кВ·А	β_T	ΔP_T , кВт	ΔQ_T , квар
1	1	630	0,64	5,31	18,18
2	2	1000	0,76	13,97	73,31
3	2	1600	0,77	22,13	128,37
4	2	1000	0,84	16,53	86,74
5	2	1600	0,85	26,34	153,66
6	2	630	0,86	11,49	59,04
7	1	1000	0,82	7,92	41,56
ИТОГО				103,68	560,86

5 ПОСТРОЕНИЕ КАРТОГРАММЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЕ УСЛОВНОГО ЦЕНТРА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

При определении мест установки ТП, РП, ГПП, ПГВ и компенсирующих устройств реактивной мощности необходимо иметь информацию о величине распределения электрических нагрузок по территории промышленного объекта. С этой целью строят картограмму электрических нагрузок для предприятия или его структурного подразделения. Картограмма нагрузок размещается на плане предприятия в виде окружностей, площади которых в определенном масштабе отображают величины электрических нагрузок.

Как правило, строится картограмма активных нагрузок. При этом для каждого i -ого цеха расчетная активная нагрузка может быть представлена как:

$$P_{pi} = P_{pci} + P_{poi}, \quad (5.1)$$

где P_{pci}, P_{poi} - расчетные активные силовая и осветительная нагрузки i -ого цеха.

Для каждого цеха радиус круга находится из условия равенства активной мощности нагрузки площади круга:

$$P_{pi} = \pi \cdot m \cdot r_i^2, \quad (5.2)$$

где m – принятый масштаб картограммы, кВт/мм².

Из формулы (5.2) радиус круга:

$$r_i = \sqrt{\frac{P_{pi}}{\pi \cdot m}}. \quad (5.3)$$

Каждый круг разделяется на секторы, соответствующие осветительной и силовой нагрузкам. Угол сектора осветительной нагрузки в градусах вычисляется по формуле:

$$\alpha_{oi} = \frac{P_{poi}}{P_{pi}} \cdot 360^{\circ}. \quad (5.4)$$

Угол сектора силовой нагрузки в градусах вычисляется по формуле:

$$\alpha_{ci} = 360^{\circ} - \alpha_{oi}. \quad (5.5)$$

Величины осветительной и силовой нагрузок указываются на картограмме.

Условный центр электрических нагрузок находят для определения места размещения РП. Центр электрических нагрузок (ЦЭН) предприятия определяется с помощью положения из курса теоретической механики. Если считать нагрузки цеха равномерно распределенными по площади цеха, то центр

нагрузок цеха можно принять совпадающим с центром тяжести фигуры, изображающей цех.

Для определения ЦЭН предварительно на план предприятия, состоящего из n цехов, наносится декартова система координат и определяются координаты X и Y каждой нагрузки P_p . После этого искомые координаты электрических нагрузок предприятия определяют по следующим формулам:

$$X_{\text{ЦЭН}} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{pi} \cdot X_i}{\sum_{i=1}^n P_{pi}} ; \quad (5.6)$$

$$Y_{\text{ЦЭН}} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{pi} \cdot Y_i}{\sum_{i=1}^n P_{pi}} . \quad (5.7)$$

Принимаем минимальный радиус для цеха №13 (котельная) $r_{10} = 10$ мм с соответствующей минимальной расчетной нагрузкой:

$$P_{p13} = 307,72 + 1,74 = 309,46 \text{ кВт.}$$

Пользуясь формулой (5.2) вычислим масштаб картограммы:

$$m = \frac{P_{pi}}{\pi \cdot r_i^2} = \frac{309,46}{\pi \cdot 10^2} = 1,031 \text{ кВт/мм}^2.$$

По формулам (5.4) и (5.5) определяем углы нагрузок:

$$\alpha_{o10} = \frac{1,74}{309,72} \cdot 360^\circ = 2,02^\circ;$$

$$\alpha_{c10} = 360 - 2,02 = 357,98^\circ .$$

Производим такие же расчеты для остальных цехов и результаты сводим в таблицу 5.1. В таблице также представлены центры электрических нагрузок цехов, определенные по генплану завода.

Координаты центра электрических нагрузок (ЦЭН) предприятия определяем по формулам (5.6) и (5.7):

$$X_{\text{ЦЭН}} = \frac{3603802,8}{10864,67} = 331,7 \text{ мм};$$

$$Y_{\text{ЦЭН}} = \frac{2202000,4}{10864,67} = 202,68 \text{ мм.}$$

Цеховые ТП следует располагать как можно ближе к центру нагрузок цеха, предприятия. При выборе места для ТП питающей цех или часть цеха, ее следует располагать со стороны источника питания. Встроенные ТП, как правило располагают вдоль одной из длинных сторон цеха, желательно ближайшей к источнику питания. Выбор места РП в первую очередь определяется наличием

на предприятии электродвигателей напряжением выше 1 кВ, но так в разрабатываемом проекте высоковольтных приемников не имеется, следовательно РП выбирается на генплане завода смещенным от ЦЭН в сторону ИП, чтобы не было обратных потоков энергии. Не допускается расположение РП в центре электрических нагрузок, так как это приводит к увеличению расхода кабеля и потерь электрической энергии в сетях.

Картограмма электрических нагрузок представлена на генплане предприятия. Там же изображен ЦЭН с соответствующими координатами. РП смещаем от центра электрических нагрузок в сторону источника.

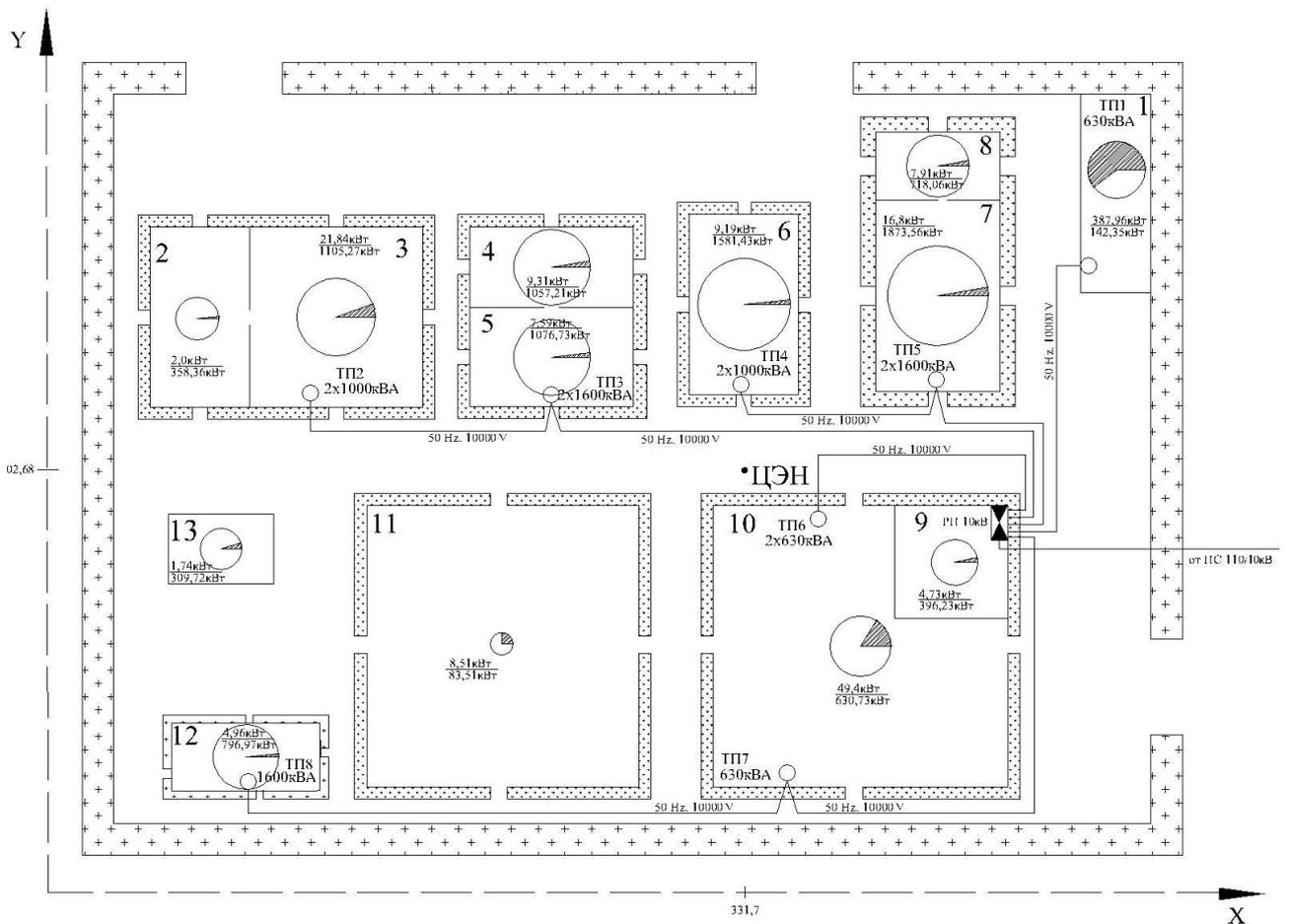


Рисунок 5.1 –Картограммой нагрузок

Таблица 5.1 - Координаты центров нагрузок всех цехов

Номер цеха	$P_{рс}$, кВт	$P_{ро}$, кВт	P_p , кВт	r , мм	α_o , град	α_c , град	X, мм	Y, мм	$X \cdot P_p$	$Y \cdot P_p$
1	245,61	142,35	387,96	13,84	132,09	227,91	34,91	320,49	21636,87	198636,5
2	356,36	2,00	358,36	10,58	2,01	357,99	197,88	137,32	71670,16	49735,93
3	1083,43	21,84	1105,27	18,83	7,11	352,89	262,38	137,32	301023,3	157544,5
4	1047,9	9,31	1057,21	18,22	3,17	356,83	382,64	161,08	411383,9	173180,3
5	1069,14	7,59	1076,73	18,36	2,54	357,46	382,56	117,88	417495,4	128644,8
6	1572,24	9,19	1581,43	22,23	2,09	357,91	487,40	137,31	779401,3	219572,4
7	1856,76	16,80	1873,56	24,26	3,23	356,77	432,90	266,50	825046,8	507911,7
8	710,15	7,91	718,06	15,05	3,97	356,03	433,01	328,60	317508,9	240949,2
9	391,5	4,73	396,23	11,19	4,30	355,70	336,31	328,52	136313,2	133155,7
10	581,33	49,40	630,73	14,66	28,20	331,80	293,04	288,02	203876,7	200384,2
11	75	8,51	83,51	5,55	36,69	323,31	158,04	288,02	15783,45	28764,56
12	792,28	4,69	796,97	15,78	2,12	357,88	93,09	164,46	75027,75	132549,8
13	307,98	1,74	309,72	10,00	2,02	357,98	85,33	95,63	27634,97	30970,73
Сумма			10864,67						3603802,8	2202000,4

6 РАЗРАБОТКА СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ И РАСЧЕТ РАСПРЕДИТЕЛЬНОЙ СЕТИ НАПРЯЖЕНИЕМ ВЫШЕ 1 кВ

Внешнее электроснабжение предприятия осуществляется на напряжении 110 кВ с помощью ПС 110/10 кВ системы. Для приема и распределения электроэнергии на напряжении 10 кВ на заводе предусмотрено РП. Распределительные устройства комплектуются камерами КСО. В системе электроснабжения необходимо предусматривать отдельную работу линий и трансформаторов, так как при этом снижаются токи короткого замыкания, упрощаются схемы коммутации и релейной защиты. Схема должна обеспечивать глубокое секционирование всех звеньев от источника питания до шин низшего напряжения трансформаторных подстанций, что значительно повышает надежность электроснабжения.

Распределение электрической энергии на территории промышленного предприятия на напряжении 10 кВ может выполняться по радиальным, магистральным и смешанным схемам в зависимости от расположения потребителей, их мощности и требуемой степени бесперебойности питания. Радиальные схемы применяются в тех случаях, когда нагрузки расположены в различных направлениях от источника питания. Они используются для питания крупных сосредоточенных нагрузок, а также ТП, расположенных вблизи от РП. При этом, как правило, предусматривается глухое присоединение трансформаторов. Цеховые трансформаторы могут также присоединяться через выключатель нагрузки или разъединитель. Двухтрансформаторные подстанции питаются по схеме блок линия – трансформатор. На вторичном напряжении таких ТП применяется автоматический ввод резерва. Магистральные схемы следует применять при упорядоченном положении ТП, когда линии могут быть проложены без значительных обратных перетоков энергии. Магистрали бывают одиночные и двойные сквозные. Присоединение магистралей может выполняться через разъединители или выключатели нагрузки. При двойных сквозных магистралях допускается глухое присоединение трансформаторов.

В практике проектирования обычно применяются смешанные схемы, при которых крупные и ответственные потребители питаются по радиальным схемам, а мелкие и средние – по магистральным. Такое построение схем распределения электроэнергии позволяет получить лучшие технико-экономические показатели системы электроснабжения.

Для выбора схемы электроснабжения намечаем два возможных варианта схемы, из которых выбираем один. Два варианта схем представлено на рисунках

6.1 (Вариант 1) и 6.2 (Вариант 2). Приведенные варианты сравниваем по надежности электроснабжения потребителей.

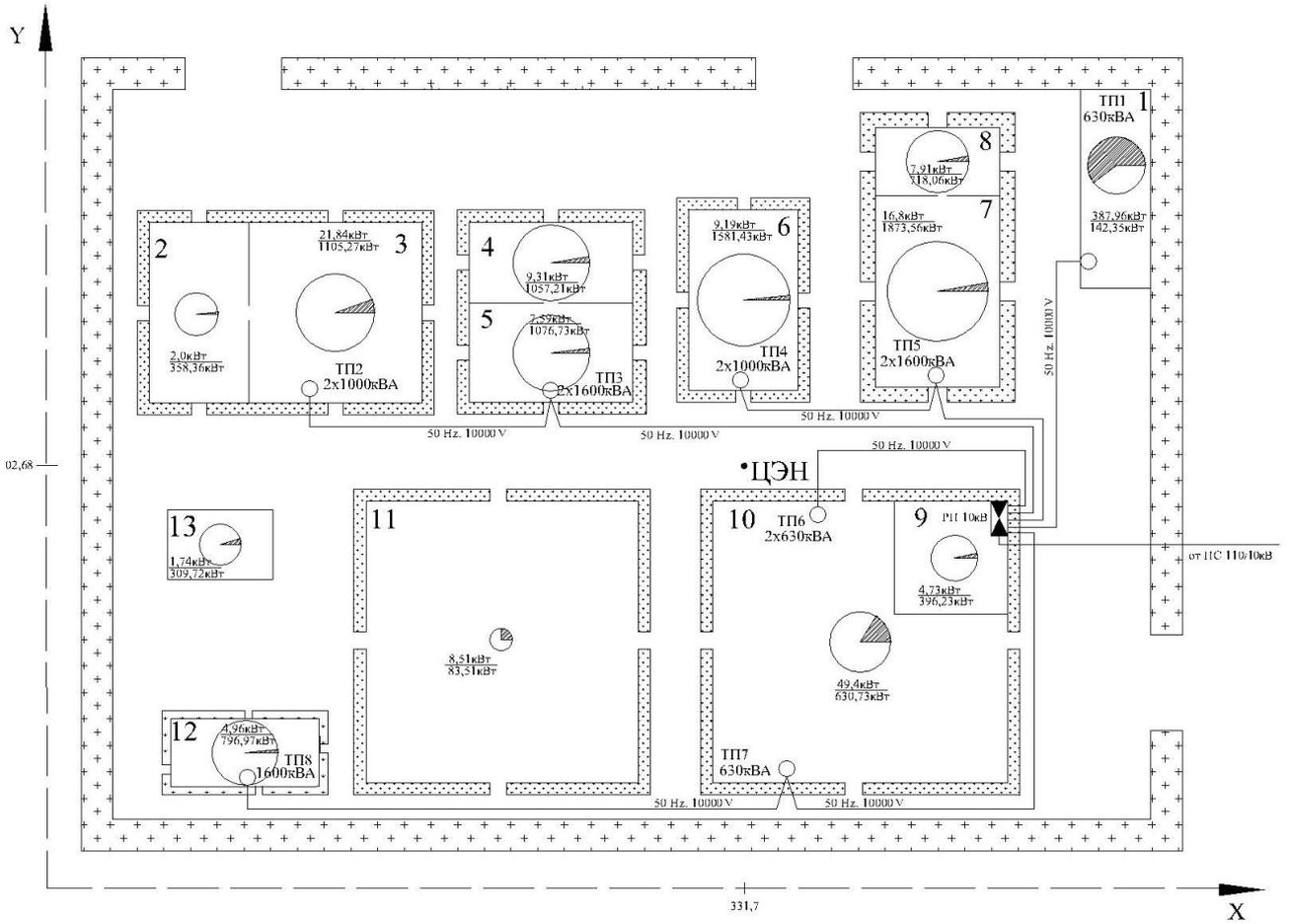


Рисунок 6.1 - План электроснабжение завода заточных станков. Вариант 1

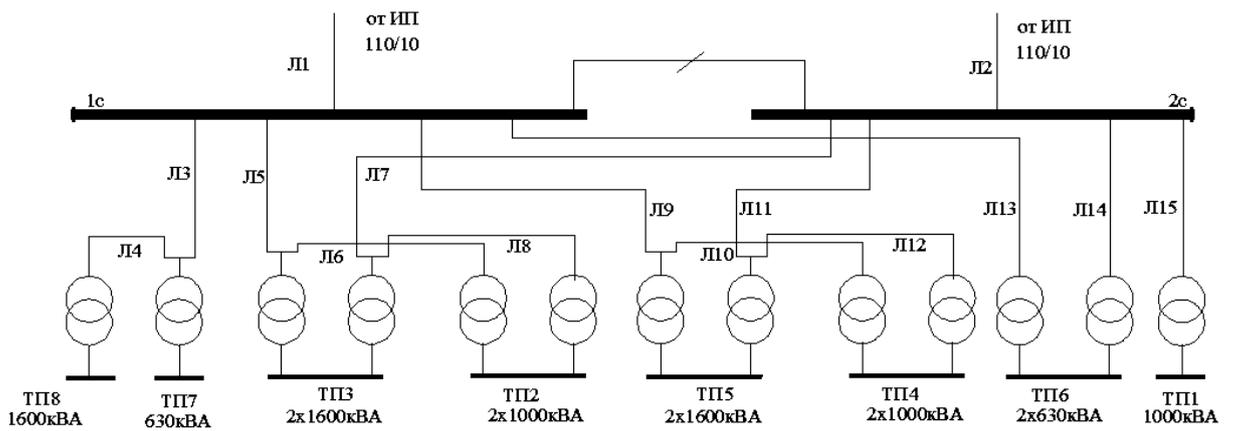


Рисунок 6.2 – Схема электроснабжение завода заточных станков. Вариант 1

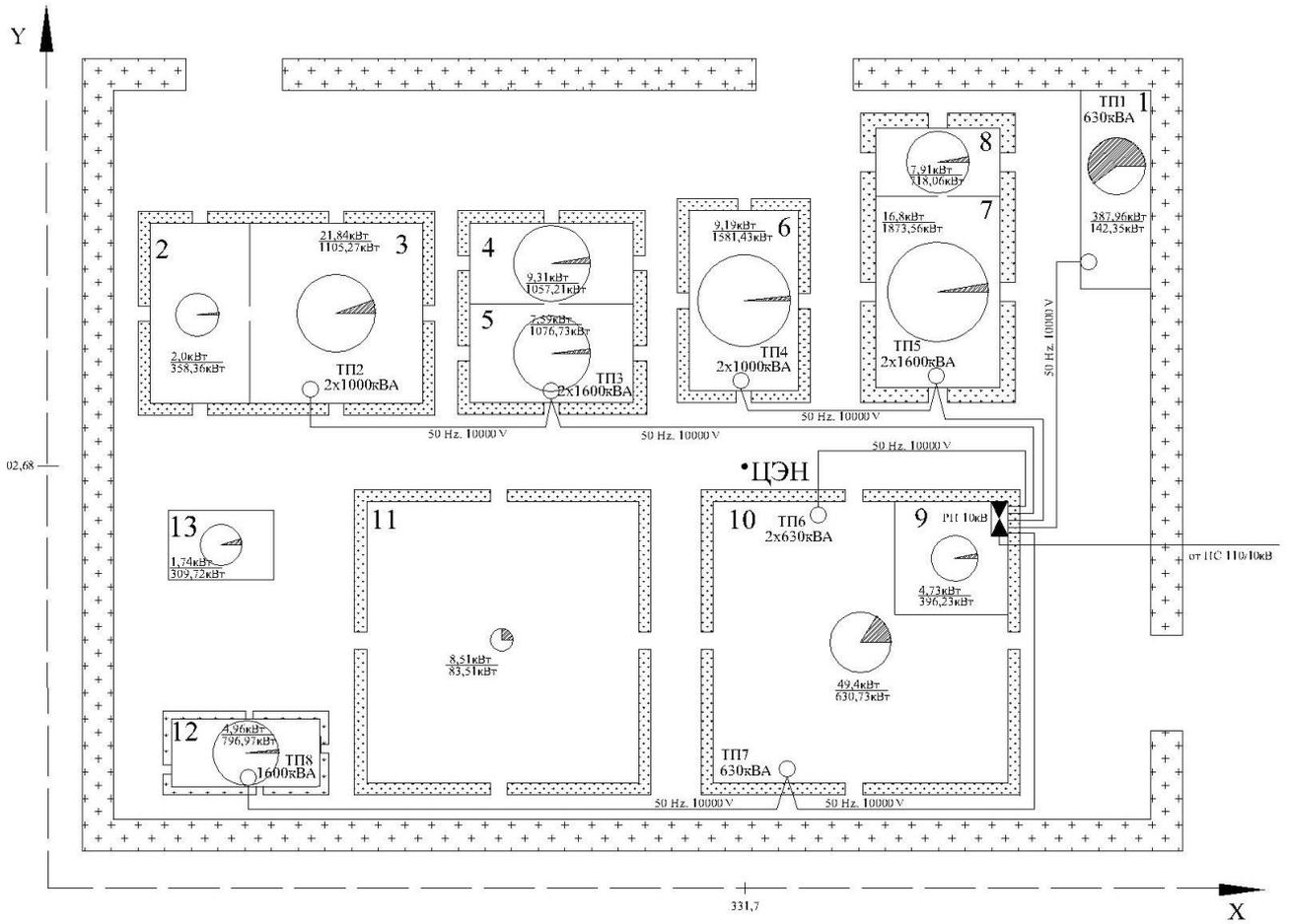


Рисунок 6.3 - План электроснабжение завода заточных станков. Вариант 2

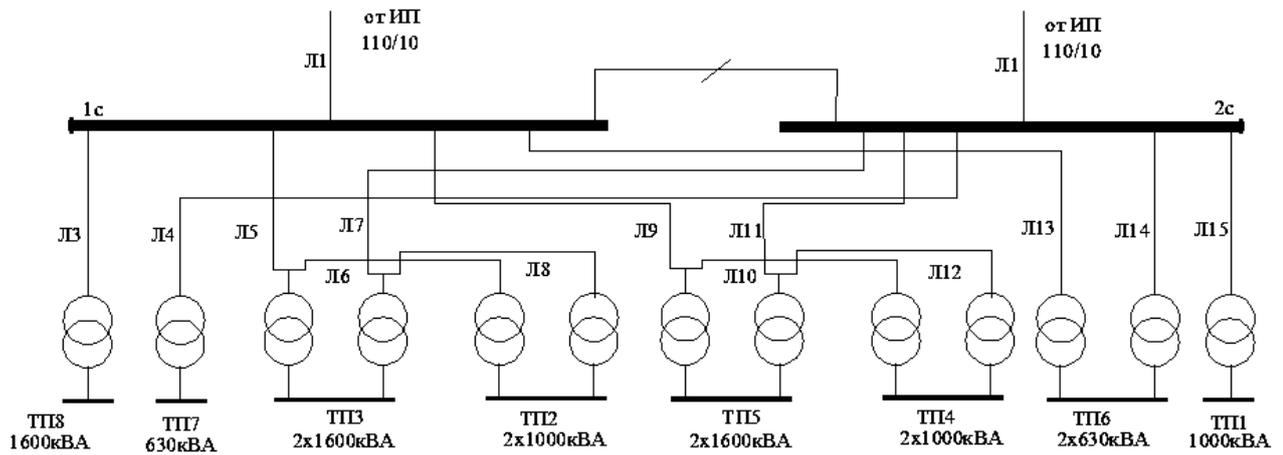


Рисунок 6.4 – Схема электроснабжение завода заточных станков. Вариант 2

6.1 Определение нагрузок на РП

Расчётная активная нагрузка на шинах РП с учётом потерь в трансформаторах определяется по формулам:

$$P_p = K_o \cdot \sum_{i=1}^m P_{\text{ном}i} \cdot K_{\text{ии}} + P_{\text{ро}\Sigma} + \Delta P_{\text{т}\Sigma} = K_o \cdot \sum_{i=1}^m P_{\text{см}i} + P_{\text{ро}\Sigma} + \Delta P_{\text{т}\Sigma}; \quad (6.1)$$

Расчётная реактивная нагрузка на шинах РП с учётом компенсации реактивной мощности и потерь в трансформаторах определяется по формуле:

$$Q_p = K_o \cdot \sum_{i=1}^m P_{\text{ном}i} \cdot K_{\text{ии}} \cdot \text{tg}\varphi_i + Q_{\text{ро}\Sigma} + \Delta Q_{\text{т}\Sigma} - Q_{\text{нк}} = K_o \cdot \sum_{i=1}^m Q_{\text{см}i} + Q_{\text{ро}\Sigma} + \Delta Q_{\text{т}\Sigma} - Q_{\text{нк}}, \quad (6.2)$$

где m – число присоединений на сборных шинах 10 кВ РП;

$K_{\text{ии}}$ – среднее значение коэффициента использования i -го присоединения;

K_o – коэффициент одновременности максимумов нагрузок, который определяется в зависимости от средневзвешенного коэффициента использования $K_{\text{и.ср}}$ и числа присоединений на сборных шинах РП m .

Значение средневзвешенного коэффициента использования определяется по формуле:

$$K_{\text{и.ср}} = \frac{\sum_{i=1}^m P_{\text{ном}i} \cdot K_{\text{ии}}}{\sum_{i=1}^m P_{\text{ном}i}} = \frac{\sum_{i=1}^m P_{\text{см}i}}{\sum_{i=1}^m P_{\text{ном}i}}. \quad (6.3)$$

Полная расчетная нагрузка на шинах РП определяется по формуле:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} \quad (6.4)$$

Расчётный ток одной секции РП в нормальном режиме работы, А:

$$I_p = \frac{0,6 \cdot S_p}{\sqrt{3} \cdot U_n}. \quad (6.5)$$

Приведем пример расчета нагрузки на РП, который является одинаковым для обоих вариантов схем электроснабжения, данные для расчета из раздела 3 данного дипломного проекта.

По формуле (6.3) определим средневзвешенный коэффициент использования:

$$K_{\text{и.ср}} = \frac{387,15 + 2309,2 + 2855,5 + 1996,5 + 3222,3 + 1342,4 + 1127}{572 + 5567 + 7220 + 3680 + 7590 + 2750 + 2280} = \frac{13171,05}{29659} = 0,44.$$

Зная число присоединений к РП ($m=7$) и средневзвешенный коэффициент использования, находим по [1, таблица П2.4.] коэффициент одновременности $K_o = 0,9$.

По формулам (6.1) и (6.2) определим расчетные активную, реактивную и полную нагрузки на шинах РП:

$$P_p = 0,9 \cdot 13171,05 + 286,04 + 103,68 = 12243,66 \text{ кВт};$$

$$Q_p = 0,9 \cdot 11438,51 + 93,82 + 560,86 - 5410 = 5539,4 \text{ квар};$$

$$S_p = \sqrt{12243,66^2 + 5539,4^2} = 13437,85 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

По (6.5) расчетный ток линии, питающей одну секцию РП в нормальном режиме:

$$I_{pn} = \frac{0,6 \cdot 13437,85}{\sqrt{3} \cdot 10} = 465,5 \text{ А}.$$

Расчетный ток линии, питающей одну секцию РП в аварийном режиме:

$$I_{pa} = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{13437,85}{\sqrt{3} \cdot 10} = 775,83 \text{ А}.$$

6.2 Выбор кабелей

Для проведения технико-экономического сравнения вариантов предварительно необходимо выбрать кабели.

Сечения жил кабеля выбираются по экономической плотности тока и проверяются по допустимому нагреву максимальным расчетным током или током послеаварийного режима и по термической стойкости при КЗ. Осуществляется проверка кабелей по экономической плотности тока и по нагреву.

Сечения жил кабеля по экономической плотности тока определяются по выражению:

$$F_{\text{э}} = \frac{I_{pl}}{j_{\text{э}}}, \quad (6.6)$$

где I_{pl} – расчётный ток кабеля в нормальном режиме работы, А;

$j_{\text{э}}$ – экономическая плотность тока ($\text{А}/\text{мм}^2$), принимаемая по [1] в зависимости от времени использования максимальной нагрузки и вида изоляции и материалов жил проводника, которая для кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена и $T_{\text{max}} = 4300$ ч принимается $j_{\text{э}} = 1,7 \text{ А}/\text{мм}^2$.

Расчётный ток кабеля в нормальном режиме работы, А:

$$I_{PЛ} = \frac{S_{PЛ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}, \quad (6.7)$$

где $S_{PЛ}$ – расчётная нагрузка линии с учётом потерь в трансформаторах и компенсацией реактивной мощности, кВ·А;

P_p – расчётная активная нагрузка линии с учётом потерь в трансформаторах, кВт:

$$P_p = k_p \cdot \sum_{i=1}^n P_{ni} \cdot k_{ui} + \Delta P_m + P_{po}, \quad (6.8)$$

Q_p – расчётная реактивная нагрузка линии с учётом компенсации реактивной мощности и потерь в трансформаторах, квар:

$$Q_p = k_p \cdot \sum_{i=1}^n P_{ni} \cdot k_{ui} \cdot \operatorname{tg} \varphi_i + \Delta Q_m - Q_{нк} + Q_{po}. \quad (6.9)$$

Полная расчетная нагрузка линии определяется по формуле:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}. \quad (6.10)$$

В случае 2-х трансформаторных подстанций нагрузка, потери и компенсируемая мощность делятся пополам. Определяем расчетные нагрузки для выбора кабелей 10 кВ с учетом принятых конденсаторных батарей и потерь мощности в трансформаторах, причем при расчете нагрузок коэффициент расчетной нагрузки принимаем $K_p = 1$.

Затем выбранное сечение кабеля проверяется по допустимому нагреву максимальным расчетным током или током послеаварийного режима.

Кабели, питающие цеховые одностранформаторные ТП, проверяются по нагреву максимальным расчетным током, который определяется по формуле:

$$I_{ном} = \frac{\sum_{i=1}^{N_T} S_{НОМ_i}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}, \quad (6.11)$$

где $S_{НОМ_i}$ – номинальная мощность i -ого трансформатора, кВ·А ;

N_T – число трансформаторов, питающихся по кабелю в нормальном режиме.

Необходимо, чтобы длительный допустимый ток кабеля с учетом конкретных условий прокладки был не менее расчетного максимального тока, то есть:

$$I_{ДОП} \geq \frac{I_{ном}}{K_{П}}, \quad (6.12)$$

где $K_{П}$ – коэффициент, учитывающий условия прокладки, при нормальных условиях прокладки он равен 1;

$I_{\text{доп}}$ - допустимый ток кабеля выбранного сечения, А; определяем по [1, стр. 42].

Сечения жил кабелей, которые в послеаварийных или ремонтных режимах могут работать с перегрузкой (например, кабели, питающие РП и двухтрансформаторные подстанции), выбираются по условию:

$$I_{\text{доп}} \geq \frac{I_{\text{РА}}}{K_{\text{П}} \cdot K_{\text{ПЕР}}}, \quad (6.13)$$

где $K_{\text{ПЕР}}$ - кратность перегрузки, для кабелей 10 кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена принимается равной $K_{\text{ПЕР}} = 1,20$ - для кабелей проложенных в воздухе; $K_{\text{ПЕР}} = 1,17$ - для кабелей проложенных в земле;

$I_{\text{РА}}$ - расчетный ток линии в послеаварийном или ремонтном режиме,

$$I_{\text{РА}} = 2 \cdot I_{\text{РЛ}}. \quad (6.14)$$

Исходные данные для выбора кабелей возьмем из пункта №4.

Произведём выбор питающего кабеля ТП1 для 1-го варианта, линия Л15.

По (6.8) и (6.9) имеем:

$$P_p = 388,15 + 394,21 + 1,74 = 796,97 \text{ кВт},$$

$$Q_p = 321,45 + 349,40 + 0,57 - 500 = 171,75 \text{ квар.}$$

По (6.10) расчётная нагрузка линии для 1-го варианта:

$$S_p = \sqrt{796,97^2 + 171,75^2} = 815,26 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

По (6.7) расчетный ток в линии от РП до ТП1 для 1-го варианта:

$$I_{\text{РЛ}} = \frac{756,2}{\sqrt{3} \cdot 10} = 43,33 \text{ А}.$$

По аналогии рассчитываем другие линии и сводим результаты расчета токов в таблицы 6.1 и 6.2.

Таблица 6.1 – Расчетные токи линий для первого варианта схемы

Номер линии	Начало линии	Конец линии	l , км	$S_{\text{РЛ}}$, кВ·А	$I_{\text{РЛ}}$, А
Л1	п/ст	РП 1с	4,3	6893,05	465,5
Л2	п/ст	РП 2с	4,3	6893,05	465,5
Л3	РП 1с	ТП7	0,31	2185,30	126,17
Л4	ТП7	ТП8	0,17	1695,10	97,87
Л5	РП 1с	ТП3,Т1	0,18	3021,00	174,42

Продолжение таблицы 6.1

Номер линии	Начало линии	Конец линии	l , км	S_{PL} , кВ·А	I_{PL} , А
Л6	ТП3,Т1	ТП2,Т1	0,12	1114,60	64,35
Л7	РП 2с	ТП3,Т2	0,18	3021,00	174,42
Л8	ТП3,Т2	ТП2,Т2	0,12	1114,60	64,35
Л9	РП 1с	ТП5,Т1	0,13	3067,30	117,09
Л10	ТП5,Т1	ТП4,Т1	0,20	1014,61	58,58
Л11	РП 2с	ТП5,Т2	0,13	3067,30	117,09
Л12	ТП5,Т2	ТП4,Т2	0,20	1014,61	58,58
Л13	РП 1с	ТП6,Т1	0,12	547,19	31,59
Л14	РП 2с	ТП6,Т2	0,12	547,19	31,59
Л15	РП 2с	ТП1	0,39	756,20	43,33

Таблица 6.2 – Расчетные токи линий для второго варианта схемы

Номер линии	Начало линии	Конец линии	l , км	S_{PL} , кВА	I_{PL} , А
Л1	п/ст	РП 1с	10,0	6893,05	478,13
Л2	п/ст	РП 2с	10,0	6893,05	478,13
Л3	РП 1с	ТП8	0,46	1695,10	97,87
Л4	РП 2с	ТП7	0,25	577,05	33,32
Л5	РП 1с	ТП3,Т1	0,18	3021,00	174,42
Л6	ТП3,Т1	ТП2,Т1	0,12	1114,60	64,35
Л7	РП 2с	ТП3,Т2	0,18	3021,00	174,42
Л8	ТП3,Т2	ТП2,Т2	0,12	1114,60	64,35
Л9	РП 1с	ТП5,Т1	0,13	3067,30	117,09
Л10	ТП5,Т1	ТП4,Т1	0,20	1014,61	58,58
Л11	РП 2с	ТП5,Т2	0,13	3067,30	117,09
Л12	ТП5,Т2	ТП4,Т2	0,20	1014,61	58,58
Л13	РП 1с	ТП6,Т1	0,12	547,19	31,59
Л14	РП 2с	ТП6,Т2	0,12	547,19	31,59
Л15	РП 2с	ТП1	0,39	756,20	43,33

По формуле (6.6) выберем по экономической плотности тока сечение жил кабеля, проложенного от РП 2с к ТП1, по первому варианту:

$$F_s = \frac{43,33}{1,7} = 25,68 \text{ мм}^2.$$

Принимаем трёхжильный кабель на напряжение 10 кВ марки АПвП с сечением жил 35 мм². Выбранный кабель АПвП 4х25-10 при прокладке в воздухе

(на эстакадах) нормальных условиях имеет $I_{\text{доп}} = 151$ А согласно [3, таблица П3.14].

Максимальный расчётный ток линии в послеаварийном режиме определяется по формуле (6.11):

$$I_{\text{ном}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 57,8 \text{ А.}$$

Принимаем $K_{\text{л}} = 1$, так как условия прокладки нормальные, проверим выполнение условия (6.12):

$$151 \text{ А} > \frac{57,8}{1} = 57,8 \text{ А.}$$

Условие выполняется, следовательно выбираем окончательно для прокладки кабель АПвП 3х35-10 с $I_{\text{доп}} = 151$ А.

Выбор кабелей, питающих остальные ТП, производится аналогично. Результаты расчетов сводим в таблицы 6.3 и 6.4.

Таблица 6.3 – Результаты выбора сечений кабелей для первого варианта

Линия	$I_{\text{рл}}, \text{ А}$	$I_{\text{РА}} (I_{\text{ном}}), \text{ А}$	Сечение кабеля, мм ²		Марка и сечение кабеля	$I_{\text{доп}}, \text{ А}$
			По экономической плотности тока	По допустимому нагреву		
Л1	465,5	796,88	300	2х240	2хАПвБП 3х240-10	392
Л2	465,5	796,88	300	2х240	2хАПвБП 3х240-10	392
Л3	126,17	128,90	70	35	АПвП 3х70-10	196
Л4	97,87	92,48	50	35	АПвП 3х50-10	159
Л5	174,42	367,74	120	150	АПвП 3х150-10	329
Л6	64,35	128,85	35	35	АПвП 3х35-10	151
Л7	174,42	367,74	120	150	АПвП 3х150-10	329
Л8	64,35	128,85	35	35	АПвП 3х35-10	151
Л9	117,09	354,60	120	150	АПвП 3х150-10	329
Л10	58,58	128,85	35	35	АПвП 3х35-10	151
Л11	117,09	354,60	120	150	АПвП 3х150-10	329
Л12	58,58	128,85	35	35	АПвП 3х35-10	151
Л13	31,59	82,10	35	35	АПвП 3х35-10	151
Л14	31,59	82,10	35	35	АПвП 3х35-10	151
Л15	43,66	57,80	35	35	АПвП 3х35-10	151

Таблица 6.4 – Результаты выбора сечений кабелей для второго варианта

Линия	$I_{рл}, А$	$I_{РА}$ ($I_{ном}$), А	Сечение кабеля ,мм ²		Марка и сечение кабеля	$I_{доп},$ А
			По экономической плотности тока	По допустимому нагреву		
Л1	465,5	796,88	300	2х240	2хАПвБП 3х240-10	392
Л2	465,5	796,88	300	2х240	2хАПвБП 3х240-10	392
Л3	97,87	92,48	50	35	АПвП 3х50-10	159
Л4	33,32	36,40	35	35	АПвП 3х35-10	151
Л5	174,42	367,74	120	150	АПвП 3х150-10	329
Л6	64,35	128,85	35	35	АПвП 3х35-10	151
Л7	174,42	367,74	120	150	АПвП 3х150-10	329
Л8	64,35	128,85	35	35	АПвП 3х35-10	151
Л9	117,09	354,60	120	150	АПвП 3х150-10	329
Л10	58,58	128,85	35	35	АПвП 3х35-10	151
Л11	117,09	354,60	120	150	АПвП 3х150-10	329
Л12	58,58	128,85	35	35	АПвП 3х35-10	151
Л13	31,59	63,26	35	35	АПвП 3х35-10	151
Л14	31,59	63,26	35	35	АПвП 3х35-10	151
Л15	43,66	57,80	35	35	АПвП 3х35-10	151

6.3 Технико-экономическое сравнение двух вариантов

Целью расчета является отыскание наиболее экономичного варианта электроснабжения. Таким критерием является условие минимума приведенных затрат:

$$Z_i = E_n \cdot K_i + I_i \rightarrow \min, \quad (6.15)$$

где K_i – капитальные вложения, тыс. руб.;

I_i – эксплуатационные расходы (издержки), тыс. руб./год;

E_n – нормативный коэффициент сравнительной экономической эффективности, равный 0,10;

i – номер варианта ($i=1;2$).

Капиталовложения в объект проектирования рассчитываются по формуле:

$$K = K_{об} + K_{пр} + K_{смп} + K_{нпр}, \quad (6.16)$$

где $K_{об}$, $K_{пр}$, $K_{смп}$, $K_{нпр}$ – соответственно стоимости оборудования, проектных, строительно-монтажных и пусконаладочных работ, тыс. руб.

Величины $K_{пр}$, $K_{смр}$ и $K_{нпр}$ можно определить, используя сборники ресурсно-сметных норм проектно-изыскательских, строительно-монтажных и пусконаладочных работ соответственно, с учетом поправочных коэффициентов по каждому виду работ. Для облегчения технико-экономических расчетов приближенно можно принять: стоимость проектных работ – до 10% от стоимости строительно-монтажных работ; стоимость строительно-монтажных работ – 25-30% от стоимости оборудования; стоимость пуско-наладочных работ – 3-5% от стоимости оборудования.

Следовательно, капиталовложения в проектируемый объект в упрощенном виде:

$$K = K_{об} + 1,1 \cdot (0,25 \div 0,3) \cdot K_{об} + (0,03 \div 0,05) \cdot K_{об}; \quad (6.17)$$

$$K = (1,305 \div 1,38) \cdot K_{об}.$$

Капитальные вложения в электрооборудование напряжением выше 1 кВ определяем по выражению:

$$K_{об} = K_{ТП} + K_{КУ} + K_{РП} + K_{Л}, \quad (6.18)$$

где $K_{ТП}$ – капитальные вложения в трансформаторные подстанции, тыс. руб.;

$K_{КУ}$ – капитальные вложения в конденсаторные установки, тыс. руб.;

$K_{РП}$ – капитальные вложения в ячейки РП, тыс. руб.;

$K_{Л}$ – капитальные вложения в кабельные линии, тыс. руб.

$$K_{ТП} = \sum_{i=1}^n K_{ТПi}, \quad (6.19)$$

где $K_{ТПi}$ – капитальные вложения в i -ую ТП, тыс. руб.;

n – количество ТП;

$$K_{КУ} = \sum_{i=1}^n K_{КУi}, \quad (6.20)$$

где $K_{КУi}$ – капитальные вложения в i -ую КУ, тыс. руб.;

n – количество установок;

$$K_{РП} = \sum_{i=1}^n K_{Яi}, \quad (6.21)$$

где $K_{Яi}$ – капитальные вложения в i -ую ячейку РП, тыс. руб.;

n – количество ячеек;

$$K_{Л} = \sum_{i=1}^n K_{oi} \cdot l_i, \quad (6.22)$$

где K_{oi} – удельная стоимость 1 км i -го кабеля, тыс. руб./км;

l_i – длина i -го кабеля, км;

n – количество кабельных линий.

Ежегодные издержки, связанные с эксплуатацией электрооборудования и сетей, определяем как:

$$I = I_{\text{ам}} + I_{\text{экс}} + I_{\text{пот}}, \quad (6.23)$$

где $I_{\text{ам}}$ – амортизационные отчисления, тыс. руб.;

$I_{\text{экс}}$ – эксплуатационные расходы, тыс. руб.;

$I_{\text{пот}}$ – стоимость потерь электроэнергии, тыс. руб.

Составляющие издержек:

$$I_{\text{ам}} = \sum_{i=1}^n \frac{\alpha_{\text{ами}}}{100} \cdot K_i; \quad (6.24)$$

$$I_{\text{экс}} = \sum_{i=1}^n \frac{\alpha_{\text{экси}}}{100} \cdot K_i; \quad (6.25)$$

$$I_{\text{пот}} = \Delta W_{\text{год}} \cdot \beta_{\text{ср}}, \quad (6.26)$$

где $\alpha_{\text{ами}}$ – норма амортизационных отчислений для i -го оборудования, %, для кабельных линий 10 кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена $\alpha_{\text{АМ}} = 5\%$, а для силового электротехнического оборудования $\alpha_{\text{АМ}} = 4,4\%$;

$\alpha_{\text{экс } i}$ – норма эксплуатационных расходов для i -го оборудования, %, для кабельных линий 10 кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена $\alpha_{\text{ЭКС}} = 2\%$, а для силового электротехнического оборудования $\alpha_{\text{ЭКС}} = 3\%$;

$\Delta W_{\text{год}}$ – годовая величина потерь энергии, кВт·ч;

$\beta_{\text{ср}}$ – средний тариф платы за 1 кВт·ч, руб./кВт·ч.

$$\beta_{\text{ср}} = \frac{a}{T_{\text{max}}} + b, \quad (6.27)$$

где a – основная ставка тарифа за 1 кВт заявленной максимальной мощности, $a = 330,63588$ руб./кВт·год;

b – дополнительная ставка за 1 кВт·ч электроэнергии, учтенной расчетным счетчиком на стороне первичного напряжения, $b = 0,23301$ руб./кВт·ч;

T_{max} – время использования максимума нагрузки предприятия, ч, для завода заточных станков, работающего в две смены - $T_{\text{max}} = 4300$ ч.

Стоимость электрооборудования принимаем по данным отдела маркетинга МЭТЗ им. В.И. Козлова, расчеты производятся в белорусских рублях. Ячейки РП, количество ТП однострансформаторных и двухтрансформаторных для первого и второго вариантов изображены на рисунках (6.2 и 6.4), тогда по (6.19) получаем капитальные вложения в трансформаторные подстанции для первого и второго вариантов. Результаты сводим в таблицу (6.5).

Таблица 6.5 – Капитальные вложения в оборудование КТП предприятия

№ цеха	Название	Марка установленных трансформаторов	Кол-во тр-ров	$K_{тпр}$, тыс. руб.	$K_{тр}$, тыс. руб.
Вариант 1					
9,10, 11	Компрессорная, Кузнечный цех, Термический цех	ТМГ 32-630	4	15,89	63,56
1,2, 3,6, 13	Административно-бытовой корпус, склад материалов и комплектующих, зарядная, Литейный цех, Окрасочный цех, Насосная	ТМГ 32-1000	5	20,66	103,3
4, 5, 7, 8, 12	Штамповочный цех, сварочный цех, Механический цех, РМЦ Сборочный цех	ТМГ 32-1600	4	39,43	157,72
Суммарное значение			13		324,58

Для второго варианта капитальные вложения в оборудование КТП предприятия, будут такими же.

Количество и мощность КУ для двух вариантов одинаковы, т. е. их стоимость для обоих вариантов одинакова, в капитальных вложениях можем не учитывать.

Ориентировочные стоимости вводных, секционных и линейных камер типа КСО-МЭТЗ-210 составляют соответственно 13,5625 тыс. руб. Капитальные вложения в ячейки РП для обоих вариантов по (6.21):

$$K_{РП1} = 16 \cdot 13,5625 = 217 \text{ тыс. руб.};$$

$$K_{РП2} = 17 \cdot 13,5625 = 230,5625 \text{ тыс. руб.}$$

Сечения жил кабеля берем из таблиц (6.3), (6.4). Известна стоимость 1 км кабеля и его прокладки. Результаты расчета капвложений в КЛ сводим в таблицу (6.6).

Таблица 6.6 - Капитальные вложения в кабельные линии

№ КЛ	Вариант №1				Вариант №2			
	L , км	F , мм ²	K_{oi} тыс. руб/км	K_l тыс.руб	L , км	F , мм ²	K_{oi} тыс. руб/км	K_l тыс.руб
Л1	4.3	2x240	43,87	188,641	4.3	2x240	43,87	188,641
Л2	4.3	2x240	43,87	188,641	4.3	2x240	43,87	188,641

Продолжение таблицы 6.6

Л3	0,31	70	21,35	6,2	0,46	50	16,43	7,56
Л4	0,17	50	16,43	2,79	0,25	35	11,58	2,89
Л5	0,18	150	38	6,84	0,18	150	38	6,84
Л6	0,12	35	11,58	1,39	0,12	35	11,58	1,39
Л7	0,18	150	38	6,84	0,18	150	38	6,84
Л8	0,12	35	11,58	1,39	0,12	35	11,58	1,39
Л9	0,13	150	38	4,94	0,13	150	38	4,94
Л10	0,20	35	11,58	2,32	0,20	35	11,58	2,32
Л11	0,13	150	38	4,94	0,13	150	38	4,94
Л12	0,20	35	11,58	2,32	0,20	35	11,58	2,32
Л13	0,12	35	11,58	1,39	0,12	35	11,58	1,39
Л14	0,12	35	11,58	1,39	0,12	35	11,58	1,39
Л15	0,39	35	11,58	4,52	0,39	35	11,58	4,52
	$\sum K_{Л1}$		424,55	$\sum K_{Л2}$		426,01		

Капитальные вложения в электрооборудование напряжением выше 1 кВ определяем по выражению (6.18) для каждого варианта:

$$K_{об1} = 414,129 + 214,968 + 424,55 = 1053,65 \text{ тыс. руб.};$$

$$K_{об2} = 414,129 + 228,4035 + 426,01 = 1068,54 \text{ тыс. руб.}$$

Следовательно, капиталовложения в проектируемый объект согласно (6.17) для рассматриваемых вариантов схем составят:

$$K_1 = 1,35 \cdot 1053,65 = 1422,42 \text{ тыс. руб.},$$

$$K_2 = 1,35 \cdot 1068,54 = 1442,53 \text{ тыс. руб.}$$

Для определения ежегодных издержек необходимо определить годовую величину потерь электроэнергии по формуле:

$$\Delta W_{год} = \sum_{i=1}^n \Delta W_{mi} + \sum_{j=1}^m \Delta W_{ли}, \quad (6.28)$$

где ΔW_{Ti} – годовые потери электроэнергии в i -ом трансформаторе, кВт·ч;

$\Delta W_{Лi}$ – годовые потери электроэнергии в j -ой кабельной линии, кВт·ч;

n, m – соответственно количество трансформаторов и кабельных линий.

Потери активной энергии в трансформаторах, кВт :

$$\Delta W_m = \Delta P_{xx} \cdot T_B + \Delta P_K \cdot \beta_m^2 \cdot \tau, \quad (6.29)$$

где T_B – число часов работы трансформаторов в году, $T_B = 8760$ ч;

τ - время максимальных потерь, определяется по формуле:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\max}}{10^4} \right)^2 \cdot 8760. \quad (6.30)$$

Годовые потери в линиях электропередач:

$$\Delta W_n = 3I_p^2 \cdot r_0 \cdot l \cdot 10^{-3} \cdot \tau = \frac{S_p^2}{U^2} \cdot r_0 \cdot l \cdot 10^{-3} \cdot \tau, \quad (6.31)$$

где I_p – расчетный ток линии, А;

r_0 – удельное активное сопротивление линии, Ом/км;

l – длина линии, км.

Удельное сопротивление r_0 для различных сечений жил кабелей принимаем по табл. ПЗ.20 [4].

Покажем пример расчета потерь в трансформаторе и линии, результаты расчетов занесем в таблицы 6.7-6.9.

Определяем время максимальных потерь по формуле (6.30):

$$\tau = \left(0,124 + \frac{4300}{10^4} \right)^2 \cdot 8760 = 2689 \text{ ч.}$$

По формуле (6.29) определим активные потери энергии в трансформаторе ТП7:

$$\Delta W_m = 0,94 \cdot 8760 + 10,5 \cdot 0,82^2 \cdot 2689 = 27000,72 \text{ кВт}\cdot\text{ч.}$$

Аналогично рассчитаем потери в остальных трансформаторах. Результаты расчета для двух вариантов занесем в таблицы 6.7 и 6.8.

Таблица 6.7 - Расчёт потерь энергии в трансформаторах вариант 1

№ ТП	Тип и мощность тр-ра, кВ·А	N_T	ΔP_{xx} , кВт	ΔP_K , кВт	β_T	ΔW_m , кВт·ч
1	ТМГ32-630	1	0,73	10,50	0,64	18132,46
2	ТМГ32-1000	2	0,94	10,50	0,76	24594,11
3	ТМГ32-1600	2	1,70	16,00	0,77	42373,89
4	ТМГ32-1000	2	0,94	10,50	0,84	26317,71
5	ТМГ32-1600	2	1,70	16,00	0,85	45207,75
6	ТМГ32-630	2	0,73	6,75	0,86	19531,01
7	ТМГ32-630	1	0,94	10,5	0,82	27000,72
8	ТМГ32-1600	1	1,70	16,00	0,77	22132,46
Итого						203157,65

Потери энергии в трансформаторах для второго варианта будут такими же.

По формуле (6.31) определим годовые потери энергии в линии Л1:

$$\Delta W_{л} = 3 \cdot 465,5^2 \cdot \frac{0,13}{2} \cdot 4,3 \cdot 10^{-3} \cdot 2689 = 488577,25 \text{ кВт}\cdot\text{ч.}$$

Определим потери в линиях для двух вариантов схемы и занесем полученные результаты в таблицу 6.8.

Таблица 6.8 - Расчёт потерь энергии в кабельных линиях

№ КЛ	Вариант №1					Вариант №2					
	L , км	r_o , Ом/км	F , мм ²	I_p , А	$\Delta W_{Л}$, кВт·ч	L , км	r_o , Ом/км	F , мм ²	I_p , А	$\Delta W_{Л}$, кВт·ч	
Л1	4,3	0,130	2x240	465,5	488577,25	4,3	0,130	2x240	465,5	488577,25	
Л2	4,3	0,130	2x240	465,5	488577,25	4,3	0,130	2x240	465,5	488577,25	
Л3	0,31	0,447	70	126,17	17794,00	0,46	0,625	50	97,87	22214,00	
Л4	0,17	0,625	50	97,87	8209,60	0,25	0,894	35	33,32	2001,20	
Л5	0,18	0,208	150	174,42	9188,30	0,18	0,208	150	174,42	9188,30	
Л6	0,12	0,894	35	64,35	3583,60	0,12	0,894	35	64,35	3583,60	
Л7	0,18	0,208	150	174,42	9188,30	0,18	0,208	150	174,42	9188,30	
Л8	0,12	0,894	35	64,35	3583,60	0,12	0,894	35	64,35	3583,60	
Л9	0,13	0,208	150	117,09	6841,00	0,13	0,208	150	117,09	6841,00	
Л10	0,20	0,894	35	58,58	4949,43	0,20	0,894	35	58,58	4949,43	
Л11	0,13	0,208	150	117,09	6841,00	0,13	0,208	150	117,09	6841,00	
Л12	0,20	0,894	35	58,58	4949,43	0,20	0,894	35	58,58	4949,43	
Л13	0,12	0,894	35	31,59	863,74	0,12	0,894	35	31,59	863,74	
Л14	0,12	0,894	35	31,59	863,74	0,12	0,894	35	31,59	863,74	
Л15	0,39	0,894	35	43,66	5361,30	0,39	0,894	35	43,66	5361,30	
Итого					1059371,5	Итого					1057583,14

По формуле (6.27) находим средний тариф платы за 1 кВт·ч энергии:

$$\beta_{CP} = \frac{30,08196 \cdot 12}{4300} + 0,254 = 0,338 \text{ руб/кВт·ч.}$$

Определяем годовую величину потерь электроэнергии по формуле (6.28) для обоих вариантов:

$$\Delta W_{год1} = 203157,65 + 1059371,5 = 1262529,15 \text{ кВт·ч;}$$

$$\Delta W_{год2} = 203157,65 + 1057583,14 = 1260740,79 \text{ кВт·ч.}$$

По формулам (6.24) – (6.26) определяем издержки для 1-го и 2-го вариантов:

$$I_{ам1} = \frac{4,4}{100} \cdot (324,58 + 214,968) + \frac{5}{100} \cdot 424,55 = 23,79 \text{ тыс. руб;}$$

$$I_{экс1} = \frac{3}{100} \cdot (324,58 + 214,968) + \frac{2}{100} \cdot 424,55 = 16,21 \text{ тыс. руб;}$$

$$I_{ном1} = \frac{0,338 \cdot 1262529,15}{1000} = 426,73 \text{ тыс. руб;}$$

$$I_{ам2} = \frac{4,4}{100} \cdot (324,58 + 228,404) + \frac{5}{100} \cdot 426,01 = 45,63 \text{ тыс. руб;}$$

$$I_{экс2} = \frac{3}{100} \cdot (324,58 + 228,404) + \frac{2}{100} \cdot 426,01 = 25,11 \text{ тыс. руб;}$$

$$I_{ном2} = \frac{0,338 \cdot 1260740,79}{1000} = 426,13 \text{ тыс. руб.}$$

Найдем суммарные издержки по (6.23):

$$I_1 = 23,79 + 16,21 + 426,73 = 466,73 \text{ тыс. руб;}$$

$$I_2 = 45,63 + 25,11 + 426,13 = 496,87 \text{ тыс. руб.}$$

По (6.15) определяем приведенные затраты:

$$З_1 = 0,10 \cdot 1422,42 + 426,73 = 568,972 \text{ тыс. руб,}$$

$$З_2 = 0,10 \cdot 1442,53 + 496,87 = 641,123 \text{ тыс. руб.}$$

Для дальнейшего рассмотрения и расчета принимаем схему 1 варианта, так как она имеет наименьшие приведенные затраты.

7 ВЫБОР СХЕМЫ СЕТЕЙ ДО 1 кВ, СВЯЗЫВАЮЩИХ ТП

7.1 Выбор схемы резервирования до 1 кВ

Схема сетей до 1 кВ, связывающая ТП, обеспечивает надежность электроснабжения ответственных электроприемников; в схеме используются специальные резервные линии, которые включаются после аварийного отключения основного питания. Взаимное резервирование подстанций осуществляется при помощи кабельных или шинных перемычек на вторичном напряжении. Пропускная способность перемычек должна составлять 20...30 % мощности трансформатора.

Покажем на плане (рисунок 7.1) связь между трансформаторными подстанциями по сети до 1 кВ.

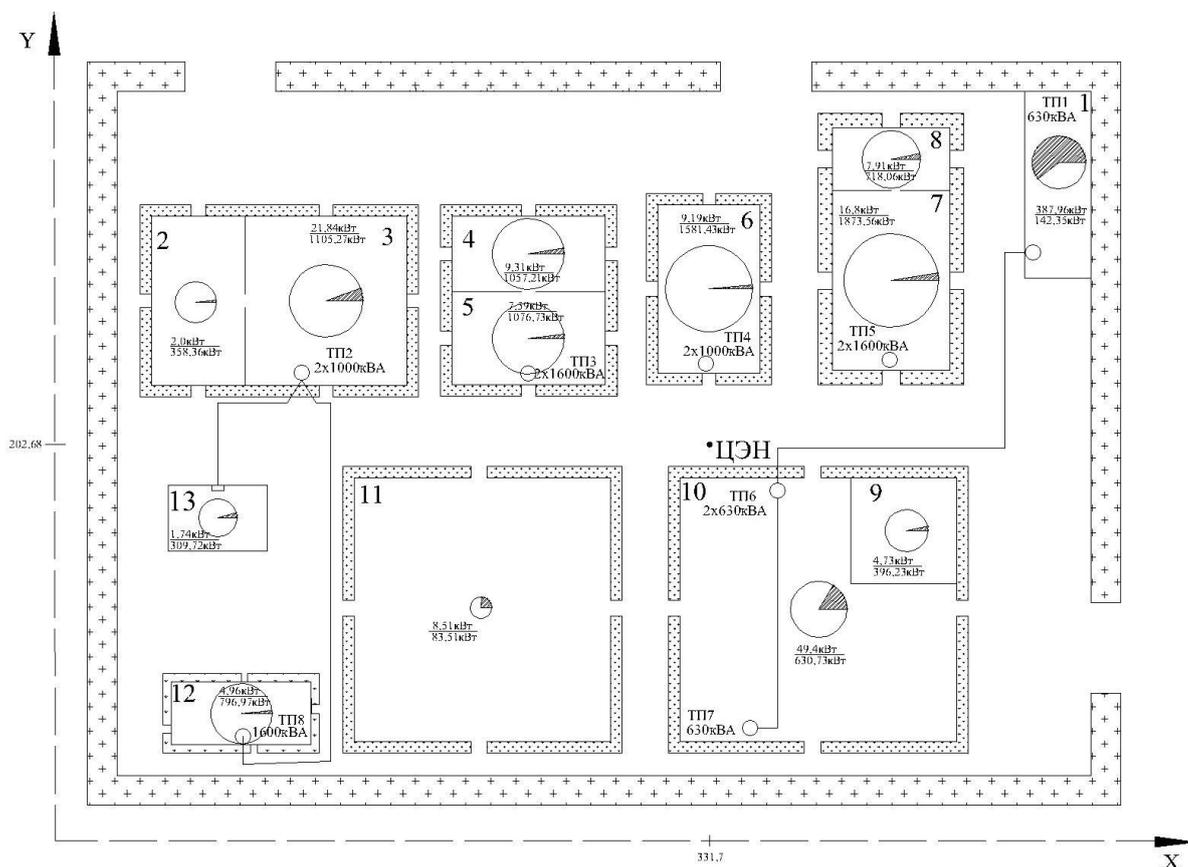


Рисунок 7.1 – Схема сетей до 1 кВ, связывающих ТП

Взаимное резервирование трансформаторных подстанций осуществляется кабелями марки АПвВ, по территории завода прокладка осуществляется открыто на эстакадах, по наружным стенам зданий, внутри зданий прокладка по стенам и строительным элементам на лотках. В качестве аппаратов защиты применяются автоматические выключатели.

Пропускная способность кабельных перемычек определяется по выражению:

$$I_p = \frac{(0,2 \div 0,3) \cdot S_{нтм}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (7.1)$$

где I_p – расчётный ток резервного кабеля, А;

$S_{нтм}$ – номинальная мощность трансформатора от которого запитывается резервный кабель, кВА.

Выбор резервного кабеля осуществляется по условию:

$$I_{доп} \geq I_p, \quad (7.2)$$

где $I_{доп}$ – допустимый ток кабеля, А;

I_p – расчетный ток резервного кабеля, А.

Проверка сечений жил кабеля по термической стойкости на токи КЗ:

$$F_T = \frac{\sqrt{B_k}}{C}, \quad (7.3)$$

где B_k – тепловой импульс от тока КЗ, $A^2 \cdot c$;

C – расчетный коэффициент, принимаемый для кабеля напряжением 1 кВ с алюминиевыми жилами с СПЭ изоляцией $C = 87 A \cdot c^{0,5} / mm^2$.

Тепловой импульс от тока КЗ:

$$B_k = I_K^2 \cdot t, \quad (7.4)$$

где I_K – действующее значение периодической составляющей тока КЗ в начале линии;

$t_{отк}$ – время отключения КЗ, определяется по защитной характеристике автомата, в зависимости от тока КЗ [19].

Выбор автоматических выключателей осуществляют по следующим условиям:

$$I_{на} \geq I_{рл}; \quad (7.5)$$

$$I_{нр} \geq I_{рл}, \quad (7.6)$$

где $I_{рл}$ – рабочий ток линии, А;

$I_{на}$ – номинальный ток автомата, А;

$I_{нр}$ – номинальный ток расцепителя, А.

Проверка предельной коммутационной способности автомата осуществляется по следующему условию:

$$I_{пра} \geq I_{к(н)}, \quad (7.7)$$

где $I_{пра}$ - предельная коммутационная способность автомата, кА [19].

$I_{к(н)}$ - ток КЗ в начале защищаемой линии, кА (раздел 8 дипломного проекта).

Выбор трансформаторов тока производим по условию:

$$U_{1ном} \geq U_{ном}; \quad (7.8)$$

$$I_{1ном} \geq I_{рл}, \quad (7.9)$$

где $U_{1ном}$ – номинальное напряжение первичной обмотки ТТ;

$I_{1ном}$ – номинальный ток первичной обмотки ТТ.

Выберем резервный кабель, соединяющий ТП1 и ТП6.

Расчетный ток резервного кабеля по (7.1) равен:

$$I_p = \frac{0,25 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 361,27 \text{ А.}$$

Принимаем по [4, таблица ПЗ.9] пятижильный кабель АПвВ 5х185-1, при прокладке в воздухе, допустимый ток $I_{доп}=363 \text{ А}$.

Произведем проверку сечений жил кабеля по термической стойкости на токи КЗ. Предварительно рассчитаем тепловой импульс по формуле (7.4), причем ток короткого замыкания в начале линии отходящей от ТП1, в точке К18 равен 12,42 кА (рассчитано в восьмом разделе дипломного проекта), время отключения тока КЗ $t_{отк}=0,015 \text{ с}$ по [19]:

$$V_k = (12,42 \cdot 10^3)^2 \cdot 0,015 = 2,31 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с.}$$

Проверка сечений жил кабеля по термической стойкости на токи КЗ по формуле (7.3):

$$F_T = \frac{\sqrt{2,31 \cdot 10^6}}{87} = 17,47 \text{ мм}^2.$$

Окончательно принимаем пятижильный кабель АПвВ 5х185-1, с допустимым током $I_{доп}=363 \text{ А}$.

Для защиты резервного кабеля выбираем автоматический выключатель:

Согласно условиям (7.5-7.6), выберем номинальный ток автоматического выключателя и расцепителя:

$$I_{нома} \geq 361,27 \text{ А};$$

$$I_{номр} \geq 361,27 \text{ А.}$$

Принимаем для защиты линии автоматический выключатель типа ВА 53-41 с номинальным током выключателя $I_{нома} = 630 \text{ А}$, с номинальным током расцепителя $I_{номр} = 400 \text{ А}$.

Проверка предельной коммутационной способности автомата осуществляется по условию (7.7), предельная коммутационная способность автомата $I_{пра} = 55$ кА по [4, таблица П2.6]:

$$55 \text{ кА} \geq 12,42 \text{ кА.}$$

Исходя из условий (7.8) и (7.9) выбираем ТТ типа ТОП-400-0,66, с $I_{ном} = 400$ А.

$$0,66 > 0,4 \text{ кВ;} \\ 400 > 361,27 \text{ А.}$$

Аналогично выбираем остальные резервные кабели и для их защиты автоматические выключатели. Результаты сводим в таблицы 7.1 и 7.2.

Таблица 7.1 – Выбор сечения кабелей

Резерв		Марка и сечение кабеля	Количество кабелей	Допустимый ток, А	Длина линии, м
ТП1	ТП6(Т1)	АПВВ 5х185-1	1	363	270
ТП7	ТП6(Т2)	АПВВ 5х95-1	1	237	175
ТП8	ТП2(Т2)	АПВВ 5х150-1	2	317	148

Таблица 7.2 – Выбор автоматического выключателя

Резерв		Начало линии, шины НН	Точка КЗ	Ток КЗ, кА	Тип автомата	$I_{нома}$, А	$I_{номр}$, А	$I_{ср.р}$, А	$I_{пра}$, кА	Тип ТТ
ТПП 1	ТП6 (Т1)	ТП1	К18	12,42	ВА-53-41	630	400	800	55	ТОП-400-0,66
		ТП6(Т1)	К16	10,47	ВА-53-41	630	400	800	55	
ТПП 7	ТП6 (Т2)	ТП7	К8	10,41	ВА-53-41	630	400	800	55	ТОП-400-0,66
		ТП6(Т2)	К16	10,47	ВА-53-41	630	400	800	55	
ТПП 8	ТП2 (Т2)	ТП8	К7	13,76	ВА-53-41	630	630	1260	55	ТОП-600-0,66
		ТП(Т2)	К11	12,44	ВА-53-41	630	630	1260	55	

7.2 Выбор кабелей напряжением до 1 кВ питающих цеха и защитных аппаратов

Котельная №13 питается по сети 0,4 кВ от соседнего цеха. Произведем выбор кабеля.

Выбор кабеля 0,4кВ:

1) Выбор сечения кабеля по допустимому нагреву:

$$I_{\text{доп}} \geq \frac{I_p}{K_{\text{п}}}, \quad (7.10)$$

где I_p – расчетный ток проводника;

$K_{\text{п}}$ – поправочный коэффициент на условие прокладки проводов и кабелей (при нормальных условиях прокладки $K_{\text{п}} = 1$).

2) Выбор сечения кабеля по термической стойкости:

$$F_T = \frac{\sqrt{B_k}}{C}, \quad (7.11)$$

где B_k – тепловой импульс от тока КЗ, $\text{А}^2 \cdot \text{с}$;

C – расчетный коэффициент, принимаемый для кабеля напряжением 1 кВ с алюминиевыми жилами с СПЭ изоляцией $C = 87 \text{ А} \cdot \text{с}^{0,5} / \text{мм}^2$.

Тепловой импульс от тока КЗ:

$$B_k = I_K^2 \cdot t, \quad (7.12)$$

где I_K – действующее значение периодической составляющей тока КЗ в начале линии;

$t_{\text{отк}}$ – время отключения КЗ, определяется по защитной характеристике автомата, в зависимости от тока КЗ [19].

3) Так как в цехах, которые питаются по сети 0,4 кВ нет ТП, необходимо провести расчет силовой сети по потере напряжения, ΔU должна быть не выше 4% от номинального напряжения сети. Потеря напряжения в процентах определяется по выражению:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot I_p \cdot l}{U_{\text{НОМ}}} (r_o \cdot \cos \varphi + x_o \cdot \sin \varphi) \cdot 100\%, \quad (7.13)$$

где I_p – расчетный ток кабеля, А (определен в разделе 3 дипломного проекта);

l – длина кабеля, км;

r_o, x_o – удельные активное и индуктивное сопротивления кабеля, Ом/км по [1, таблица ПЗ.9].

Выбор автоматических выключателей осуществляется согласно условиям (7.5-7.7).

Выбор кабеля питающего цех по сети до 1 кВ от ТП2 до котельной. Из раздела 3 находим $I_p = 523 \text{ А}$.

Выбор сечения кабеля по допустимому нагреву по (7.10), учитывая, что $K_{\text{п}} = 1$ - условия прокладки нормальные:

$$I_{\text{доп}} \geq 523 \text{ А}.$$

Принимаем по [4, таблица ПЗ.9] пятижильный кабель 2хАПВВ 5х120; при прокладке в воздухе $I_{\text{доп}}=274$ А.

Произведем проверку сечений жил кабеля по термической стойкости на токи КЗ. Предварительно рассчитаем тепловой импульс по формуле (7.11), причем ток короткого замыкания в начале линии, точка К11 на шинах низшего напряжения ТП2, ток КЗ равен 12,44 кА (рассчитано в восьмом разделе дипломного проекта), время отключения тока КЗ $t_{\text{отк}}=0,015$ с по [19]:

$$B_k = (12,44 \cdot 10^3)^2 \cdot 0,015 = 2,32 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с};$$

Проверка сечений жил кабеля по термической стойкости на токи КЗ по формуле (7.11):

$$F_T = \frac{\sqrt{2,32 \cdot 10^6}}{87} = 17,51 \text{ мм}^2.$$

Принимаем пятижильный кабель 2хАПВВ 5х120; при прокладке в воздухе $I_{\text{доп}}=274$ А.

Произведем проверку кабеля по потере напряжения по выражению (7.13), по [1, таблица ПЗ.9] находим удельные активное и индуктивное сопротивления кабеля $r_o=0,291$ Ом/км, $x_o=0,081$ Ом/км, $l=0,217$ км.

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot 523 \cdot 0,217}{400} \left(\frac{0,291}{2} \cdot 0,85 + \frac{0,081}{2} \cdot 0,527 \right) \cdot 100 = 7,4\% ;$$

$$7,4\% \geq 4\%, \text{ условие не выполняется.}$$

Принимаем пятижильный кабель 2хАПВВ 5х240; при прокладке в воздухе $I_{\text{доп}}=428$ А.

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot 523 \cdot 0,217}{400} \left(\frac{0,13}{2} \cdot 0,85 + \frac{0,075}{2} \cdot 0,527 \right) \cdot 100 = 3,68\% ;$$

$$3,68\% \leq 4\%, \text{ условие выполняется.}$$

Для защиты кабеля выбираем автоматический выключатель:

Согласно условиям (7.5-7.6), выберем номинальный ток автоматического выключателя и расцепителя:

$$I_{\text{нома}} \geq 523 \text{ А};$$

$$I_{\text{номр}} \geq 523 \text{ А}.$$

Принимаем для защиты линии автоматический выключатель типа ВА 53-41 с номинальным током выключателя $I_{\text{нома}} = 630 \text{ А}$, с номинальным током расцепителя $I_{\text{номр}} = 630 \text{ А}$. Ток срабатывания электромагнитного расцепителя $I_{\text{ср}} = 2 \cdot 630 = 1260 \text{ А}$.

Проверка предельной коммутационной способности автомата осуществляется по условию (7.7), предельная коммутационная способность автомата $I_{пра} = 55$ кА по [15]:

$$55 \text{ кА} \geq 12,44 \text{ кА.}$$

Исходя из условий (7.8) и (7.9) выбираем ТТ типа ТОП-400-0,66, с $I_{1ном} = 400$ А.

$$0,66 > 0,4 \text{ кВ;}$$

$$600 > 523 \text{ А.}$$

8 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

8.1 Расчет токов КЗ в сетях напряжением выше 1 кВ

Расчетным видом КЗ является трехфазное, т. к. это наиболее тяжелый вид КЗ, при котором имеют место большие значения сверхпереходного и ударного токов, чем при двухфазном и однофазном.

Для вычисления токов КЗ составляется расчетная схема, включающая все элементы, по которым протекают токи к выбранным расчетным точкам (сборные шины подстанции системы, шины РП, шины ТП). На схеме приводятся основные параметры оборудования, которые потребуются для дальнейшего расчета. Расчетная схема и основные параметры оборудования показаны на рисунке 8.1.

Завод получает питание от электростанций, представленных: ТЭЦ-320 на напряжении 110 кВ, на которой установлен генератор на 320 МВт и трансформатор на 250 МВА, а также ГРЭС-1000 с 2 генераторами по 500 МВт и 3 трансформаторами по 250 МВА. Питание завод получает от ПС 110/10, расположенной на расстоянии 4,3 км от РП завода. На основании приведенных данных производим расчет токов короткого замыкания в двух точках на сборных шинах подстанции (точка К1), и заводского РП (точка К2).

На подстанции установлены два трансформатора мощностью по 25 МВ·А каждый со следующими параметрами: 2*ТРДН 40000/110, $U_{вн}=115$ кВ, $U_{нн}=11$ кВ, $U_k=10,5$ %.

Принимаем, что ГРЭС-1000 выполнена по блочному принципу с 3 генераторами на ТЗВ-400-2, $P_H=400$ МВт, $E_*''=1,13$ ($X_d''=0,242$), $\cos \varphi_H = 0,85$ и 3 трансформаторами 2*ТРДН 40000/110, $S_H=250$ МВ·А, $U_H=121$ кВ, $U_{нн}=11$ кВ. На ТЭЦ-320 принимаем генератор ТЗВ-320-2, $P_H=320$ МВт, $E_*''=1,13$ ($X_d''=0,242$), $\cos \varphi_H = 0,85$ и трансформатор 2*ТРДН 40000/110, $S_H=250$ МВ·А, $U_H=121$ кВ, $U_{нн}=10,5$ кВ. По расчетной схеме составляем схему замещения (рисунок 8.2), в которой каждый элемент заменяем своим сопротивлением. Генераторы, трансформаторы, высоковольтные линии и короткие участки распределительных сетей представляем индуктивными сопротивлениями, линию питающую РП заменяем полным сопротивлением.

Расчет токов КЗ выполняем в относительных единицах, при котором все расчетные данные приводим к базисным напряжению и мощности.

Принимаем базисные величины $S_\sigma = 1000$ МВА, $U_\sigma = 10,5$ кВ, тогда ток, кА:

$$I_\sigma = \frac{S_\sigma}{\sqrt{3} \cdot U_\sigma}; \quad (8.1)$$

$$I_{\sigma} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 55 \text{ кА}.$$

Подставляем данные о генераторах, трансформаторах и линиях в расчетную схему рисунок (8.1).

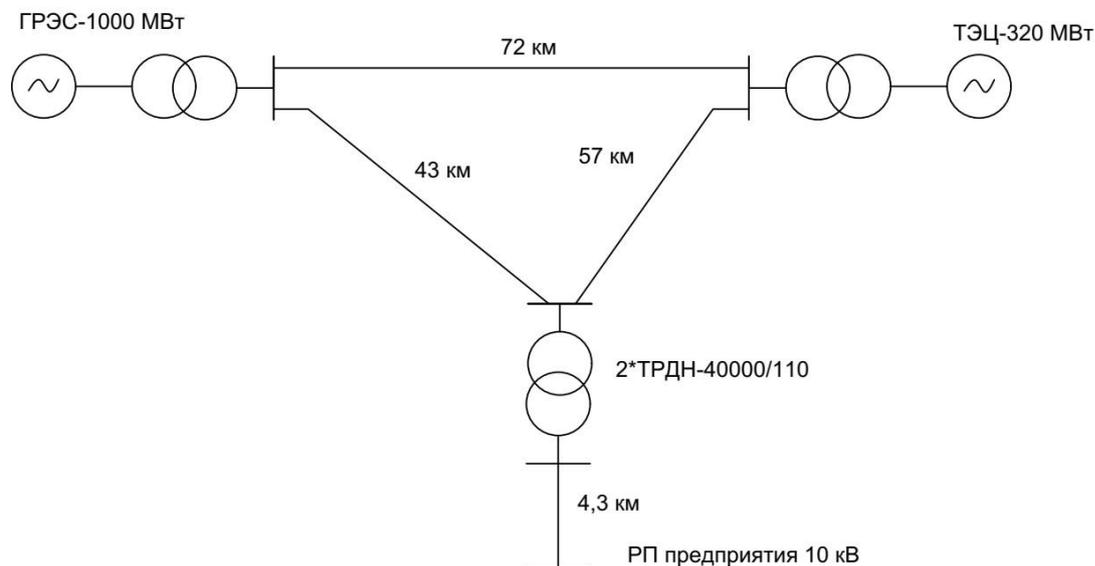


Рисунок 8.1 - Расчетная схема

Для турбогенераторов мощностью от 100 МВт до 1000 МВт принимаем по [5,стр.80] $E_* = 1,13$.

Рассчитаем сопротивления всех элементов в относительных единицах.

Сопротивления генераторов находится как:

$$x_z = x_d'' \cdot \frac{S_{\sigma}}{P_n} \cdot \cos \varphi_n; \quad (8.2)$$

где P_n – номинальная активная мощность генератора, МВт;

x_d'' – сверхпереходное сопротивление генератора, о.е.

Сопротивление двухобмоточного трансформатора:

$$x_m = \frac{U_k \%}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{н.т.}}; \quad (8.3)$$

где $S_{н.т.}$ – номинальная полная мощность трансформатора, МВ·А;

$U_k \%$ – напряжение короткого замыкания, %.

Сопротивления воздушных и кабельных линий:

$$x_l = x_o \cdot l \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{cp}^2}; \quad (8.5)$$

$$r_l = r_o \cdot l \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{cp}^2}; \quad (8.6)$$

где x_o – удельное индуктивное сопротивление, Ом/км;

l – длина линии, км;

r_0 – удельное активное сопротивление, Ом/км.

Выполним расчет для точки К1. По формуле (8.2) сопротивления генераторов:

$$x_2 = 0,242 \cdot \frac{1000}{400} \cdot 0,85 = 0,514.$$

По формуле (8.3) сопротивления блочных трансформаторов трансформаторов ПС 110/10:

$$x_{T250} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{250} = 0,42,$$

$$x_9 = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{25} = 4,2,$$

Сопротивления воздушных линий, принимая индуктивное сопротивление $x_0=0,4$ Ом/км, по формуле (8.4):

$$x_4 = 0,4 \cdot 175 \cdot \frac{1000}{115^2} = 5,293,$$

$$x_5 = 0,4 \cdot 100 \cdot \frac{1000}{115^2} = 3,025,$$

$$x_6 = 0,4 \cdot 75 \cdot \frac{1000}{115^2} = 2,268,$$

$$x_8 = 0,4 \cdot 15 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,454.$$

Представим исходную схему замещения для расчета токов КЗ в точке К1 (рисунок 8.2).

Последовательно складываем сопротивления генератора и трансформатора:

$$x_{1,2,3,7} = 0,42 + 0,514 = 0,934,$$

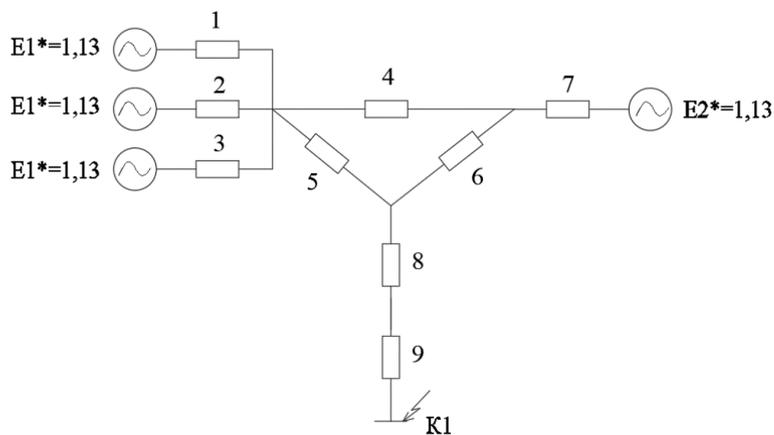


Рисунок 8.2 – Схема замещения

Далее параллельно преобразуем сопротивления x_1, x_2, x_3 .

$$x_{10} = \frac{1}{3 \cdot \frac{1}{x_{1,2,3}}} = \frac{1}{3 \cdot \frac{1}{0,934}} = 0,311 ,$$

Последовательно преобразуем сопротивления x_8, x_9 .

$$x_{11} = x_8 + x_9 = 4,2 + 0,454 = 4,654 ,$$

Также преобразуем треугольник сопротивлений x_4, x_5, x_6 в звезду. Приведем схему замещения к виду (рисунок 8.3).

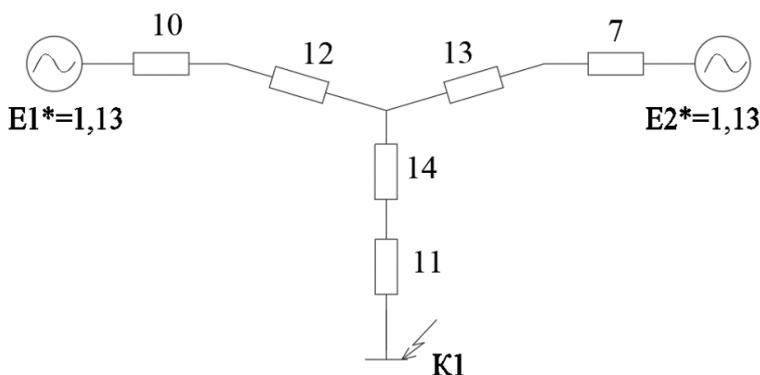


Рисунок 8.3 – Схема замещения

Определим сопротивления x_{12}, x_{13}, x_{14} при преобразовании из треугольника в звезду:

$$x_{12} = \frac{x_4 \cdot x_5}{x_4 + x_5 + x_6} = \frac{5,293 \cdot 3,025}{5,293 + 3,025 + 2,268} = 1,372 ,$$

$$x_{13} = \frac{x_4 \cdot x_6}{x_4 + x_5 + x_6} = \frac{5,293 \cdot 2,268}{5,293 + 3,025 + 2,268} = 0,984 ,$$

$$x_{14} = \frac{x_6 \cdot x_5}{x_4 + x_5 + x_6} = \frac{2,268 \cdot 3,025}{5,293 + 3,025 + 2,268} = 0,518 ,$$

После чего последовательно сложим сопротивления x_{10} и x_{12} , x_{13} и x_7 , x_{14} и x_{11} :

$$x_{15} = x_{12} + x_{10} = 1,372 + 0,311 = 1,683 ,$$

$$x_{16} = x_{13} + x_7 = 0,984 + 0,934 = 1,918 ,$$

$$x_{17} = x_{14} + x_{11} = 0,518 + 4,654 = 5,172 .$$

Параллельно преобразуем сопротивления x_{15}, x_{16} :

$$x_{18} = \frac{1}{\frac{1}{x_{15}} + \frac{1}{x_{16}}} = \frac{1}{\frac{1}{1,683} + \frac{1}{1,918}} = 0,781,$$

Рисунок 8.4 – Схема замещения для расчета токов КЗ

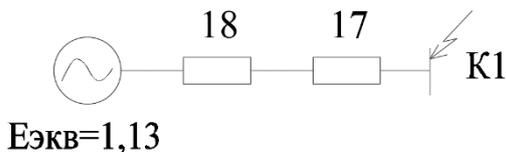


Рисунок 8.4 – Схема замещения для расчета токов КЗ

Ток установившегося КЗ и ударный ток находятся по формулам:

$$I_{\text{кз}}^{(3)} = \frac{E_*}{x_{\Sigma}} \cdot I_{\sigma}, \quad (8.7)$$

$$i_y = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{\text{кз}}^{(3)}, \quad (8.8)$$

где k_y – ударный коэффициент (для шин ПС $k_y = 1,82$, для шин РП завода $k_y = 1,369$).

Ток двухфазного КЗ определяется по выражению:

$$I_{\text{кз}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{кз}}^{(3)}. \quad (8.9)$$

Определяем ток КЗ в точке К1 на шинах ПС 10 кВ по формуле (8.7):

$$I_{\text{кз.1}}^{(3)} = \frac{E_{\text{экв}}}{x_{17} + x_{18}} \cdot I_{\sigma} = \frac{1,13}{5,172 + 0,781} \cdot 55 = 10,981 \text{ кА.}$$

Ударный ток на шинах 10 кВ из выражения (8.8):

$$i_{y,1} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{\text{кз.1}}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,82 \cdot 10,981 = 28,264 \text{ кА.}$$

Ток двухфазного КЗ в точке К1 по формуле (8.9):

$$I_{\text{кз.1}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{кз.1}}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 10,981 = 9,51 \text{ кА.}$$

$$S_{\text{к}} = \sqrt{3} \cdot U_{\text{н.ср}} \cdot I_{\text{кз}}; \quad (8.13)$$

где $S_{\text{к}}$ – мощность короткого замыкания, $МВ \cdot А$;

$I_{\text{кз}}$ – ток установившегося короткого замыкания, $кА$;

$U_{\text{н.ср}}$ – номинальное среднее напряжение в точке короткого замыкания, на шинах РП, шинах ПС и шинах ВН трансформаторных подстанций $U_{\text{н.ср}} = 10,5$ кВ.

Мощность короткого замыкания на шинах 10 кВ по (8.13):

$$S_{\text{к}} = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 10,981 = 199,706 \text{ МВ} \cdot \text{А.}$$

Выполним расчет для точки К2 (шины РП завода). Покажем на схеме замещения (рисунок 8.5) точку К2:

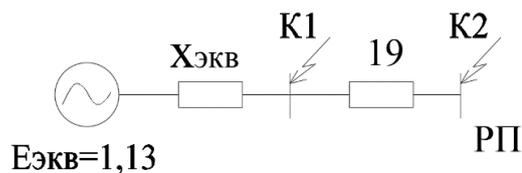


Рисунок 8.5 - Схема замещения для точки К2

Сопротивления кабельных линий, питающих РП по формуле (8.5-8.7). Кабельная линия от ПС до РП по предварительным расчетам выполнена кабелем марки 2хАПВБП-3х240-10. По справочным данным для данной марки для каждого кабеля $r_0 = 0,13$ Ом/км, $x_0 = 0,075$ Ом/км:

$$x_{19} = 0,075 \cdot 4,3 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 6,84 \text{ Ом};$$

$$r_{19} = 0,13 \cdot 4,3 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 11,79 \text{ Ом};$$

$$z_{19} = \sqrt{6,84^2 + 11,79^2} = 13,63.$$

Преобразуем схему для точки К2:

$$x_{20} = x_{\text{экв}} + x_{19} = 5,953 + 6,84 = 12,79;$$

$$z_{20} = \sqrt{x_{43}^2 + r_{43}^2} = \sqrt{7,177^2 + 13,63^2} = 15,4.$$

Тогда ток установившегося КЗ в точке К2 на шинах РП завода:

$$I_{п.о} = \frac{E''}{z_{20}} \cdot I_{\sigma} = \frac{1,13}{15,4} \cdot 55 = 8,751 \text{ кА};$$

Ударный ток на шинах РП завода:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 1,369 \cdot 8,751 = 17,12 \text{ кА};$$

Мощность короткого замыкания на шинах РП завода:

$$S_k = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 8,751 = 159,69 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Далее произведем расчет токов короткого замыкания на шинах ТП предприятия. Расчетная схема представлена на рисунке 8.6.

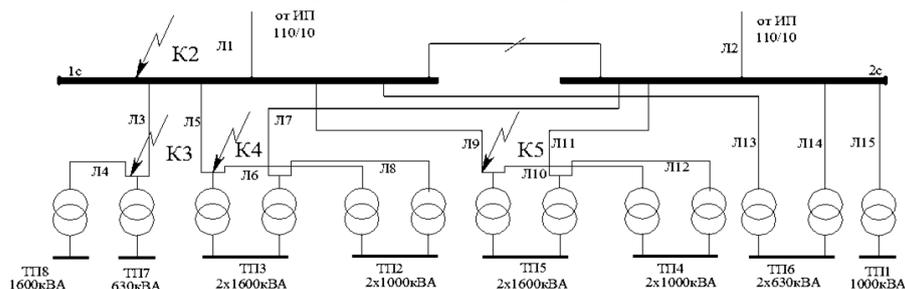


Рисунок 8.6 - Расчетная схема

Определим параметры схемы замещения.

По формулам (8.5) и (8.6) сопротивления линии ЛЗ в относительных единицах ($l=310$ м, $x_0=0,086$ Ом/км, $r_0=0,447$ Ом/км):

$$x_{л3} = 0,086 \cdot 0,31 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 0,242 ;$$

$$r_{л3} = 0,447 \cdot 0,31 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 1,257 .$$

Результаты расчетов сведем в таблицу 8.1.

Таблица 8.1- Результаты расчета сопротивлений до точки КЗ

Точка КЗ	Место КЗ	Длина кабеля перед точкой КЗ, км	X_0 кабеля перед точкой КЗ, Ом/км	R_0 кабеля перед точкой КЗ, Ом/км	Z_{Σ} до точки КЗ, о.е.
1	Шины п/ст	-	-	-	5,391
2	Шины РП	4.3	0,075	0,130	15,4
3	В начале ЛЗ	0,31	0,086	0,447	7,299
4	В начале Л5	0,18	0,079	0,208	7,068
5	В начале Л9	0,13	0,079	0,208	7,045

Таблица 8.2- Результаты расчета токов КЗ

Точка КЗ	Место КЗ	$I_{П,О}$, кА	i_y , кА	S_k , МВ·А
К1	Шины п/ст	10,981	28,264	199,706
К2	Шины РП	8,751	17,12	159,69
К3	В начале ЛЗ	8,51	16,47	154,58
К4	В начале Л5	8,79	17,02	159,67
К5	В начале Л9	8,82	17,08	160,25

8.2 Расчет токов КЗ в сетях напряжением до 1 кВ

На расчетной схеме (рисунок 8.7) показаны точки короткого замыкания на шинах НН трансформаторных подстанций, в которых необходимо определить ток

короткого замыкания. Схема замещения показана на рисунке 8.7.

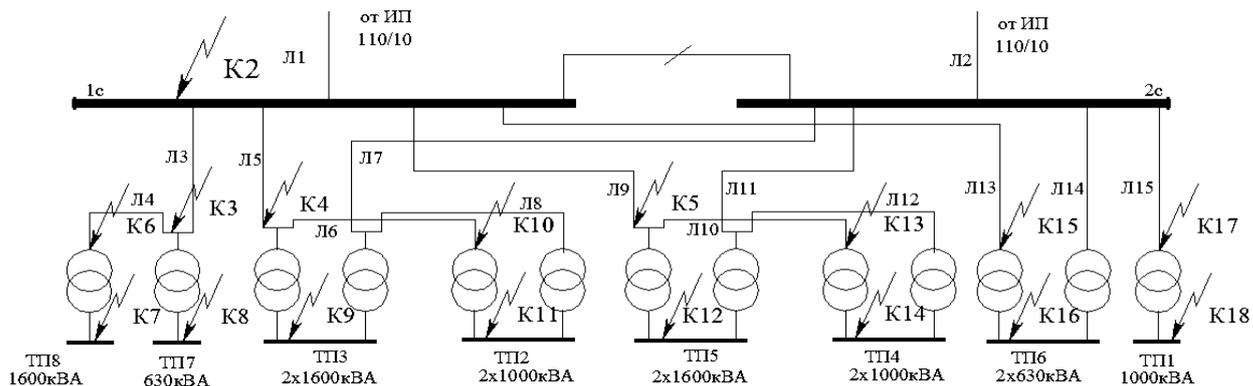


Рисунок 8.7 – Расчетная схема для определения токов КЗ на напряжении до 1 кВ

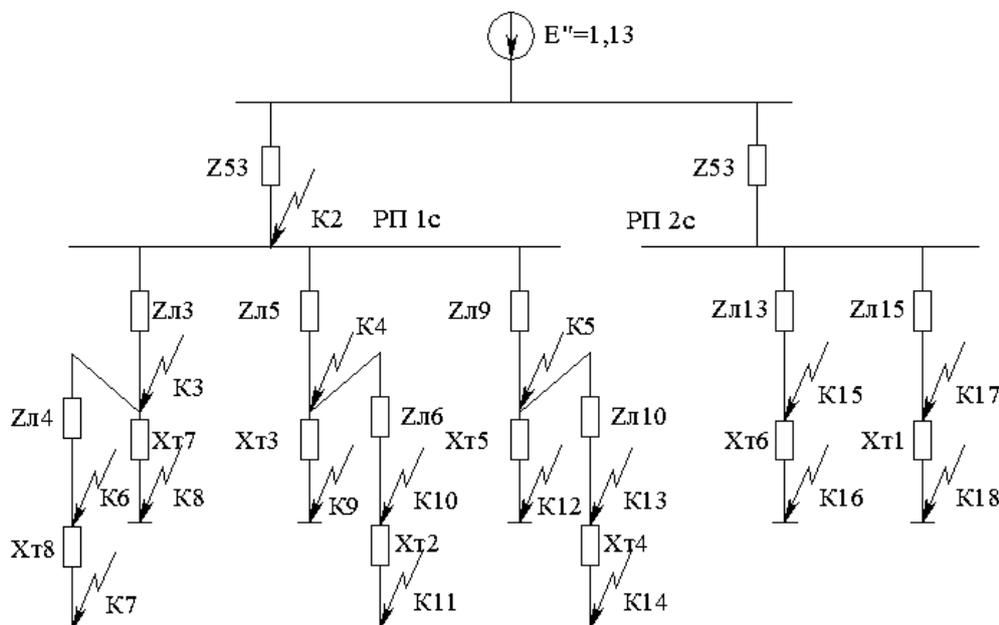


Рисунок 8.8 – Схема замещения для определения токов КЗ до 1 кВ

При расчете токов КЗ в сети до 1 кВ, на шинах НН трансформаторных подстанций, необходимо знать начальное значение периодической составляющей тока КЗ на выводах высшего напряжения трансформатора. Определим $I_{П,0}$ в точках К6, К10, К13, К15, К17 аналогично определению тока короткого замыкания в точке К3.

Таблица 8.3- Результаты расчета токов КЗ на шинах ВН трансформаторных подстанций

Точка КЗ	$z_{PEЗ}, \text{о.е.}$	$I_{II,0}, \text{кА}$	$S_k, \text{МВ}\cdot\text{А}$
К6	7,40	8,39	152,40
К10	6,89	9,02	163,85
К13	7,14	8,70	158,03
К15	6,46	9,62	174,75
К17	7,84	7,93	144,05

Используя полученные значения тока установившегося короткого замыкания на выводах 10 кВ трансформаторных подстанций (таблица 8.2 и 8.3), определим токи короткого замыкания на стороне 0,4 кВ трансформаторных подстанций. Расчет покажем на примере ТП8 (точка К7). Расчетная схема показана на рисунке 8.17.

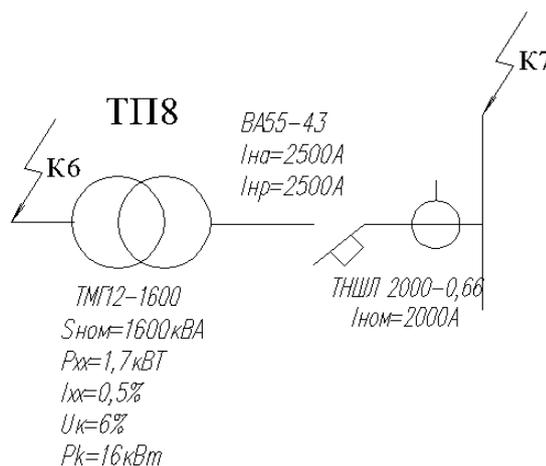


Рисунок 8.9 - Расчетная схема для определения тока КЗ в точке К7

Сопротивление системы в мОм до трансформатора определяем как:

$$x_c = \frac{U_{\text{ср.ном.}} \cdot 10^3}{I_{\text{кз}}^{(3)} \cdot \sqrt{3}}, \quad (8.14)$$

где $U_{\text{ср.ном.}}$ – среднее номинальное напряжение сети высшего напряжения, кВ;

$I_{\text{кз}}^{(3)}$ – ток трехфазного КЗ на выводах высшего напряжения трансформатора, кА.

$$x_c = \frac{10,5 \cdot 10^3}{8,39 \cdot \sqrt{3}} = 723,40 \text{ мОм.}$$

Сопротивление x_c приводится к ступени низшего напряжения по выражению:

$$x'_c = x_c \cdot \frac{U_{\text{ср.н.н}}^2}{U_{\text{ср.в.н.}}^2}; \quad (8.15)$$

$$x'_c = 723,40 \cdot \frac{0,42^2}{10,5^2} = 1,16 \text{ мОм.}$$

Сопротивление трансформатора тока не учитываем, т.к. его номинальный ток больше 500А. Активные и реактивные сопротивления автомата типа ВА55-43 с $I_{\text{НОМ}}=2500\text{А}$ равны соответственно 0,12 мОм и 0,05 мОм. Сопротивление шин низковольтного щита длиной до 10 м не учитываем. Сопротивления контактных соединений 15мОм, согласно [1, стр. 202].

Активное сопротивление трансформатора в мОм находим по выражению:

$$r_T = \frac{\Delta P_K \cdot U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}^2} \cdot 10^6, \quad (8.16)$$

где ΔP_K – потери КЗ в трансформаторе, кВт;

S_H – номинальная мощность трансформатора, кВ·А;

U_H – номинальное напряжение вторичной обмотки трансформатора, кВ.

$$r_T = \frac{16 \cdot 0,4^2}{1600^2} \cdot 10^6 = 1 \text{ мОм.}$$

Индуктивное сопротивление:

$$x_T = \left(\sqrt{\left(\frac{U_K}{100} \right)^2 - \left(\frac{\Delta P_K}{S_H} \right)^2} \right) \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} \cdot 10^6; \quad (8.17)$$

$$x_T = \left(\sqrt{\left(\frac{6}{100} \right)^2 - \left(\frac{16}{1600} \right)^2} \right) \cdot \frac{0,4^2}{1600} \cdot 10^6 = 5,92 \text{ мОм.}$$

Ток трехфазного КЗ в кА на стороне 0,4 кВ трансформатора цеховой ТП8 находим по выражению:

$$I_K^{(3)} = \frac{U_{\text{срн}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{r_{\Sigma}^2 + x_{\Sigma}^2}}; \quad (8.18)$$

$$r_{\Sigma} = r_m + r_K + r_{ав} = 1 + 15 + 0,12 = 16,12 \text{ мОм};$$

$$x_{\Sigma} = x_T + x'_c + x_{ав} = 5,92 + 1,16 + 0,05 = 7,13 \text{ мОм};$$

$$I_K^{(3)} = \frac{420}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{16,12^2 + 7,13^2}} = 13,76 \text{ кА.}$$

Начальное действующее значение периодической составляющей тока однофазного КЗ в (кА) определяется по формуле:

$$I_K^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{CHOM}}{\sqrt{((2R_1 + R_0)^2 + (2X_1 + X_0)^2)}}, \quad (8.19)$$

где R_1, X_1 – соответственно суммарный активное и реактивное сопротивление прямой последовательности цепи КЗ (одной фазы), мОм;

R_0, X_0 – соответственно суммарный активное и реактивное сопротивление нулевой последовательности цепи КЗ, мОм.

$$R_1 = r_m + r_k + r_{ав} = 1 + 15 + 0,12 = 16,12 \text{ мОм};$$

$$X_1 = x_T + x'_C + x_{ав} = 5,92 + 1,16 + 0,05 = 7,13 \text{ мОм};$$

$$R_0 = r_m + r_k + r_{ав} = 1 + 15 + 0,12 = 16,12 \text{ мОм};$$

$$X_0 = x_T + x_{ав} = 5,92 + 0,05 = 5,97 \text{ мОм}.$$

У трансформаторов со схемой соединения обмоток Δ/Y_0 активные и индуктивные сопротивления нулевой последовательности равны соответствующим сопротивлениям прямой последовательности. Сопротивления нулевой последовательности однофазных электрических аппаратов принимаем равными их сопротивления прямой последовательности.

Ток однофазного КЗ в точке К2 определяем по формуле (8.19):

$$I_k^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 0,42 \cdot 10^3}{\sqrt{(2 \cdot 16,12 + 16,12)^2 + (2 \cdot 7,16 + 5,97)^2}} = 13,87 \text{ кА}.$$

Аналогично рассчитываем ток трехфазного КЗ в кА на стороне 0,4 кВ остальных цеховых ТП и результаты расчетов заносим в таблицу 8.4.

Таблица 8.4- Результаты расчета токов КЗ на шинах ВН трансформаторных подстанций

Точка КЗ	$I_K^{(3)}$ на шинах 10 кВ ТП, кА	x_C , мОм	x'_C , мОм	$I_K^{(3)}$ на шинах 0,4 кВ ТП, кА	$I_K^{(1)}$ на шинах 0,4 кВ ТП, кА
К7	8,39	723,40	1,16	13,76	13,87
К8	8,90	681,95	1,09	10,41	10,51
К9	9,40	645,68	1,03	13,79	13,90
К11	9,02	672,88	1,08	12,44	12,55
К12	9,49	639,55	1,02	13,82	13,91
К14	8,70	697,63	1,12	12,42	12,55
К16	9,62	630,91	1,01	10,47	10,57
К18	7,93	765,67	1,23	12,42	12,51

9 ВЫБОР СЕЧЕНИЙ ТОКОВЕДУЩИХ ЭЛЕМЕНТОВ И ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ РП И ТП

9.1 Проверка сечений жил кабелей 10кВ на термическую стойкость

Кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена проверяются на термическую стойкость по допустимому односекундному току КЗ $I_{1с}$. Проверка осуществляется по условию:

$$k \cdot I_{1с} > I_{кз}, \quad (9.1)$$

где k - поправочный коэффициент на допустимый ток, учитывающий фактическую продолжительность тока КЗ, определяемый по формуле:

$$k = \frac{1}{\sqrt{t_{отк}}}, \quad (9.2)$$

$t_{отк}$ - время отключения тока КЗ, принимается по таблице П5.3, [4], для линий питающих РП $t_{отк}=1,0$, для линий от РП то ТП $t_{отк}=0,4$. Учитывая формулы 9.1 и 9.2, условие примет вид:

$$I_{1с} \geq \sqrt{t_{отк}} \cdot I_{кз}. \quad (9.3)$$

Для каждого кабеля выберем экран по условию:

$$I_{1сэ} \geq \sqrt{t_{отк}} \cdot I_{кз}^{(2)}, \quad (9.4)$$

где $I_{кз}^{(2)}$ - ток двухфазного короткого замыкания, который находится по формуле:

$$I_{кз}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{кз}^{(3)}.$$

Проверка кабеля 2хАПВБП 3х240-10 линии Л1 односекундным током КЗ. Односекундный ток $I_{1с}$ для кабеля 2хАПВБП 3х240-10 равен 22,7 кА (4, таблица П3.16), $t_{отк}=1,0$ с. Тогда, по условию (9.3) имеем:

$$22,7 \geq \sqrt{1,0} \cdot 10,981 = 10,981.$$

Условие выполняется. Для линии Л1 окончательно принимаем кабель 2хАПВБП 3х240-10 с $I_{доп} = 392$ А. Выберем экран для данного кабеля по условию (9.4):

$$I_{1сэ} \geq \sqrt{1,0} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 10,981 = 9,51.$$

Выбираем ближайшее стандартное сечение экрана 70 мм².

Так как линия Л2 питает вторую секцию РП, то для Л2 также, как и для Л1, принимаем кабель 2хАПВБП 3х240-10 с $I_{доп} = 392$ А и экран сечением 70 мм². Проверку остальных кабелей сводим в таблицу 9.1.

Таблица 9.1 – Выбор кабелей и экранов

№ линии	Длина линии, м	$I_{рл}, А$	$I_{ра} (I_{ном}), А$	$I_{1с}, кА$	Сечение кабеля, мм ²			Марка и сечение принятого кабеля	$I_{доп}, А$	$F_{экр}, мм^2$
					По экономической плотности тока	По допустимыми нагреву	По термической стойкости			
Л1	4300	465,55	796,88	22,7	300	2х240	240	2хАПвБП 3х240(70)-10	392	70
Л2	4300	465,55	796,88	22,7	300	2х240	240	2хАПвБП 3х240(70)-10	392	70
Л3	310	126,17	128,90	11,3	70	35	120	АПвП 3х120(35)-10	291	35
Л4	170	97,87	92,48	8,9	50	35	95	АПвП 3х95(35)-10	255	35
Л5	180	174,42	367,74	11,3	120	150	120	АПвП 3х150(35)-10	329	35
Л6	120	64,35	128,85	11,3	35	35	120	АПвП 3х120(35)-10	291	35
Л7	180	174,42	367,74	11,3	120	150	120	АПвП 3х150(35)-10	329	35
Л8	120	64,35	128,85	11,3	35	35	120	АПвП 3х120(35)-10	291	35
Л9	130	117,09	354,60	11,3	120	150	120	АПвП 3х150(35)-10	329	35
Л10	200	58,58	128,85	11,3	35	35	120	АПвП 3х120(35)-10	291	35
Л11	130	117,09	354,60	11,3	120	150	120	АПвП 3х150(35)-10	329	35
Л12	200	58,58	128,85	11,3	35	35	120	АПвП 3х120(35)-10	291	35
Л13	120	31,59	82,10	11,3	35	35	120	АПвП 3х120(35)-10	291	35
Л14	120	31,59	82,10	11,3	35	35	120	АПвП 3х120(35)-10	291	35
Л15	390	43,66	57,80	11,3	35	35	120	АПвП 3х120(35)-10	291	35

9.2 Выбор шин напряжением выше 1 кВ

Выбор сечения шин на заводском РП 10 кВ производится по нагреву (по допустимому току) и проверяется на электродинамическую и термическую стойкость.

При выборе шин по нагреву учитываются не только нормальные, но и послеаварийные режимы. Допустимый ток шины $I_{\text{доп.ш}}$ должен быть не менее I_p , т.е.:

$$I_{\text{доп.ш}} \geq I_p \quad (9.5)$$

Проверка на электродинамическую стойкость выполняется сравнением механического напряжения в материале шины σ_p с допустимыми значениями $\sigma_{\text{доп}}$ по условию:

$$\sigma_{\text{доп}} \geq \sigma_p. \quad (9.6)$$

Механическое напряжение в материале шины, возникающее под действием изгибающего момента, МПа:

$$\sigma_p = 1,76 \cdot 10^{-3} \frac{i_y^2 \cdot l^2}{a \cdot W}, \quad (9.7)$$

где i_y – ударный ток КЗ, кА;

l – расстояние между опорными изоляторами, см;

a – расстояние между осями шин смежных фаз, см;

W – момент сопротивления шины относительно оси, перпендикулярной действию усилия, см³.

Шины будем располагать горизонтально, т.к. это выгоднее с механической точки зрения, поскольку шины, обращённые друг к другу узкой стороной, имеют на 40% больший момент сопротивления относительно оси, перпендикулярной электродинамическим силам при коротком замыкании, чем шины при вертикальной установке.

При расположении шин плашмя:

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6}, \quad (9.8)$$

где b и h – соответственно меньший и больший размеры сторон поперечного сечения шины.

Проверка шин на термическую стойкость сводится к определению минимально допустимого сечения $F_{\text{ш}}$ по формуле:

$$F_{\text{ш}} = \frac{\sqrt{B_k}}{C}, \quad (9.9)$$

где C – коэффициент, принимаемый для алюминиевых шин 91 А·с^{0,5}/мм²;

B_k – тепловой импульс от тока КЗ, А²·с, определяемый по формуле:

$$B_K = I_K^2 \cdot (t_{отк} + T_a), \quad (9.10)$$

где $t_{отк}$ – время отключения КЗ, принимаемое по (4, таблица 5.3) равное $t_{отк} = 1,0$ с;

$T_a = 0,01$ с – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ;

I_K – ток КЗ на шинах РП (8 раздел данного дипломного проекта).

Приведем пример расчета для шин РП напряжением 10 кВ. Шины установлены на изоляторах плашмя с расстоянием между фазами $a = 25$ см, между изоляторами в пролете – $l = 100$ см. Расчетный длительный ток, протекающий по шинам в нормальном режиме (раздел 6.1), равен:

$$I_p^{норм} = 478,13 \text{ А.}$$

Максимальный расчетный ток шин в аварийном режиме (при отключении одного из вводов и включении секционного выключателя) равен:

$$I_{pa} = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{13786,1}{\sqrt{3} \cdot 10} = 796,88 \text{ А.}$$

Согласно условию (9.6) необходимо выбрать такое сечение шин, чтобы $I_{доп} \geq 796,88$ А. По условиям механической прочности, толщина шины должна быть не менее 6 мм. Принимаем шины прямоугольного сечения однополосные марки АДО 60х8, сечение шины равно 480 мм^2 , $I_{доп} = 1025$ А, [4, таблица ПЗ.25], но так как мы выбираем установку шин плашмя и ширина шины 60 мм, то уменьшаем допустимый ток на 8% и следовательно $I_{доп} = 1025 \cdot 0,92 = 943$ А.

Проверка шин на термическую прочность сводится к определению минимально допустимого сечения $F_{ш}$ по формуле (9.9), предварительно определив тепловой импульс от тока КЗ по формуле (9.10):

$$B_K = (10,981 \cdot 10^3)^2 \cdot (1,1 + 0,01) = 131,43 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с};$$

$$F_{ш} = \frac{\sqrt{131,43 \cdot 10^6}}{91} = 125,98 \text{ мм}^2.$$

Так как $F_{ш} \leq F_{пршн}$ ($125,98 \leq 480$), то можем сделать вывод, что выбранные шины термически устойчивы.

Выполним проверку на электродинамическую стойкость. Момент сопротивления шин при установке их плашмя по (9.8):

$$W = \frac{0,6 \cdot 8^2}{6} = 6,4 \text{ см}^3.$$

Расчетное механическое напряжение в материале шины по формуле (9.7):

$$\sigma_p = 1,76 \cdot 10^{-3} \cdot \frac{17,32^2 \cdot 100^2}{25 \cdot 6,4} = 33 \text{ кг/см}^2,$$

что составляет примерно 3,236 МПа.

Допустимое значение механического напряжения для алюминиевых шин АДО равно $\sigma_{\text{доп}} = 49$ МПа (4, таблица П3.26). Проверим условие (9.6):

$$49 \geq 3,236 \text{ МПа.}$$

Следовательно шины динамически устойчивы. Окончательно принимаем шины АДО 60×8 с допустимым током $I=943$ А.

9.3 Выбор электрических аппаратов напряжением выше 1 кВ

Выбор выключателей осуществляется по следующим условиям:

– по напряжению:

$$U_{\text{раб}} \leq U_{\text{ном}}, \quad (9.11)$$

где $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение аппарата, кВ;

$U_{\text{раб}}$ – рабочее напряжение сети, в которой установлен аппарат, кВ.

– по току:

$$I_{\text{норм}} \leq I_{\text{ном}}, \quad (9.12)$$

$$I_{\text{макс}} \leq I_{\text{ном}}, \quad (9.13)$$

где $I_{\text{ном}}$ – номинальный ток аппарата, А;

$I_{\text{норм}}$, $I_{\text{макс}}$ – соответственно ток нормального и аварийного режима сети, в которой установлен аппарат, А.

– по отключающей способности:

$$S_{\text{к}} \leq S_{\text{отк}}, \quad (9.14)$$

где $S_{\text{к}}$, $S_{\text{отк}}$ – соответственно расчетная и номинальная мощность отключения короткого замыкания, кВ·А;

$$S_{\text{отк}} = \sqrt{3} \cdot U_{\text{ср.н}} \cdot I_{\text{отк}}; \quad (9.15)$$

$$S_{\text{к}} = \sqrt{3} \cdot U_{\text{ср.н}} \cdot I_{\text{к}}. \quad (9.16)$$

– по электродинамической стойкости:

$$i_{\text{у}} \leq i_{\text{дин}}, \quad (9.17)$$

где $i_{\text{у}}$, $i_{\text{дин}}$ – соответственно ударный ток короткого замыкания и ток электродинамической стойкости аппарата, кА.

– по термической стойкости:

$$B_{\text{к}} \leq I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}}, \quad (9.18)$$

где $B_{\text{к}}$ – расчетный тепловой импульс короткого замыкания, $\text{А}^2 \cdot \text{с}$;

$I_{\text{т}}$ – ток термической стойкости аппарата, нормированный заводом-изготовителем, кА;

t_T – допустимое время действия тока термической стойкости, кА.

Выбор разъединителей осуществляется по следующим условиям:

- по напряжению по условию (9.11);
- по току по условиям (9.12) – (9.13);
- по динамической стойкости по условию (9.17);
- по термической стойкости по условию (9.18).

Необходимые для выбора аппаратов данные возьмем из предыдущих расчетов, раздел №8.

При разработке схемы электроснабжения, было принято РП завода комплектовать ячейками КСО-МЭТЗ-210. Необходимые данные по оборудованию устанавливаемому в ячейке КСО-МЭТЗ-210 берем по [20]. Рассмотрим выбор выключателя и разъединителя в вводной ячейке РП.

Выбираем коммутационные аппараты вводной ячейки по расчётному току завода, линейной – по наибольшему току присоединения (таблица 6.3).

Как указывалось ранее, расчетный максимальный ток $I_{\max} = 796,88 \text{ А}$. Выбираем выключатель ВВ/TEL-10-20/1000У2(4, таблица П4.1).

Выбор выключателя:

- по напряжению, по условию (9.11): $10 \text{ кВ} = 10 \text{ кВ}$;
- по току, по условию (9.12): $478,13 \text{ А} < 1000 \text{ А}$, и условию (9.13): $796,88 \text{ А} < 1000 \text{ А}$;
- по электродинамической стойкости, по условию (9.17): $i_y = 17,12 \text{ кА}$, $i_{\text{дин}} = 52 \text{ кА}$, $i_y < i_{\text{дин}}$;

– по термической стойкости, по условию (9.18): $I_T^2 \cdot t_T = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$, $B_K = 8,751^2 \cdot (1,1 + 0,01) = 88,81 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$, следовательно $88,81 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ - условие выполняется;

– по отключающей способности, по условию (9.14):

$S_{\text{отк}} = \sqrt{3} \cdot 20 \cdot 10,5 = 363,73 \text{ МВ} \cdot \text{А}$, $S_k = 162,69 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ (таблица 8.2)
 $162,69 \text{ МВ} \cdot \text{А} < 363,73 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ - условие выполняется.

Следовательно, выбранный высоковольтный выключатель на вводе РП 10кВ удовлетворяет вышеперечисленным условиям.

Выбор разъединителей аналогичен выбору выключателей за исключением проверки по отключающей способности, т.к. разъединитель не производит отключения токов КЗ.

Условия выбора, расчётные данные, номинальные данные выключателя и разъединителя в вводной ячейке РП заносим в таблицу 9.2.

Таблица 9.2 – Выбор коммутационных аппаратов в вводной ячейке РП

Условие выбора	Расчётные данные	Каталожные данные	
		ВВ/TEL–10-20/1000У2	РВЗ–10-1000У3
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{раб}}$	$U_{\text{раб}}=10$ кВ	$U_{\text{ном}}=10$ кВ	$U_{\text{ном}}=10$ кВ
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб}}$	$I_{\text{макс}}=796,88$ А	$I_{\text{ном}}=1000$ А	$I_{\text{ном}}=1000$ А
$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{у}}$	$i_{\text{у}}=17,32$ кА	$i_{\text{дин}}=52$ кА	$i_{\text{дин}}=81$ кА
$I_{\text{отк}} \geq I_{\text{к}}$	$I_{\text{к}}=8,751$ кА	$I_{\text{отк}}=20$ кА	-
$B_{\text{т}} \geq B_{\text{к}}$	$B_{\text{к}}=88,81$ кА ² ·с	$B_{\text{т}}=1200$ кА ² ·с	$B_{\text{т}}=31,5^2 \cdot 4=3969$ кА ² ·с
$S_{\text{отк}} \geq S_{\text{к}}$	$S_{\text{к}}=162,69$ МВ·А	$S_{\text{отк}}=363,73$ МВ·А	-

Аналогично выше приведенному расчёту произведём выбор выключателей и разъединителей в линейных ячейках, а также в секционной ячейке РП. Выбираем коммутационные аппараты линейной ячейки по наибольшему току присоединения (таблица 6.3), линия питающая ТП 3(линия Л5).

Условия выбора, расчётные данные, номинальные данные выключателей и разъединителей заносим в таблицы 9.3 – 9.4.

Таблица 9.3 – Выбор коммутационных аппаратов в линейной ячейке РП

Условие выбора	Расчётные данные	Каталожные данные	
		ВВ/TEL–10–12,5/630У2	РВЗ–10-630 У3
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{раб}}$	$U_{\text{раб}}=10$ кВ	$U_{\text{ном}}=10$ кВ	$U_{\text{ном}}=10$ кВ
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб}}$	$I_{\text{макс}}=367,74$ А	$I_{\text{ном}}=630$ А	$I_{\text{ном}}=630$ А
$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{у}}$	$i_{\text{у}}=17,32$ кА	$i_{\text{дин}}=32$ кА	$i_{\text{дин}}=52$ кА
$I_{\text{отк}} \geq I_{\text{к}}$	$I_{\text{к}}=8,751$ кА	$I_{\text{отк}}=12,5$ кА	-
$B_{\text{т}} \geq B_{\text{к}}$	$B_{\text{к}}=85,76$ кА ² ·с	$B_{\text{т}}=468,75$ кА ² ·с	$B_{\text{т}}=20^2 \cdot 4=1600$ кА ² ·с
$S_{\text{отк}} \geq S_{\text{к}}$	$S_{\text{к}}=159,67$ МВ·А	$S_{\text{отк}}=227,33$ МВ·А	-

Таблица 9.4 – Выбор коммутационных аппаратов в секционной ячейке РП

Условие выбора	Расчётные данные	Каталожные данные	
		ВВ/TEL–10–12,5/630У3	РВЗ–10–630 У3
$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{раб}}$	$U_{\text{раб}}=10 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}}=10 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}}=10 \text{ кВ}$
$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{раб}}$	$I_{\text{макс}}=465,5 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}}=630 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}}=630 \text{ А}$
$i_{\text{дин}} \geq i_y$	$i_y=17,12 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}}=32 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}}=52 \text{ кА}$
$I_{\text{отк}} \geq I_{\text{к}}$	$I_{\text{к}}=8,751 \text{ кА}$	$I_{\text{отк}}=12,5 \text{ кА}$	-
$B_{\text{т}} \geq B_{\text{к}}$	$B_{\text{к}}=88,81 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{т}}=468,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{т}}=20^2 \cdot 4=1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$S_{\text{отк}} \geq S_{\text{к}}$	$S_{\text{к}}=162,69 \text{ МВ} \cdot \text{А}$	$S_{\text{отк}}=227,33 \text{ МВ} \cdot \text{А}$	-

В камерах КСО-МЭТЗ-210 устанавливаются трансформаторы тока ТОЛ и трансформаторы напряжения ЗНОЛ с литой изоляцией с предохранителями ПКН. Для заземления шин и выключателей используются разъединители РВЗ.

Произведем выбор ОПН. Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение ОПН должно быть не ниже наибольшего рабочего напряжения сети.

$$U_{\text{н опн}} \geq U_{\text{рн}}. \quad (9.19)$$

В месте установки ОПН $U_{\text{рн}}$ равно 10кВ. Выбираем ОПН: ОПН-П-10-У3 с $U_{\text{н опн}}=10\text{кВ}$.

Выключатели нагрузки выбираются аналогично высоковольтным выключателям. При необходимости защиты электрической цепи от тока КЗ применяются ВН, оснащенные высоковольтными предохранителями, которые выбираются по номинальному току, напряжению и предельно отключаемому току $S_{\text{отк}}$ по условию 9.15.

Номинальный ток предохранителя $I_{\text{ном.пр}}$, защищающий трансформатор от токов КЗ, выбирается по условию:

$$I_{\text{ном пр}} = (1,5 - 2,0) \cdot I_{\text{ном т}}, \quad (9.20)$$

где $I_{\text{ном т}}$ – номинальный ток силового трансформатора, А, определяемый по формуле:

$$I_{\text{номт}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (9.21)$$

где: $S_{\text{ном}}$ – номинальная мощность трансформатора, кВ·А.

Для одиночных магистралей трансформаторы подключаем через выключатели нагрузки ВНР-10/400-20У3 с $I_{\text{ном}}=400 \text{ А}$ [4,таблица 4.3] . Трансформаторные подстанции ТП2, ТП4, ТП8 подключаются через выключатели нагрузки. Покажем выбор выключателя нагрузки на примере ТП8,

линия Л4, точка короткого замыкания К3: $I_{к.} = 8,51$ кА, $i_y = 16,47$ S_к = 154,58 МВ·А. Результаты занесем в таблицу 9.5

Таблица 9.5 Результаты выбора выключателя нагрузки на примере линии Л4

Условие выбора	Расчётные данные	Каталожные данные
		ВНР-10/400-10зУ3
$U_{ном} \geq U_{раб}$	$U_{раб} = 10$ кВ	$U_{ном} = 10$ кВ
$I_{ном} \geq I_{раб}$	$I_{раб} = 97,87$ А	$I_{ном} = 400$ А
$i_{дин} \geq i_y$	$i_y = 16,47$ кА	$i_{дин} = 25$ кА
$I_{откл} \geq I_{к}$	$I_{к} = 8,51$ кА	$I_{откл} = 10$ кА
$B_m \geq B_k$	$B_k = 80,39$ кА ² ·с	$B_T = 10^2 \cdot 1 = 100$ кА ² ·с
$S_{отк} \geq S_k$	$S_k = 154,58$ МВ·А	$S_{отк} = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 10 = 181,86$ МВ·А

Выбор предохранителей для трансформаторов сведём в таблицы 9.6, 9.7, 9.8.

Таблица 9.6 – Выбор предохранителей для трансформатора ТМГ15-1000/10

Условие выбора	Расчётные данные	Каталожные данные
		ПКТ-103-10-100-12,5У3
$U_{ном} \geq U_{раб}$	$U_{раб} = 10$ кВ	$U_{ном} = 10$ кВ
$I_{ном.т}$	$I_{ном.т} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 57,7$ А	-
$I_{ном.пр} = (1,5 \div 2) \cdot I_{ном.т}$	$I_{ном.пр} = (86,6 \div 115,4)$ А	$I_{ном.пр} = 100$ А
$I_{откл} \geq I_{к}$	$I_{к} = 8,945$ кА	$I_{откл} = 12,5$ кА

Таблица 9.7 – Выбор предохранителей для трансформатора ТМГ15-630/10

Условие выбора	Расчётные данные	Каталожные данные
		ПКТ-103-10-80-20У3
$U_{ном} \geq U_{раб}$	$U_{раб} = 10$ кВ	$U_{ном} = 10$ кВ
$I_{ном.т}$	$I_{ном.т} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 10} = 36,4$ А	-
$I_{ном.пр} = (1,5 \div 2) \cdot I_{ном.т}$	$I_{ном.пр} = (54,6 \div 72,8)$ А	$I_{ном.пр} = 80$ А
$I_{откл} \geq I_{к}$	$I_{к} = 8,945$ кА	$I_{откл} = 20$ кА

Таблица 9.8 – Выбор предохранителей для трансформатора ТМГ12-1600/10

Условие выбора	Расчётные данные	Каталожные данные
		ПКТ-104-10-160-20У3
$U_{ном} \geq U_{раб}$	$U_{раб} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{ном.т}$	$I_{ном.т} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{1600}{\sqrt{3} \cdot 10} = 92,48 \text{ А}$	-
$I_{ном пр} = (1,5 \div 2) \cdot I_{ном.т}$	$I_{ном пр} = (138,7 \div 184,9) \text{ А}$	$I_{ном пр} = 160 \text{ А}$
$I_{откл} \geq I_k$	$I_k = 8,945 \text{ кА}$	$I_{откл} = 20 \text{ кА}$

Выбор трансформаторов тока производится:

1. По номинальному напряжению:

$$U_{ном1Т} \geq U_{номс}, \quad (9.22)$$

где $U_{ном1Т}$ – номинальное напряжение первичной обмотки трансформатора тока;

$U_{номс}$ – номинальное напряжение силовой сети.

2. По току нормального режима:

$$I_{ном1} \geq I_p, \quad (9.23)$$

где $I_{ном1}$ – номинальный ток первичной обмотки трансформатора тока.

3. По току послеаварийного режима или максимальному расчетному току:

$$k_n \cdot I_{ном1} \geq I_{ра} \text{ или } k_n \cdot I_{ном1} \geq I_{рmax}, \quad (9.24)$$

где k_n – коэффициент перегрузки, принимаем для трансформаторов тока $k_n = 1, 2$.

4. По мощности нагрузки трансформатора:

$$S_{ном2} \geq S_p, \quad (9.25)$$

где $S_{ном2}$ – номинальная нагрузка вторичной обмотки трансформатора тока;

S_p – расчетная нагрузка вторичной обмотки трансформатора тока в нормальном режиме.

Номинальная нагрузка вторичной обмотки трансформатора тока находится по формуле:

$$S_{ном2} = I_{ном2}^2 \cdot Z_T, \quad (9.26)$$

где Z_T – полное допустимое сопротивление внешней цепи, подключаемой ко вторичной обмотке трансформатора тока (сумма сопротивлений последовательно включенных обмоток приборов, реле, проводов, контактов), Ом;

$I_{ном2} = 5 \text{ А}$ – номинальный ток вторичной обмотки трансформатора тока, А.

Расчетная нагрузка вторичной обмотки трансформатора тока в нормальном режиме находится как:

$$S_p = S_{приб} + I_{ном2}^2 \cdot (r_{пр} + r_k), \quad (9.27)$$

где $S_{приб}$ – полная мощность потребляемая приборами, В·А.

Принимаем, что счетчик трехфазный типа ГРАН-ЭЛЕКТРО СС-301 имеет потребляемую мощность каждой цепью тока не более 0,5 В·А; амперметр типа Э8032М1 – не более 1,5 В·А;

r_k – сопротивление контактов; принимаем $r_k = 0,1 \text{ Ом}$;

$r_{пр}$ – сопротивление проводников цепи измерения.

Зная $S_{приб}$, $I_{ном2}$, r_k и $S_{ном2}$ можно рассчитать сопротивление проводников между трансформаторами тока и приборами:

$$r_{пр} = \frac{S_{ном2} - S_{приб} - I_{ном2}^2 \cdot r_k}{I_{ном2}^2}. \quad (9.28)$$

При использовании трех трансформаторов тока они соединяются по схеме полной звезды. Сечение жил соединительных проводников при схеме полной звезды:

$$F \geq \frac{l}{\gamma \cdot r_{пр}}, \quad (9.29)$$

где l – длина проводника. Принимаем $l = 2м$;

γ – удельная проводимость материала соединительных проводников.

Для меди $\gamma = 53 \frac{м}{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}$. Минимальное сечение соединительных проводников $0,5 \text{ мм}^2$.

Принимается ближайшее большее стандартное сечение, выбирается контрольный кабель.

5. По термической стойкости:

$$(k_T \cdot I_{ном1})^2 \cdot t_T \geq B_K \text{ или } I_T^2 \cdot t_T \geq B_K, \quad (9.30)$$

где k_T – кратность тока термической стойкости;

t_T – длительность протекания тока КЗ.

6. По электродинамической стойкости:

$$k_d \cdot \sqrt{2} \cdot I_{ном1} \geq i_y \text{ или } i_{дин} \geq i_y, \quad (9.31)$$

где k_d – кратность тока динамической стойкости;

i_y – ударный ток КЗ.

Класс точности трансформаторов тока, установленных на вводах в РП, принимаем 0,5S, остальных – 0,5.

Приведем пример выбора трансформаторов тока и контрольных кабелей к ним, установленных на питающих линиях РП. Выбираем трансформатор тока ТПОЛ-10-800/5 .

Проверяем его по вышеперечисленным условиям:

– по напряжению по условию (9.22): $10 \text{ кВ} = 10 \text{ кВ}$;

– по току по условию (9.23): $478,13 \text{ А} < 800 \text{ А}$, и условию (9.24): $1,2 \cdot 800 = 960 \text{ А} > 796,88 \text{ А}$;

– по термической стойкости по условию (9.30): $(32 \cdot 800 \cdot 10^{-3})^2 \cdot 3 = 1966,1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq 88,81 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

– по электродинамической стойкости по условию (9.31):

$91,6 \text{ кА} > 17,32 \text{ кА}$.

Для проверки трансформатора тока по вторичной нагрузке, определяем нагрузку по фазам для наиболее загруженного трансформатора тока (таблица 9.9).

Таблица 9.9 – Вторичная нагрузка трансформатора тока на вводе в РП и на отходящих линиях

Прибор	Тип прибора	Нагрузка фаз, В·А		
		А	В	С
Амперметр	Э8032М1	–	1,5	–
Счётчик активной и реактивной энергии	ГРАН-ЭЛЕКТРО СС-301	0,5	0,5	0,5

Таблица 9.10 – Вторичная нагрузка межсекционного трансформатора тока

Прибор	Тип прибора	Нагрузка фаз, В·А		
		А	В	С
Амперметр	Э8032М1	–	1,5	–

Из таблицы 9.9 видно, что наиболее загружен трансформатор тока фазы В.

Вторичная номинальная нагрузка трансформатора тока ТПОЛ–10–0,5S/0,5/10P-800/5 в классе точности 0,5S составляет 10 В·А. Сопротивление контактов принимаем 0,1 Ом, тогда сопротивление проводов можно определить по формуле (9.28):

$$r_{\text{пр}} = \frac{10 - 2 - 5^2 \cdot 0,1}{25} = 0,22 \text{ Ом.}$$

Принимаем длину контрольных кабелей 4 метра, тогда сечение кабеля по формуле (9.29):

$$F \geq \frac{4}{53 \cdot 0,22} = 0,34 \text{ мм}^2.$$

Принимаем контрольный кабель КВВГ- 4×2,5-0,66.

Следовательно, выбранный трансформатор тока на вводе в РП 10кВ удовлетворяет вышеперечисленным условиям.

Произведем выбор трансформаторов тока и выбор контрольных кабелей для РП; результаты сведем в таблицы 9.11, 9.12.

Таблица 9.11 – Выбор трансформаторов тока для РП(КСО)

Место установки	ТТ	$U_{номт},$ кВ	$U_{ном},$ кВ	$I_{ном1},$ А	$I_p,$ А	$k_{п} \cdot I_{ном1},$ А	$I_{ра},$ А	$(k_T \cdot I_{ном1})^2 \cdot t_T,$ кА ² ·с	$B_k,$ кА ² ·с	$k_d \cdot \sqrt{2} \cdot I_{ном1},$ кА	$i_y,$ кА	$S_{ном2},$ В·А	$S_p,$ В·А
Вводная КСО	ТПОЛ-800/5	10	10	800	478,13	960	796,88	1966,10	88,81	91,60	17,32	10	4,5
Секционная КСО	ТПОЛ-600/5	10	10	600	478,13	720	478,13	1105,90	88,81	68,53	17,32	10	4,5
КСО Л3	ТПЛ-150/5	10	10	150	126,20	180	128,90	136,70	58,30	52,87	19,03	10	4,5
КСО Л5,Л7	ТПЛ-400/5	10	10	400	174,40	480	367,70	588,00	58,30	93,11	19,03	10	4,5
КСО Л9,Л11	ТПЛ-200/5	10	10	400	117,10	480	354,60	588,00	58,30	93,11	19,03	10	4,5
КСО Л13,Л14	ТПЛ-200/5	10	10	150	31,59	180	82,10	136,70	58,30	52,87	19,03	10	4,5
КСО Л15	ТПЛ-150/5	10	10	150	43,66	180	57,80	136,70	58,30	52,87	19,03	10	4,5

Таблица 9.12– Выбор контрольных кабелей для РП(КСО)

Место установки	ТТ	$Z_T,$ Ом	$S_{приб},$ В·А	$r_{пр},$ Ом	$F_{min},$ мм ²	$F_{ст},$ мм ²	$r_{пр.ф},$ Ом	Сечение кабеля КВВГ
Вводная КСО	ТПОЛ-800/5	0,4	2	0,22	0,26	2,5	0,022	4x2,5-0,66
Секционная КСО	ТПОЛ-600/5	0,4	2	0,22	0,26	2,5	0,022	4x2,5-0,66
КСО Л3	ТПЛ-150/5	0,4	2	0,22	0,26	2,5	0,022	4x2,5-0,66
КСО Л5,Л7	ТПЛ-400/5	0,4	2	0,22	0,26	2,5	0,022	4x2,5-0,66
КСО Л9,Л11	ТПЛ-200/5	0,4	2	0,22	0,26	2,5	0,022	4x2,5-0,66
КСО Л13,Л14	ТПЛ-200/5	0,4	2	0,22	0,26	2,5	0,022	4x2,5-0,66
КСО Л15	ТПЛ-150/5	0,4	2	0,22	0,26	2,5	0,022	4x2,5-0,66

Таблица 9.13– Вторичная нагрузка трансформатора тока на вводе ТП-0,4кВ

Прибор	Тип прибора	Нагрузка фаз, В·А		
		А	В	С
Амперметр	Э8032М1	1,5	1,5	1,5
Счётчик активной и реактивной энергии	ГРАН-ЭЛЕКТРО СС-301	0,5	0,5	0,5

По расчетному току в нормальном режиме измерительные трансформаторы тока в ТП выбираются по условию:

$$I_{\text{НОМ1}} \geq I_{\text{р}}, \quad (9.32)$$

где $I_{\text{НОМ1}}$ – номинальный ток первичной обмотки трансформатора тока.

Значение расчетного тока в цепи трансформатора можно определить по формуле:

$$I_{\text{р}} = \frac{\beta_{\text{Т}} \cdot S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}, \quad (9.33)$$

где $\beta_{\text{Т}}$ – коэффициент загрузки силового трансформатора в нормальном режиме, по таблице 4.9;

$U_{\text{НОМ}}$ – номинальное напряжение сети, кВ ($U_{\text{НОМ}} = 0,4$ кВ).

Трансформатор тока должен выдерживать расчетный ток послеаварийного режима $I_{\text{ра}}$ с учетом коэффициента допустимой перегрузки $k_{\text{п}}$:

$$k_{\text{п}} \cdot I_{\text{НОМ1}} \geq I_{\text{ра}}. \quad (9.32)$$

При расчетах значение $k_{\text{п}}$ принимаем равным 1,2.

Расчетный ток в послеаварийном режиме определяется по формуле:

$$I_{\text{ра}} = \frac{\beta_{\text{Та}} \cdot S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}, \quad (9.34)$$

где $\beta_{\text{Та}}$ – коэффициент загрузки силового трансформатора в послеаварийном или ремонтном режиме, $\beta_{\text{Та}}=1,4$.

Номинальный ток первичных обмоток измерительных трансформаторов, устанавливаемых в нейтрали силовых трансформаторов, определяется по условию:

$$k_{\text{п}} \cdot I_{\text{НОМ1}} \geq I_{\text{р}}. \quad (9.35)$$

В комплектных распределительных устройствах на напряжении до 1 кВ широко применяются шинные трансформаторы тока типа ТНШЛ-0,66. Они выпускаются на номинальные первичные токи от 75 до 10000 А.

Выбор трансформаторов тока представим в таблицах 9.14 и 9.16.

Таблица 9.14 – Выбор трансформаторов тока для ТП (0,4 кВ)

Место установки	ТТ	$U_{номТ},$ кВ	$U_{ном},$ кВ	$I_{ном1},$ А	$I_p,$ А	$k_{п} \cdot I_{ном1},$ А	$I_{ра},$ А
ТП1	ТНШЛ-0,66-1000-У3	0,66	0,4	1000	932,1	-	-
ТП2	ТНШЛ-0,66-2000-У3	0,66	0,4	2000	1037,6	2400	2312,1
ТП3	ТНШЛ-0,66-3000-У3	0,66	0,4	3000	1617,3	3600	3599,4
ТП4	ТНШЛ-0,66-2000-У3	0,66	0,4	2000	1154,6	2400	2312,1
ТП5	ТНШЛ-0,66-3000-У3	0,66	0,4	3000	1884,4	3600	3599,4
ТП6	ТНШЛ-0,66-1200-У3	0,66	0,4	1200	562,6	1440	1436,6
ТП7	ТНШЛ-0,66-600-У3	0,66	0,4	600	562,6	-	-
ТП8	ТНШЛ-0,66-2000-У3	0,66	0,4	2000	1232,4	-	-

Таблица 9.15 – Выбор контрольных кабелей для ТП(0,4кВ)

Место установки	ТТ	$Z_T,$ Ом	$S_{приб},$ В·А	$r_{пр},$ Ом	$F_{min},$ мм ²	$F_{ст},$ мм ²	Сечение кабеля КВВГ
ТП1	ТНШЛ-0,66-1000-У3	0,8	0,6	0,676	0,279	1,5	4x1,5-0,66
ТП2	ТНШЛ-0,66-2000-У3	0,8	0,6	0,676	0,279	1,5	4x1,5-0,66
ТП3	ТНШЛ-0,66-3000-У3	0,8	0,6	0,676	0,279	1,5	4x1,5-0,66
ТП4	ТНШЛ-0,66-2000-У3	0,8	0,6	0,676	0,279	1,5	4x1,5-0,66
ТП5	ТНШЛ-0,66-3000-У3	0,8	0,6	0,676	0,279	1,5	4x1,5-0,66
ТП6	ТНШЛ-0,66-1200-У3	0,8	0,6	0,676	0,279	1,5	4x1,5-0,66
ТП7	ТНШЛ-0,66-600-У3	0,8	0,6	0,676	0,279	1,5	4x1,5-0,66
ТП8	ТНШЛ-0,66-2000-У3	0,8	0,6	0,676	0,279	1,5	4x1,5-0,66

Таблица 9.16 Выбор трансформаторов тока в нейтрали трансформаторов 0,4 кВ

Место установки	ТТ	$U_{номТ},$ кВ	$U_{ном},$ кВ	$I_p,$ А	$k_{п} \cdot I_{ном1},$ А
ТП1	ТНШЛ-1000-0,66	0,66	0,4	932,1	1200
ТП2	ТНШЛ-1000-0,66	0,66	0,4	1037,6	1200
ТП3	ТНШЛ-2000-0,66	0,66	0,4	1617,3	2400
ТП4	ТНШЛ-1000-0,66	0,66	0,4	1154,6	1200
ТП5	ТНШЛ-2000-0,66	0,66	0,4	1884,4	2400
ТП6	ТНШЛ-600-0,66	0,66	0,4	562,6	720
ТП7	ТНШЛ-600-0,66	0,66	0,4	562,6	720
ТП8	ТНШЛ-2000-0,66	0,66	0,4	1232,4	2400

На отходящих кабельных линиях предусматривается установка трансформаторов тока нулевой последовательности типа ТЗЛМ-10-У3.

Выбор трансформаторов напряжения производится:

1. По номинальному напряжению:

$$U_{номТ} \geq U_{ном}. \quad (9.36)$$

2. По мощности нагрузки вторичной обмотки

$$S_{ном} \geq S_2 = \sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2}, \quad (9.37)$$

где P_{Σ} и Q_{Σ} - активная и реактивная мощности подключенных к трансформатору напряжения приборов. Они находятся по формулам:

$$P_{\Sigma} = S_{приб} \cdot \cos \phi_{приб}; \quad (9.38)$$

$$Q_{\Sigma} = S_{приб} \cdot \sin \phi_{приб}. \quad (9.39)$$

Класс точности всех трансформаторов напряжения принимаем 0,5.

При выборе трансформаторов напряжения будем руководствоваться следующими соображениями: измерительные приборы вводов КСО питаются от общей шины как в аварийном, так и в рабочем режиме (т.е. каждый трансформатор напряжения должен обеспечивать нормальную работу всех измерительных приборов КСО).

Счетчик Гран- электро СС-301 имеет нагрузку каждой цепи напряжения:

$$S = 1 \text{ В}\cdot\text{А} \text{ и } \cos \varphi = 0,38, \sin \varphi = 0,925.$$

Вольтметр Э8030М1 имеет нагрузку каждой цепи напряжения:

$$S = 10 \text{ В}\cdot\text{А} \text{ и } \cos \varphi = 0,2, \sin \varphi = 0,98.$$

Общую нагрузку, приходящуюся на ТН приведем в таблице 9.17.

Таблица 9.17 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Прибор	Тип прибора	Нагрузка фаз, В·А		
		А	В	С
Вольтметр (U_{ϕ})	Э8030М1	10	10	10
Вольтметр ($U_{л}$)	Э8030М1	5	-	5
Счётчик активной и реактивной энергии	СС-301	5	5	5

Тогда мощность нагрузки вторичной обмотки по формуле 9.37:

$$S_2 = \sqrt{(5 \cdot 0,38 + 10 \cdot 0,2 + 5 \cdot 0,2)^2 + (5 \cdot 0,925 + 10 \cdot 0,98 + 5 \cdot 0,98)^2} = 19,9 \text{ В}\cdot\text{А}.$$

Выбор трансформаторов напряжения сведем в таблицу 9.18.

Таблица 9.18 – Выбор трансформаторов напряжения для РП

Условие выбора	ЗНОЛ-10-У3
$U_{номТ} \geq U_{ном}$	10=10
$S_{ном} \geq S_2 = \sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2}$	75 > 19,9

Так как $75 > 19,9 \text{ В}\cdot\text{А}$, то ТН будет работать в требуемом классе точности 0,5.

Выберем контрольный кабель от трансформаторов напряжения до наиболее удаленного статического счетчика, расстояние от ТН до наиболее удаленного счетчика принимаем $l=15\text{м}$.

Ток в цепи напряжения счетчика рассчитывается по формуле:

$$I_p = \frac{S_{\text{счет}}}{U_{\text{ном.ф}}} = \frac{1}{(100/\sqrt{3})} = 0,017 \text{ А}.$$

По условию механической прочности минимальное сечение медных жил контрольного кабеля равно $1,5 \text{ мм}^2$. Выбираем четырехжильный кабель марки КВВГ 4х1,5-0,66 с допустимым током $I_{\text{доп}}=19\text{А}$, имеющий удельное активное сопротивление жилы $r_0=12,3 \text{ мОм/м}$ и реактивное сопротивление жилы $x_0=0,126 \text{ мОм/м}$.

Рассчитаем потерю напряжения во вторичной цепи ТН по формуле:

$$\Delta U\% = 100 \cdot I_p \cdot l \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi) / U_{\text{ном.ф}} = \frac{100 \cdot 0,017 \cdot 0,015 \cdot (12,3 \cdot 0,38 + 0,126 \cdot 0,925)}{57,7} = 0,002\%$$

Так как $0,002\% < 0,2\%$, то требования нормативных документов в отношении допустимой потери напряжения выполняются.

Защиту от витковых замыканий внутри трансформатора напряжения осуществляем с помощью предохранителя ПKN001-10У3, который поставляется в комплекте с трансформатором.

9.4 Выбор электрических аппаратов в цепях 0,4 кВ цеховых трансформаторов

Произведём выбор автоматических выключателей в цепях 0,4 кВ цеховых трансформаторов по условиям:

$$I_{\text{н.а.}} \geq I_p, \quad (9.40)$$

$$I_{\text{н.р.}} \geq I_p, \quad (9.41)$$

где I_p – расчётный ток, А

Расчетный ток для одното трансформаторных ТП:

$$I_{\text{нр}} = \frac{S_m}{\sqrt{3} \cdot U_n}, \quad (9.42)$$

где $I_{\text{нр}}$ – номинальный ток расцепителя выключателя, А.

Для двухтрансформаторных ТП максимальный расчётный ток:

$$I_p = \frac{1,4 \cdot S_{\text{ном.т.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (9.43)$$

где $1,4$ – коэффициент перегрузки;

$S_{ном}$ – номинальная мощность трансформатора;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение $0,4$ кВ.

При выборе данных выключателей следует отдавать предпочтение выключателям серии ВА 55 и ВА 75, так как они являются селективными с выдержкой времени при достижении тока срабатывания

Приведем пример выбора автоматического выключателя для ТП1:

$$I_p = \frac{630}{\sqrt{3} \times 0,4} = 909,3 \text{ А.}$$

По (4, таблица П2.8) выбираем выключатель ВА 55-43 с $I_{на}=1000$ А и $I_{пр}=2000$ А, удовлетворяющий условиям (9.40,9.41). Ток срабатывания расцепителя найдем по формуле:

$$I_{ср.р.} = k_{т.о.} \cdot I_{н.р.}; \quad (9.44)$$

$$I_{ср.р.} = 2 \cdot 2000 = 4000 \text{ А.}$$

Номинальные токи секционных выключателей выбираются на ступень ниже номинальных токов вводных автоматов. Аналогично выбираем остальные выключатели. Результаты выбора заносим в таблицу 9.19.

Таблица 9.19 – Выбор автоматических выключателей 0,4 кВ

ТП	N_T	$S_{пт}, \text{кВ} \cdot \text{А}$	$I_{рт}, \text{А}$	Тип выключателя	$I_{на}, \text{А}$	$I_{пр}, \text{А}$	$I_{ср.р.}, \text{А}$
ТП1	1	630	909,3	ВА55-43	1000	2000	4000
ТП2	2	1000	1445,1	ВА55-43	1600	2500	5000
ТП3	2	1600	2312,1	ВА75-47	2500	4000	8000
ТП4	2	1000	1445,1	ВА55-43	1600	2500	5000
ТП5	2	1600	2312,1	ВА75-47	2500	4000	8000
ТП6	2	630	909,3	ВА55-43	1000	2000	4000
ТП7	1	1000	1445,1	ВА55-43	1600	2500	5000
ТП8	1	1600	2312,1	ВА55-43	2500	2500	5000

Номинальный ток секционного выключателя можно принять на ступень ниже номинального тока вводного автомата (таблица 15.2).

Таблица 9.20 – Выбор секционных автоматических выключателей 0,4 кВ

ТП	Тип секционного выключателя	$I_{на}, \text{А}$	$I_{пр}, \text{А}$
ТП2	ВА55-43	1000	1600
ТП3	ВА55-43	1600	2500
ТП4	ВА55-43	1000	1600
ТП5	ВА55-43	1600	2500
ТП6	ВА55-43	1000	1600

Выберем автоматические выключатели для защиты конденсаторных установок. Конденсаторные установки должны иметь защиту от токов КЗ, действующую на отключение без выдержки времени. Номинальный ток БНК определяется по формуле:

$$I_{нк} = \frac{Q_{БНК}}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (9.45)$$

Так как в соответствии с (ПУЭ-6, п. 5.6.15) аппараты в цепи конденсаторных батарей должны допускать длительное прохождение тока, составляющего 130% номинального тока батареи, тогда номинальный ток расцепителя выбираем из условия:

$$I_{нр} \geq 1,3 \cdot I_{нк} \quad (9.46)$$

Пример: для БНК, установленной на ТП1, типа АКУ 0,4-140-20У3 получаем:

$$I_{нк} = \frac{140}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 202,1 \text{ А.}$$

По условию (9.46):

$$320 \geq 1,3 \cdot 202,1 \text{ А;}$$

$$320 \geq 262,7 \text{ А.}$$

Выбираем автомат ВА55-400 с $I_{ном} = 400 \text{ А}$, $I_{нр} = 320 \text{ А}$.

Аналогично производим выбор автоматов для остальных БНК. В случае установки на один трансформатор нескольких БНК, считается их общая мощность, и они подключаются через один автоматический выключатель. Результаты расчета сводим в таблицу 9.21.

Таблица 9.21 – Выбор автоматических выключателей в цепи БНК

ТП	N_T	Тип батареи на один трансформатор	$Q_{нк}$, квар	$1,3 \cdot I_{нк}$, А	Тип выключателя	$I_{на}$, А	$I_{нр}$, А
ТП1	1	АКУ-0,4-140-20У3	140	263,01	ВА55-400	400	320
ТП2	2	АКУ-0,4-300-25У3	600	563,58	ВА55-630	630	630
ТП3	2	2хАКУ-0,4-250-25У3	1000	1878,61	ВА75-45	2500	2000
ТП4	2	2хАКУ-0,4-300-25У3	1200	2254,34	ВА75-45	2500	2500
ТП5	2	2хАКУ-0,4-400-25У3	1600	3005,78	ВА75-47	4000	3200
ТП6	2	АКУ-0,4-140-20У3	280	526,01	ВА55-630	630	630
ТП7	1	АКУ-0,4-200-20У3	200	375,72	ВА55-630	630	630
ТП8	1	2хАКУ-0,4-225-20У3	450	845,38	ВА55-1600	1600	1000

9.5 Проверка сечений кабелей до 1 кВ на соответствие защитным аппаратам

Действующее значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ (в кА) определяется по формуле:

$$I_K^{(3)} = \frac{U_{СНОМ}}{(\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_1^2 + X_1^2})}, \quad (9.47)$$

где R_1, X_1 – соответственно суммарный активное и реактивное сопротивление прямой последовательности цепи КЗ (одной фазы), мОм;

$U_{СНОМ}$ – среднее номинальное напряжение сети, В.

Ударный ток КЗ определяется по формуле:

$$i_y = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_K^{(3)}, \quad (9.48)$$

где k_y – ударный коэффициент.

При расчете тока КЗ на шинах напряжением до 1 кВ ТП можно принимать значение $k_y=1,3$. Для других точек при расчете тока КЗ с учетом сопротивлений переходных контактов значение $k_y=1$.

Начальное действующее значение периодической составляющей тока однофазного КЗ в (кА) определяется по формуле:

$$I_K^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{СНОМ}}{\sqrt{((2R_1 + R_0)^2 + (2X_1 + X_0)^2)}}, \quad (9.49)$$

где R_1, X_1 – соответственно суммарный активное и реактивное сопротивление прямой последовательности цепи КЗ (одной фазы), мОм;

R_0, X_0 – соответственно суммарный активное и реактивное сопротивление нулевой последовательности цепи КЗ, мОм.

По своей предельной отключающей способности автоматический выключатель должен соответствовать току КЗ в начале защищаемого участка линии:

$$I_{ПРА} \geq I_{К(Н)}, \quad (9.50)$$

где $I_{ПРА}$ – предельно отключаемый ток, принимаем по [4] таблица П2.8, кА;

$I_{К(Н)}$ – ток КЗ в начале защищаемого участка линии, кА.

Проверку надежности отключения автоматом аварийного участка сети при однофазном КЗ в любой зоне производится по условию для автоматов с номинальным током более 100А:

$$I_{К(К)} \geq 1,25 \cdot I_{СР.Р.} \quad (9.51)$$

Минимальное термически стойкое сечение жилы кабеля определяем по формуле:

$$F = \frac{\sqrt{I_K^2 \cdot t}}{C}, \quad (9.52)$$

где I_K – действующее значение тока КЗ, кА;

t – время отключения сверхтока, определяется по времятоковым характеристикам защитных аппаратов, с;

C – расчетный коэффициент, зависящий от материала жил проводника и его изоляции, $A \cdot c^{0,5}/mm^2$.

Составим расчетную схему на рисунке 9.1 для участка от ТП2 до РП 0,4кВ цеха №13, включающую в себя все элементы электрической сети, обладающие активным и индуктивным сопротивлением.

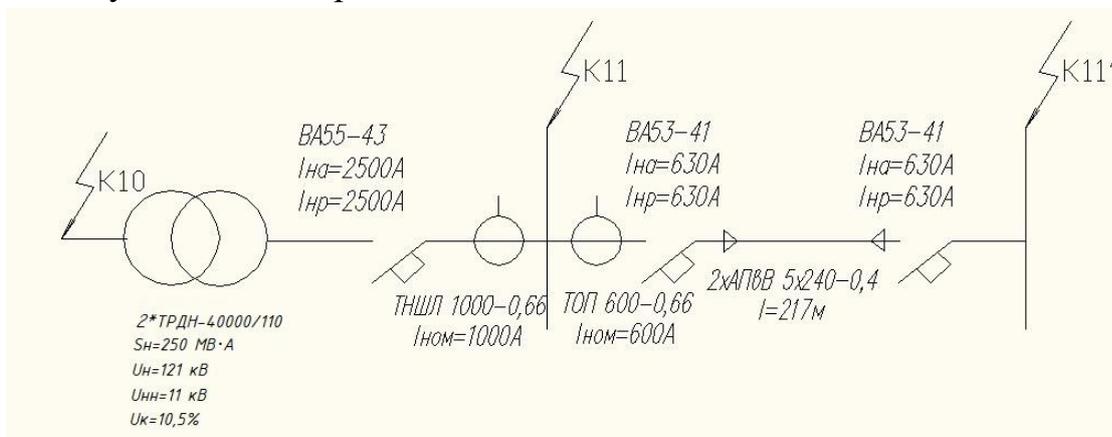


Рисунок 9.1 – Расчетная схема

На расчетной схеме обозначим точку $K11'$, в которой необходимо рассчитать ток КЗ. В главе 8 для точек $K10$ и $K11$ уже рассчитан ток КЗ $I_{K10}^{(3)} = 9,02 \text{ кА}$, $I_{K11}^{(3)} = 12,44 \text{ кА}$, $I_{K11}^{(1)} = 12,55 \text{ кА}$.

Большим из токов КЗ является однофазный $I_{K11}^{(1)}$, соответственно по нему осуществляем проверку.

Ток срабатывания расцепителя автоматического выключателя ВА55-43 определяем по формуле:

$$I_{ср.р} = K_{Т.О} \cdot I_{ном.р} = 2 \cdot 1 = 2 \text{ кА.}$$

где $K_{Т.О}$ – кратность токовой отсечки.

Автоматический выключатель ВА55-43 проверяем по условиям (9.50), (9.51):

$$\begin{aligned} 31 \text{ кА} &\geq 12,55 \text{ кА}; \\ 12,55 \text{ кА} &\geq 1,25 \cdot 2 = 2,5 \text{ кА.} \end{aligned}$$

Следовательно выключатель ВА55-43 успешно отключит ток однофазного и трехфазного КЗ .

Схема замещения для расчета токов трехфазного и однофазного КЗ в точке К11' приведена на рис 9.2.

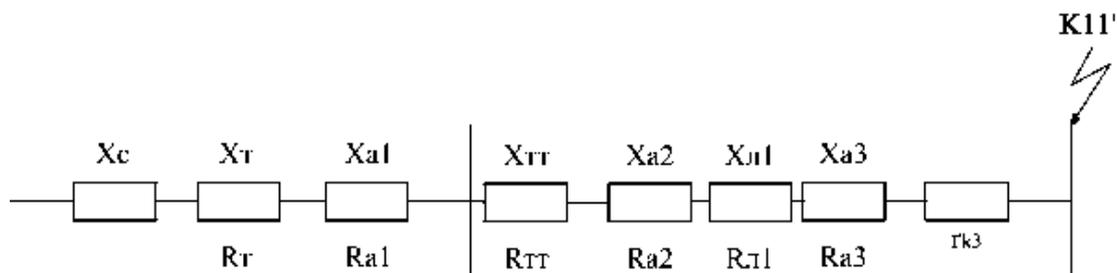


Рисунок 9.2 – Схема замещения для для расчета трехфазного и однофазного КЗ в точке К11'.

Для выключателя ВА53-41 с номинальным током расцепителя 630А активные и индуктивные сопротивления катушек $R_{A2} = R_{A3} = 0,358$ мОм, $X_{A2} = X_{A3} = 0,093$ мОм. Для ТТ Т0П-600-0,66 с $I_{ном}=600$ А сопротивление первичных обмоток не учитываем, так как оно мало.

Определим активное и реактивное сопротивления прямой последовательности кабельной линии, приняв удельные сопротивления для кабеля сечением 240 мм²: $r_0 = 0,13$ мОм/м и $x_0 = 0,0587$ мОм/м принимаем по [1], таблица ПЗ.9:

$$R_{л1} = 0,13 \cdot 217 = 28,21 \text{ мОм};$$

$$X_{л1} = 0,0587 \cdot 217 = 12,74 \text{ мОм}.$$

При расчете R_{13} активное сопротивление различных контактов в цепи КЗ $r_{кз} = 20$ мОм.

Суммарные активное и индуктивное сопротивления цепи КЗ относительно точки по К11' соответственно равны (данные для сопротивлений берём из главы 8):

$$\begin{aligned} R_{13} &= R_{1T} + R_{A1} + R_{тт} + R_{A2} + R_{л1} + R_{A3} + R_{кз} = \\ &= 1,6 + 0,12 + 0,358 + 28,21 + 0,358 + 20 = 50,65 \text{ мОм}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} X_{13} &= X_C + X_{1T} + X_{A1} + X_{тт} + X_{A2} + X_{л1} + X_{A3} = \\ &= 1,08 + 8,9 + 0,05 + 0,093 + 12,74 + 0,093 = 22,96 \text{ мОм}. \end{aligned}$$

Ток трехфазного КЗ в точке К11' находим по формуле (9.47):

$$I_{k11}^{(3)} = \frac{0,42 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{50,65^2 + 22,96^2}} = 4,36 \text{ кА}.$$

Ударный ток КЗ определяем по соотношению (9.48), приняв $k_y = 1$:

$$i_y^{k3} = 1 \cdot \sqrt{2} \cdot 4,36 = 6,17 \text{ кА}.$$

Суммарное активное R_0 и реактивное X_0 сопротивления нулевой последовательности цепи до точки К11':

$$\begin{aligned} R_{03} &= R_{0T} + R_{A1} + R_{TT} + R_{A2} + R_{0Л} + R_{A3} + R_{K3} = \\ &= 1,6 + 0,12 + 0,358 + 10 \cdot 28,21 + 0,358 + 20 = 304,54 \text{ мОм}; \\ X_{03} &= X_{0T} + X_{A1} + X_{TT} + X_{A2} + X_{0Л} + X_{A3} = \\ &= 8,9 + 0,05 + 0,093 + 4 \cdot 12,74 + 0,093 = 60,1 \text{ мОм}. \end{aligned}$$

где $R_{0Л}$, $X_{0Л}$ – соответственно активное и индуктивное сопротивления нулевой последовательности, как правило принимают $R_{0Л} = 10 \cdot R_{1Л}$ и $X_{0Л} = 4 \cdot X_{1Л}$, мОм.

Ток однофазного КЗ в точке К11' определяем по формуле (9.49):

$$I_{k11}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 0,42 \cdot 10^3}{\sqrt{(2 \cdot 50,65 + 304,54)^2 + (2 \cdot 22,96 + 60,1)^2}} = 1,93 \text{ кА}.$$

Проверку по условию (9.50) осуществляем током КЗ $I_{k11}^{(1)} = 12,55 \text{ кА}$ в точке к2. Проверку на чувствительность срабатывания осуществляем по условию (9.51) током $I_{k11}^{(1)} = 1,93 \text{ кА}$.

Ток срабатывания расцепителя автоматического выключателя ВА53-41 определяем по формуле:

$$I_{ср.р} = K_{Т.О} \cdot I_{ном.р} = 2 \cdot 0,63 = 1,26 \text{ кА},$$

где $K_{Т.о}$ – кратность токовой отсечки.

Надежность отключения участка при КЗ в конце линии производим по следующему условию:

$$I_{к(к)} \geq 3 \cdot I_{ном.р}.$$

В результате принимаем $I_{к(к)} = I_{k11}^{(1)} = 1,93 \text{ кА}$ и проверим условие:

$$1,93 \text{ кА} > 3 \cdot 0,63 = 1,89 \text{ кА}.$$

Соответственно автомат отключит КЗ в конце линии.

Также автомат проверяем по условиям (9.50), (9.51):

$$55 \text{ кА} \geq 12,55 \text{ кА};$$

$$1,93 \text{ кА} \geq 1,25 \cdot 1,26 = 1,58 \text{ кА}.$$

Проверим кабель 2хАПВ 5х240 на термическую стойкость к токам КЗ. Для кабеля напряжением до 1 кВ с алюминиевыми жилами и изоляцией из сшитого полиэтилена и поливинилхлоридной оболочкой $C = 87 \text{ А} \cdot \text{с}^{0,5} / \text{мм}^2$. Так как линия проложена двумя цепями, следовательно проверку осуществляем по максимальному току КЗ в конце линии, т.е. $I_K = I_{k11}^{(3)} = 4,36 \text{ кА}$.

Минимальное термически стойкое сечение жилы кабеля по условию (9.52):

$$F_{тер} = \frac{\sqrt{4360^2 \cdot 0,015}}{87} = 6,14 \text{ мм}^2.$$

Следовательно, сечение токопроводящей жилы кабеля 2хАПВВ 5х240 соответствует условию термической стойкости:

$$F_{cm} > F_{тер},$$

$$240 \text{ мм}^2 > 6,14 \text{ мм}^2.$$

Расчет токов КЗ на перемычках.

Ход расчета токов КЗ на перемычках аналогичен расчетам на участке ТП2–РП 0,4 кВ цеха №13. Данные для расчета представлены в таблице 9.22, а результаты расчета сведем в таблицу 9.23.

Таблица 9.22 – Данные для расчета токов КЗ

	ТП1-ТП6(Т1)	ТП7-ТП6(Т2)	ТП8-ТП2(Т2)
Ток КЗ $I_K^{(3)}$	9,62	9,62	9,02
Трансформатор	ТМГ-32-630/10, $I_{xx} = 0,6 \%$, $P_{кз} = 6,75$ кВт; $P_{xx} = 0,73$ кВт; $U_k = 5,5\%$;	ТМГ-32-630/10, $I_{xx} = 0,6 \%$, $P_{кз} = 6,75$ кВт; $P_{xx} = 0,73$ кВт; $U_k = 5,5\%$;	ТМГ-32-1000/10, $I_{xx} = 0,5\%$, $P_{кз} = 10,5$ кВт; $P_{xx} = 0,94$ кВт; $U_k = 5,5\%$;
Вводной автомат	ВА55-43, $I_{н.р} = 2000$ А; $r_{a1} = 0,125$ МОм; $x_{a1} = 0,055$ МОм	ВА55-43, $I_{н.р} = 2000$ А; $r_{a1} = 0,125$ МОм; $x_{a1} = 0,055$ МОм	ВА55-43, $I_{н.р} = 2500$ А; $r_{a1} = 0,12$ МОм; $x_{a1} = 0,05$ МОм
Трансформаторы тока	ТОП-400-0,66: $r_{т1} = r_{т2} = 0,11$ МОм; $x_{т1} = x_{т2} = 0,17$ МОм	ТОП-400-0,66: $r_{т1} = r_{т2} = 0,11$ МОм; $x_{т1} = x_{т2} = 0,17$ МОм	ТОП-600-0,66: Сопротивлением пренебрегаем, так как очень мало.
Автоматы на линии	ВА53-41, $I_{н.р} = 400$ А; $r_{a2} = r_{a3} = 0,55$ МОм; $x_{a2} = x_{a3} = 0,1$ МОм	ВА53-41, $I_{н.р} = 400$ А; $r_{a2} = r_{a3} = 0,55$ МОм; $x_{a2} = x_{a3} = 0,1$ МОм	ВА53-41, $I_{н.р} = 630$ А; $r_{a2} = r_{a3} = 0,358$ МОм; $x_{a2} = x_{a3} = 0,093$ МОм
Кабельная линия	АПВП 5х185-1: $r_0 = 0,169$ МОм; $x_0 = 0,0596$ МОм; $l = 270$ м	АПВП 5х95-1: $r_0 = 0,329$ МОм; $x_0 = 0,0602$ МОм; $l = 175$ м	2хАПВВ 5х150-1: $r_0 = 0,208$ МОм; $x_0 = 0,0596$ МОм; $l = 148$ м
Сопротивление контактов для РУ	$r_k = 15$ МОм	$r_k = 15$ МОм	$r_k = 15$ МОм

Таблица 9.23 – Результаты расчета токов КЗ

	ТП1-ТП6(Т1)	ТП7-ТП6(Т2)	ТП8-ТП2(Т2)
R_T , МОм	2,72	2,72	1,6
X_T , МОм	13,7	13,7	8,9
$X_{с.в.}$, МОм	630,91	630,91	672,88

Продолжение таблицы 9.23

X_c , мОм	1,01	1,01	1,08
R_l , мОм	45,63	57,57	30,78
X_l , мОм	16,09	10,54	8,82
$I_{k2}^{(3)}$, кА	10,47	10,47	12,44
$I_{k2}^{(1)}$, кА	10,57	10,57	12,55
$R_{\Sigma 3}$, мОм	64,79	76,74	48,22
$X_{\Sigma 3}$, мОм	31,39	25,85	19,04
$Z_{\Sigma 3}$, мОм	71,99	85,59	51,84
$I_{k3}^{(3)}$, кА	3,37	3,03	4,68
i_{y3} , кА	4,76	4,26	6,62
R_{03} , мОм	480,46	599,87	330,24
X_{03} , мОм	78,66	56,34	44,42
$I_{k3}^{(1)}$, кА	1,75	1,52	1,94

Проверка автоматических выключателей ТП1-ТП6(Т1).

Ток срабатывания расцепителя автоматического выключателя ВА55-43 определяем по формуле:

$$I_{ср.р} = K_{Т.О} \cdot I_{ном.р} = 2 \cdot 2 = 4 \text{ кА},$$

где $K_{Т.О}$ – кратность токовой отсечки.

Автоматический выключатель ВА55-43 проверяем по условиям (9.50), (9.51):

$$36 \text{ кА} \geq 9,79 \text{ кА};$$

$$9,62 \text{ кА} \geq 1,25 \cdot 4 = 5 \text{ кА}.$$

Следовательно выключатель ВА55-43 успешно отключит ток однофазного и трехфазного КЗ. Ток срабатывания расцепителя автоматического выключателя ВА53-41 определяем по формуле:

$$I_{ср.р} = K_{Т.О} \cdot I_{ном.р} = 2 \cdot 0,4 = 0,8 \text{ кА},$$

где $K_{Т.О}$ – кратность токовой отсечки.

Надежность отключения участка при КЗ в конце линии производим по следующему условию:

$$I_{к(к)} \geq 3 \cdot I_{ном.р}.$$

В результате принимаем $I_{к(к)} = I_{k3}^{(1)} = 1,75 \text{ кА}$ и проверим условие:

$$1,75 \text{ кА} > 3 \cdot 0,4 = 1,2 \text{ кА}.$$

Соответственно автомат отключит КЗ в конце линии. Также автомат

проверяем по условиям (9.50), (9.51):

$$\begin{aligned} 55 \text{ кА} &\geq 10,47 \text{ кА}; \\ 1,75 \text{ кА} &\geq 1,25 \cdot 1,2 = 1,5 \text{ кА}. \end{aligned}$$

Проверим кабель АПвП 5х185-1 на термическую стойкость к токам КЗ. Для кабеля напряжением до 1 кВ с алюминиевыми жилами и поливинилхлоридной изоляцией $C=87 \text{ А}\cdot\text{с}^{0,5}/\text{мм}^2$. Минимальное термически стойкое сечение жилы кабеля по условию (9.52):

$$F_{\text{тер}} = \frac{\sqrt{3370^2 \cdot 0,015}}{87} = 4,74 \text{ мм}^2.$$

Следовательно, сечение токопроводящей жилы кабеля АПвП 5х185-1 соответствует условию термической стойкости:

$$\begin{aligned} F_{\text{ст}} &> F_{\text{тер}}, \\ 120 \text{ мм}^2 &> 4,74 \text{ мм}^2. \end{aligned}$$

Проверка автоматических выключателей ТП7-ТП6(Т2).

Ток срабатывания расцепителя автоматического выключателя ВА55-43 определяем по формуле:

$$I_{\text{ср.р}} = K_{\text{т.о}} \cdot I_{\text{ном.р}} = 2 \cdot 2,5 = 5 \text{ кА},$$

где $K_{\text{т.о}}$ – кратность токовой отсечки.

Автоматический выключатель ВА55-43 проверяем по условиям (9.50), (9.51):

$$\begin{aligned} 36 \text{ кА} &\geq 9,62 \text{ кА}; \\ 9,62 \text{ кА} &\geq 1,25 \cdot 4 = 5 \text{ кА}. \end{aligned}$$

Следовательно выключатель ВА55-43 успешно отключит ток однофазного и трехфазного КЗ. Ток срабатывания расцепителя автоматического выключателя ВА53-41 определяем по формуле:

$$I_{\text{ср.р}} = K_{\text{т.о}} \cdot I_{\text{ном.р}} = 2 \cdot 0,4 = 0,8 \text{ кА},$$

где $K_{\text{т.о}}$ – кратность токовой отсечки.

Надежность отключения участка при КЗ в конце линии производим по следующему условию:

$$I_{\text{к(к)}} \geq 3 \cdot I_{\text{ном.р.}}$$

В результате принимаем $I_{\text{к(к)}} = I_{\text{к3}}^{(1)} = 1,52 \text{ кА}$ и проверим условие:

$$1,52 \text{ кА} > 3 \cdot 0,4 = 1,2 \text{ кА}.$$

Соответственно автомат отключит КЗ в конце линии. Также автомат проверяем по условиям (9.50), (9.51):

$$\begin{aligned} 55 \text{ кА} &\geq 10,47 \text{ кА}; \\ 1,52 \text{ кА} &\geq 1,25 \cdot 1,2 = 1,5 \text{ кА}. \end{aligned}$$

Проверим кабель АПвП 5х95-1 на термическую стойкость к токам КЗ. Для

кабеля напряжением до 1 кВ с алюминиевыми жилами и поливинилхлоридной изоляцией $C=87 \text{ А}\cdot\text{с}^{0,5}/\text{мм}^2$. Минимальное термически стойкое сечение жилы кабеля по условию(9.52):

$$F_{\text{тер}} = \frac{\sqrt{3030^2 \cdot 0,015}}{87} = 4,27 \text{ мм}^2.$$

Следовательно, сечение токопроводящей жилы кабеля АПвП 5х95-1 соответствует условию термической стойкости:

$$F_{\text{ст}} > F_{\text{тер}}, \\ 120\text{мм}^2 > 4,27\text{мм}^2.$$

Проверка автоматических выключателей ТП8-ТП2(Т2).

Ток срабатывания расцепителя автоматического выключателя ВА55-43 определяем по формуле:

$$I_{\text{ср.р}} = K_{\text{Т.О}} \cdot I_{\text{ном.р}} = 2 \cdot 2 = 4 \text{ кА},$$

где $K_{\text{Т.О}}$ – кратность токовой отсечки.

Автоматический выключатель ВА55-43 проверяем по условиям (9.50), (9.51):

$$36\text{кА} \geq 9,02 \text{ кА};$$

$$9,02 \text{ кА} \geq 1,25 \cdot 5 = 6,25 \text{ кА}.$$

Следовательно выключатель ВА55-43 успешно отключит ток однофазного и трехфазного КЗ. Ток срабатывания расцепителя автоматического выключателя ВА53-41 определяем по формуле:

$$I_{\text{ср.р}} = K_{\text{Т.О}} \cdot I_{\text{ном.р}} = 2 \cdot 0,63 = 1,26 \text{ кА},$$

где $K_{\text{Т.О}}$ – кратность токовой отсечки.

Надежность отключения участка при КЗ в конце линии производим по следующему условию:

$$I_{\text{к(к)}} \geq 3 \cdot I_{\text{ном.р}}.$$

В результате принимаем $I_{\text{к(к)}} = I_{\text{к3}}^{(1)} = 1,94 \text{ кА}$ и проверим условие:

$$1,94 \text{ кА} > 3 \cdot 0,63 = 1,89 \text{ кА}.$$

Соответственно автомат отключит КЗ в конце линии. Также автомат проверяем по условиям (9.50), (9.51):

$$55 \text{ кА} \geq 12,44 \text{ кА};$$

$$1,94 \text{ кА} \geq 1,25 \cdot 1,26 = 1,575 \text{ кА}.$$

Проверим кабель 2хАПвВ 5х150-1 на термическую стойкость к токам КЗ. Для кабеля напряжением до 1 кВ с алюминиевыми жилами и поливинилхлоридной изоляцией $C=87 \text{ А}\cdot\text{с}^{0,5}/\text{мм}^2$. Минимальное термически стойкое сечение жилы кабеля по условию(9.52):

$$F_{тер} = \frac{\sqrt{4680^2 \cdot 0,015}}{87} = 6,59 \text{ мм}^2.$$

Следовательно, сечение токопроводящей жилы кабеля 2хАПВВ 5х150-1 соответствует условию термической стойкости:

$$F_{ст} > F_{тер},$$
$$120 \text{ мм}^2 > 6,59 \text{ мм}^2.$$

10 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА ЭЛЕМЕНТА СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

10.1 Выбор устройств релейной защиты и автоматики элементов электроснабжения завода

Проектируются к установке следующие виды РЗА для элементов электроснабжения завода, согласно [11]:

а) на кабельных линиях питающих РП предприятия от ПС 110/10 кВ установим максимальную токовую защиту (МТЗ), токовую отсечку (ТО) без выдержки времени, автоматическое повторное включение (АПВ), защита от ОЗЗ.

б) на секционном выключателе (выключатель марки ВВ/TEL-10-12,5/630) РП предприятия установим МТЗ и автоматический ввод резерва (АВР);

в) для защиты отходящих от РП к ТП магистралей примем к установке МТЗ, ТО без выдержки времени, защиту от замыканий на землю; так же для защиты цеховых трансформаторов устанавливаются высоковольтные предохранители, газовую защиту и токовую защиту нулевой последовательности от однофазных КЗ на землю в сети 0,4кВ;

г) защита секций и АВР на стороне 0,4кВ ТП осуществляется автоматическими выключателями (выбор автоматических выключателей был произведён в девятом разделе дипломного проекта);

д) защита элементов в сети 0,4кВ. Основной защитой в таких сетях является токовая защита. Защита осуществляется плавкими предохранителями и автоматическими выключателями.

Так как объем дипломного проекта не предусматривает выбор параметров срабатывания релейной защиты и автоматики для всех элементов схемы, то в качестве примера, выберем параметры защиты секционного выключателя на РП, поясняющая схема изображена на рисунке 10.1.

Схема работает на постоянном (выпрямленном) оперативном токе. Источником оперативного переменного тока 230 В для питания цепей сигнализации и автоматики служат трансформаторы собственных нужд. Источником постоянного оперативного тока служит блок питания выключателя ВВ/TEL-10-20/1000У3. В схеме ввода имеются специальные обмотки трансформаторов тока для подключения блоков питания.

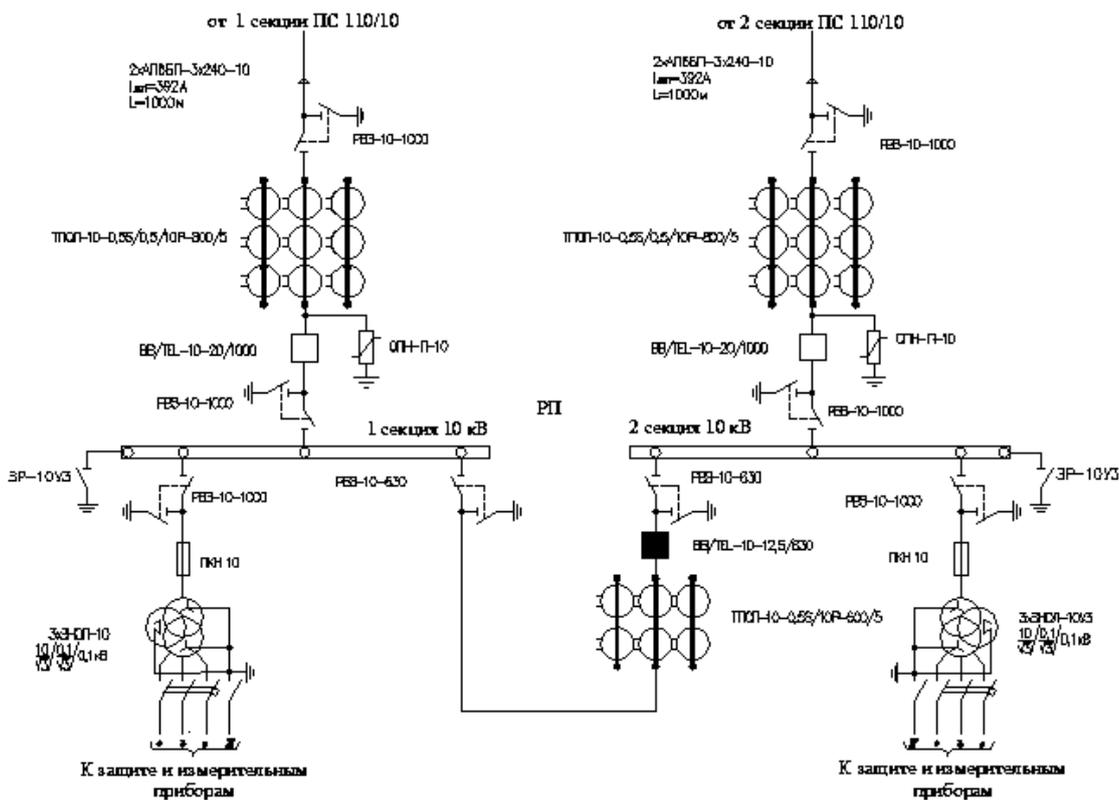


Рисунок 10.1-Поясняющая схема для выбора параметров защиты секционного выключателя

10.2 Расчет секционного выключателя

Расчет МТЗ ведется в следующей последовательности.

Ток срабатывания защиты:

$$I_{сз} = \frac{k_{омс} \cdot k_{сз}}{k_{\epsilon}} \cdot I_p, \tag{10.1}$$

где $k_{омс}$ - коэффициент отстройки реле;

k_{ϵ} - коэффициент возврата реле;

$k_{сз}$ - коэффициент самозапуска электродвигателей.

Ток срабатывания защиты можно принять:

$$I_{сз} = 4 \cdot I_H, \tag{10.2}$$

где I_H – номинальный рабочий ток, А.

Номинальный рабочий ток определяется:

$$I_H = \frac{S_H}{\sqrt{3} \cdot U_H}, \tag{10.3}$$

где S_H – номинальная мощность, кВ·А, принимаем равной мощности подключенных к секции трансформаторов;

U_H – номинальное напряжение, кВ.

Определяется коэффициент чувствительности защиты при двухфазном коротком замыкании в минимальном режиме работы

$$k_q = \frac{I_{\min}^{(2)}}{I_{CЗ}} \geq 1,5, \quad (10.4)$$

где $I_{\min}^{(2)}$ – минимальный ток при двухфазном КЗ, А, определяемый по формуле:

$$I_{\min}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{КЗ}^{(3)}, \quad (10.5)$$

где $I_{КЗ}^{(3)}$ – трехфазный ток короткого замыкания, кА, (определен в разделе 8 дипломного проекта).

По (10.3) номинальный ток равен:

$$I_H = \frac{630 \cdot 2 + 1000 \cdot 2 + 1600 \cdot 3}{\sqrt{3} \cdot 10} = 465,89 \text{ А};$$

Ток срабатывания защиты определяем по (10.2):

$$I_{CЗ} = 4 \cdot 465,89 = 1863,56 \text{ А}.$$

Минимальный ток при двухфазном КЗ по (10.5):

$$I_{\min}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 8,751 \cdot 10^3 = 7737,43 \text{ А}.$$

Определяется коэффициент чувствительности защиты по (10.4):

$$k_q = \frac{7737,43}{1863,56} = 4,15 \geq 1,5.$$

Условие выполняется, МТЗ будет успешно срабатывать.

Для обеспечения селективной работы МТЗ принимаем выдержку времени защиты отходящих линий равной $t_{CЗ\ л} = 0,6$ с. Выдержка времени МТЗ на секционном выключателе должна быть на ступень больше выдержки времени защиты отходящих линий.

$$t_{CЗ} = t_{CЗ\ л} + \Delta t = 0,6 + 0,3 = 0,9 \text{ с}.$$

Время действия АВР выбирается по условиям:

1) по условию отстройки от времени срабатывания защит, в зоне действия которых КЗ могут вызвать снижение напряжения

$$t_{cp.ABP} \geq t_1 + \Delta t, \quad (10.6)$$

где t_1 – наибольшее время срабатывания защит присоединений, отходящих от шин, с;

Δt – ступень селективности, $\Delta t = 0,3$ с.

2) по условию согласования с другими видами устройств противоаварийной автоматики.

Принимаем время срабатывания АВР по (10.6) равным:

$$t_{cp.ABP} = 0,6 + 0,3 = 0,9c .$$

Опишем работу схемы защиты. Релейная защита и автоматика секционного выключателя осуществляется блоком А, который осуществляет функцию «токовой отсечки», действующей некоторое время после включения секционного выключателя $Q3$ (ВВ/TEL-10-12,5/630) и «МТЗ» с выдержкой времени. Блок А также производит АВР выключателя и контролирует положение разъединителей $QS1, QS2$ (РВЗ 10-630) и выключателя $Q3$.

В схеме имеется возможность ручного управления выключателем $Q3$ с помощью переключателя $SA1$ и кнопок $SB1, SB2$.

Контроль неисправностей питания осуществляется с помощью сигнальной лампы $SB3$. При отключенном выключателе и отсутствии неисправностей во вторичных цепях горят сигнальные лампы $HL2$ и HLA .

Для контроля температуры служит термостат $SK1$.

Коротко опишем работу схемы защиты.

При отключении одного из рабочих вводов (выключатель $Q1$ или $Q2$) срабатывает промежуточное реле $KL2$ и $KL4$. Реле $KL4$ своим контактом $KL4$ включает блок релейной защиты А. Реле $KL2$ подает сигнал на блок управления выключателем $AF3$ и выключатель включается. При включении $Q3$ гаснет сигнальная лампа $HL2$ и загорается $HL1$. Если включение выключателя произошло на короткое замыкание, то блок А функцией «токовой отсечки» отключит выключатель без выдержки времени и запретит его повторное включение. Если КЗ произошло через некоторое время после включения выключателя, то блок А функцией «МТЗ» отключит выключатель через промежуточное реле $KL2$ с выдержкой времени.

11 ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ ИЗМЕРЕНИЯ, УЧЕТ И ЭКОНОМИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Электрические измерения в сети электроснабжения предприятия необходимы для учета потребляемой электроэнергии, определение величин характеризующих режимы работы оборудования, качества получаемой энергии, состояния изоляции в сетях с изолированной нейтралью и для других целей.

В системе электроснабжения промышленного предприятия следует измерять текущие значения величин тока, напряжения, мощности, характеризующие режим работы системы, ее элементов, так же необходим учет потребляемой и вырабатываемой электроэнергии.

Установка амперметра производится в цепях, в которых необходим контроль тока (ввод РП, трансформаторы, отходящие линии, переключки между секциями сборных шин, конденсаторные установки, некоторые электроприемники). При равномерной нагрузке обычно ток измеряется только в одной фазе. При неравномерной, измерения производятся в каждой фазе отдельно. Амперметры подключаются через измерительные трансформаторы тока (ТПЛ, ТНШЛ).

Измерение напряжения производится на каждой секции сборных шин РП и ТП. В трехфазных электроустановках обычно производится измерение одного междуфазного напряжения. В сетях с изолированной нейтралью вольтметры используются также для контроля изоляции. Для этой цели могут применяться три вольтметра, включаемые на фазные напряжения через измерительный трансформатор типа ЗНОЛ, присоединенный к секции РП. На ТП напряжение измеряется только на стороне низшего напряжения.

На предприятии различают расчетный (коммерческий) и технический (контрольный) учет электроэнергии.

Перечень измерительных приборов и места их установки указаны в таблице 11.1.

Таблица 11.1. Контрольно-измерительные приборы и места их установки

Цель	Перечень приборов
Кабельная линия 10 кВ, питающая РП завода	Амперметр, расчетный счетчик активной и реактивной энергии
Кабельная линия 10 кВ, питающая ТП цеха	Амперметр, расчетный счетчик активной и реактивной энергии

Продолжение таблицы 11.1

Сборные шины 10 кВ	Вольтметр для измерения междуфазного напряжения, три вольтметра для измерения фазного напряжения
Трансформатор цеховой подстанции	Амперметр в каждой фазе, счетчик активной и реактивной энергии
Сборные шины 0,4/0,23 кВ	Вольтметр для измерения междуфазного напряжения, счетчик активной и реактивной энергии
Секционный выключатель	Амперметр

На заводе используются следующие типы контрольно-измерительных приборов: амперметр Э8032М1, вольтметр Э8030М1, счетчик активной и реактивной энергии ГРАН-ЭЛЕКТРО СС-301.

На двух питающих вводах устанавливаются расчетные счетчики электроэнергии. Счетчик реактивной мощности осуществляет прием-отдачу, счетчик активной только прием. На отходящих линиях и шинах 0,4 кВ счетчик активной и реактивной энергии осуществляет только прием. Для определения совмещенной нагрузки в часы максимума энергосистемы установлены специальные суммирующие устройства – сумматоры. С помощью автоматизированной системы учета электроэнергии на заводе выполняются следующие функции: проводится контроль максимальной совмещенной нагрузки предприятия, вырабатываются предупредительные сигналы при появлении тенденции к превышению заявленного максимума нагрузки, выдаются команды на отключение потребителей регуляторов при необходимости снижения мощности предприятия, измеряется расход электроэнергии по каждому вводу, по каждой отходящей линии, на шинах 0,4 кВ каждой ТП, суммируется потребляемая энергия нарастающим итогом, а также по установленным временным зонам, определяется расход электроэнергии за смену, сутки, расчетный период и т.д.

Для измерения и учета электроэнергии принято устройство сбора и передачи данных (УСПД) – это микропроцессорное устройство (контролер), используемое на промежуточном уровне АСКУЭ и предназначенное для запроса и приема данных измерения и учета с нижнего уровня АСКУЭ (от группы счетчиков) по цифровым интерфейсам, накопление и/или обработка полученных данных, передачи их в канал связи на верхний уровень АСКУЭ, а также обратной передачи в счетчики с верхнего уровня АСКУЭ служебных и/или иных данных. На рисунке 11.1 изображена принципиальная схема автоматизации учета энергии на электротехническом заводе.

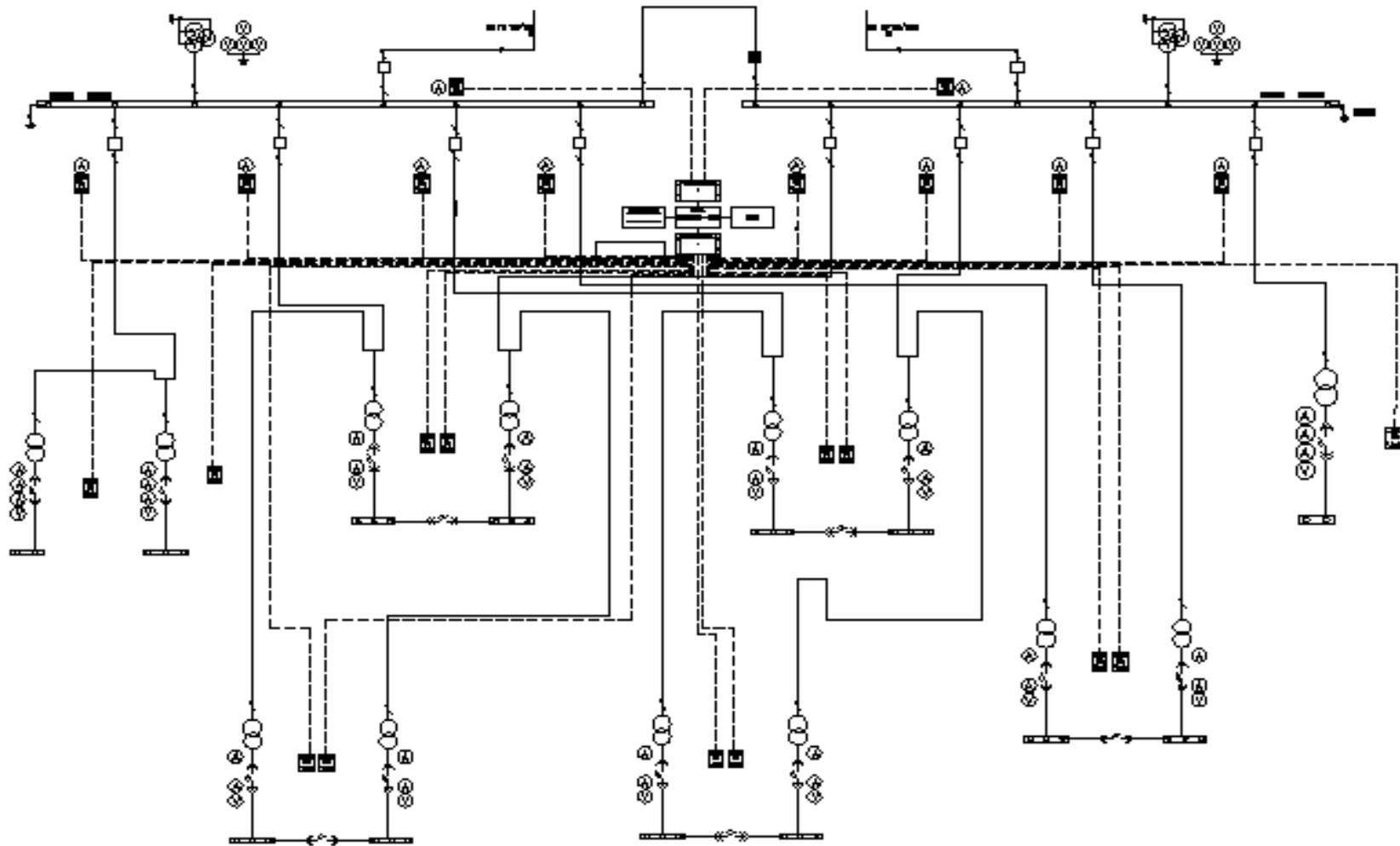


Рисунок 11.1 – Принципиальная схема автоматизации учета энергии на заводе заточных станков

В процессе проектирования принимаются технические решения, обеспечивающие рациональное электропотребление как отдельных технологических установок, так и промышленного объекта в целом. Экономия электроэнергии на проектируемом заводе достигается с помощью следующих мероприятий:

- рациональное построение СЭС и правильный выбор оборудования (цеховые трансформаторные подстанции комплектуются трансформаторами ТМГ32, в которых снижен уровень потерь холостого хода и короткого замыкания, что позволяет существенно уменьшить затраты в процессе эксплуатации оборудования);

- применение энергоэффективных технологий и оборудования, что позволяет выпускать продукцию с меньшими значениями удельных расходов электроэнергии (освещение выполнено лампами ДРИ, применение нового оборудования);

- снижение величины потерь и уменьшение потребляемой мощности путем компенсации реактивной мощности, на предприятии устанавливаются автоматизированные конденсаторные установки (расчет компенсации и выбор БНК осуществлялся в четвертом пункте проекта);

- наличие связей между трансформаторными подстанциями на стороне 0,4 кВ позволяет создавать экономически целесообразные режимы работы при снижении нагрузок, отключением части трансформаторов; число часов работы трансформаторов определяет величину потерь и для экономии электроэнергии при малых нагрузках трансформаторы отключаются.

- использование на предприятии системы АСКУЭ позволяет осуществлять планирование мероприятий по экономии электроэнергии. АСКУЭ позволяет составлять электрический баланс, который является основой для анализа состояния электрохозяйства, выявления резервов экономии энергоресурсов и установления норм расхода электроэнергии на единицу продукции.

12 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ

12.1 Организация управления энергохозяйством

На предприятии применяется централизованный принцип ремонтно-эксплуатационных работ. При такой организации ремонтно-эксплуатационной службы повышается ответственность отдела главного энергетика и его энергоремонтных цехов за состояние цехового оборудования и сетей, значительно усложняется их работа, особенно оперативная, по руководству эксплуатацией, но обеспечивается более квалифицированное руководство деятельностью ремонтно-эксплуатационных участков, контроль за использованием рабочей силы, за состоянием сетей, за их нагрузкой, за качеством работы.

Во главе энергетического хозяйства стоит главный энергетик.



Рисунок 12.1 – Схема организационной структуры ОГЭ

Основные функции главного энергетика:

-непосредственное административное и техническое руководство ОГЭ и энергоцеха;

-техническое и методическое руководство службами цеховых энергетиков;

-надзор за правильной эксплуатацией электрооборудования;

-нормирование энергоресурсов и их рациональное использование.

Штат ОГЭ включает в себя следующие должности:

-главный энергетик – 1 чел.;

-бюро планирования, экономика и ППР – 1 чел.;

-проектно-конструкторское бюро – 1 чел.;

-теплосантехническое бюро – 1 чел.;

-вентиляционное бюро – 1 чел.;

-количество служащих – 0 чел.;

-общий штат ОГЭ – 5 чел.

Всего инженерно-технических работников 5 человек. Штат ИТР

лабораторий ОГЭ отсутствует.

В функции бюро планирования, экономики и ППР входят:

- учёт энергетического оборудования и сетей, состоящих на балансе предприятия и находящихся в эксплуатации, на складах и в движении на предприятии;

- выдача разрешения на перемещение оборудования;

- разработка и внедрение классификаторов оборудования и сетей;

- оформление ввода в эксплуатацию и списание в установленном порядке энергетического оборудования и сетей;

- разработка и конкретизация отдельных нормативов системы ППР применительно к условиям предприятия;

- ведение ремонтной картотеки;

- составление годовых, сезонных и ежемесячных планов ППР энергетического оборудования и сетей.

Основной задачей проектно-конструкторского электробюро является техническое обеспечение эксплуатации, ремонтных и монтажных работ, ведущихся энергетическим цехом. В этих целях бюро выполняет следующие функции:

- составление и корректировка исполнительных чертежей, схем и кабельных журналов на все эксплуатируемые электросети и установки;

- разработка и внедрение единой по предприятию системы нумерации сетей, сетевых устройств, технической документации;

- обеспечение эксплуатационных и ремонтных участков принципиальными, развёрнутыми и монтажными схемами на электрооборудование.

Теплосантехническое бюро выполняет те же функции, что и проектно-конструкторское бюро, но для теплового и сантехнического хозяйства предприятия. Оно помимо проектно-конструкторских функций несёт функции инспекторского контроля, а также функции наладки соответствующего оборудования и сетей.

Вентиляционное бюро несёт функции, аналогичные функциям теплосантехнического бюро, но для вентиляционного хозяйства предприятия.

Диспетчерское управление энергохозяйством является одной из важных форм оперативного вмешательства в выполнение сменно-суточных заданий на отдельном рабочем месте, участке и предприятии в целом.

Схема оперативно-диспетчерского управления энергохозяйством представлена на рисунке 12.2.

Диспетчирование в энергохозяйстве заключается в осуществлении непрерывного контроля и координировании работы отдельных элементов схемы

электроснабжения, теплоснабжения, неполадок, возникающих в процессе эксплуатации.



Рисунок 12.2 – Схема оперативно-диспетчерского управления в энергохозяйстве

В функции диспетчерской службы входят:

- систематический контроль и обеспечение ритмичности выполнения производственной программы по количеству, ассортименту, дате выпуска продукции;

- координация работы производственных цехов и решение текущих вопросов по выпуску продукции;

- предупреждение и оперативное устранение аварий.

Дежурный энергетик подчинён дежурному диспетчеру завода, административно и технически – главному энергетiku, а по линии управления электрическими и тепловыми сетями, связывающими предприятие с энергосистемой, – диспетчеру электрических сетей и диспетчеру тепловых сетей.

В соответствии с производственными инструкциями дежурный энергетик руководит переключениями в заводских сетях, осуществляет контроль за запуском большого электрооборудования, выводит и вводит на ремонт электрооборудование. В аварийных ситуациях руководит операциями по ликвидации авариями с вызовом персонала и руководства.

12.2 Техничко-экономические показатели

Суммарная мощность цеховых трансформаторов:

$$S_{TP} = 4 \cdot 630 + 5 \cdot 1000 + 4 \cdot 1600 = 13920 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Годовое потребление электрической энергии:

$$W = W_{СИЛ} + W_{ОСВ} + \Delta W; \quad (12.1)$$

$$W_{СИЛ} = \alpha \cdot P_{см} \cdot T_{\epsilon}; \quad (12.2)$$

$$W_{ОСВ} = K_c \cdot P_{ро} \cdot T_{осв}, \quad (12.3)$$

где $W_{СИЛ}$ - потребление электроэнергии силовым электрооборудованием, кВт·ч;

$W_{ОСВ}$ - потребление электроэнергии осветительными установками, кВт·ч;

ΔW – годовая величина потерь энергии в общезаводских сетях и трансформаторах (после компенсации);

α – годовой коэффициент сменности по энергоиспользованию; согласно [6] для заводов тяжелого машиностроения можно принять $\alpha = 0,65$;

$P_{см}$ – средняя нагрузка за наиболее загруженную смену, кВт;

T_{ϵ} – годовая продолжительность работы силовых электроприемников;

K_c – коэффициент спроса; принимаем $K_c = 0,95$;

$T_{осв}$ - время использования максимума осветительной нагрузки, принимаемое по справочнику в зависимости от географической широты, числа рабочих смен и наличия естественного освещения, $T_{осв} = 3000$ ч;

$P_{ро}$ – расчетная нагрузка освещения, кВт.

По формулам (12.1) - (12.3) определяем:

$$W_{СИЛ} = 0,65 \cdot 13171,05 \cdot 4300 = 36813085 \text{ кВт} \cdot \text{ч} = 36813,085 \text{ тыс.кВт} \cdot \text{ч};$$

$$W_{ОСВ} = 0,95 \cdot 286,04 \cdot 3000 = 815214 \text{ кВт} \cdot \text{ч} = 815,214 \text{ тыс.кВт} \cdot \text{ч};$$

$$\Delta W = 2354669 + 203157,7 = 2557826,7 \text{ кВт} \cdot \text{ч} = 2557,826 \text{ тыс.кВт} \cdot \text{ч};$$

$$W = 36813,085 + 815,214 + 2557,83 = 40186,129 \text{ тыс.кВт} \cdot \text{ч}.$$

Максимальное значение потребляемой активной мощности:

$$P_{\max} = \frac{W}{T_{\max}}, \quad (12.4)$$

где T_{\max} – время использования максимума нагрузки предприятия.

Стоимость потребленной электроэнергии:

$$П_{ЭЛ} = a \cdot P_{\max} + b \cdot W. \quad (12.5)$$

Стоимость полезного кВт·ч электроэнергии:

$$C_{\text{ПОЛ}} = \frac{P_{\text{ЭЛ}} + I_{\text{ам}} + 1,1 \cdot I_{\text{экс}}}{W_{\text{ПОЛ}}}, \quad (12.6)$$

где $W_{\text{ПОЛ}}$ - полезное потребление электроэнергии предприятием, кВт·ч, определяется по формуле:

$$W_{\text{ПОЛ}} = W - \Delta W. \quad (12.7)$$

По формуле (12.4) рассчитываем:

$$P_{\text{max}} = \frac{40186,129}{4300} = 9345,61 \text{ кВт.}$$

Стоимость основных средств примем равной величине капитальных вложений (пункт 6 пояснительной записки):

$$K_{\text{ОС}} = K = 1422,42 \text{ тыс. руб.}$$

Амортизационные отчисления и годовые расходы на текущие ремонты и обслуживание электрооборудования были определены ранее:

$$I_{\text{ам}} = 23,79 \text{ тыс.руб.};$$

$$I_{\text{экс}} = 16,21 \text{ тыс.руб.}$$

Средний тариф на электроэнергию был определен ранее и составляет:

$$\beta_{\text{ср}} = 0,338 \text{ руб / кВт·ч.}$$

По формуле (12.5) находим:

$$P_{\text{ЭЛ}} = 30,08196 \cdot 12 \cdot 9345,61 + 0,254 \cdot 40186,129 = 33\,838,18 \text{ тыс.руб.}$$

Стоимость потерь электроэнергии была определена ранее:

$$I_{\text{ПОТ}} = 426,73 \text{ тыс.руб.}$$

По (12.7) определяем:

$$W_{\text{ПОЛ}} = 40186,129 - 2557,826 = 37628,303 \text{ кВт·ч.}$$

По (12.6) стоимость полезного кВт·ч энергии:

$$C_{\text{ПОЛ}} = \frac{33838,18 + 23,79 + 1,1 \cdot 16,21}{37628,303} = 0,379 \text{ руб/кВт·ч.}$$

Приведенные дисконтированные затраты принятого варианта схемы электроснабжения, определенные в пункте 6 пояснительной записки:

$$Z = 568,972 \text{ тыс. руб.}$$

Таблица 12.1 – Техничко-экономические показатели

№	Наименование показателей	Обозначение	Единицы измерения	Величина
1	Суммарная мощность цеховых трансформаторов	$S_{\text{ТР}}$	МВ·А	13,920
2	Максимальная потребляемая мощность предприятия	P_{max}	МВт	9,345

Продолжение таблицы 12.1

№	Наименование показателей	Обозначение	Единицы измерения	Величина
3	Время использования максимума нагрузки	T_{max}	ч/год	4300
4	Годовое потребление электроэнергии	W	тыс.кВт·ч	40186,129
5	Потери электроэнергии	ΔW	тыс.кВт·ч	2557,826
6	Стоимость основных средств	K_{OC}	тыс.руб.	1422,42
7	Средний тариф	β_{CP}	руб/кВт·ч	0,338
8	Стоимость потребленной электроэнергии	$П_{ЭЛ}$	тыс.руб	33838,18
9	Стоимость потерь электроэнергии	$И_{ПОТ}$	тыс.руб	426,73
10	Стоимость полезного кВт·ч энергии	$С_{ПОЛ}$	руб/кВт·ч	0,379
11	Приведенные затраты выбранного варианта схемы	$З$	тыс.руб	568,972

13 ОХРАНА ТРУДА

13. Меры безопасности при работах в цепях измерительных приборов, релейной защиты и автоматики

Для обеспечения безопасности работ, проводимых в цепях измерительных приборов и устройств релейной защиты, все вторичные обмотки измерительных трансформаторов тока и напряжения должны иметь постоянное заземление. В сложных схемах релейной защиты для группы электрически соединенных вторичных обмоток трансформаторов тока, независимо от их числа, допускается выполнять заземление только в одной точке.

При необходимости размыкания токовой цепи измерительных приборов и реле цепь вторичной обмотки трансформаторов тока предварительно замыкают накоротко на специально предназначенных для этого зажимах. В цепях между трансформатором тока и зажимами, где установлена «закоротка», запрещается производить работы, которые могут привести к размыканию цепи.

При производстве работ на трансформаторах тока или в их вторичных цепях необходимо соблюдать следующие меры безопасности:

- шины первичных цепей не использовать в качестве вспомогательных токопроводов при монтаже или токоведущих цепей при выполнении сварочных работ;
- цепи измерений и защиты присоединять к зажимам указанных трансформаторов тока после полного окончания монтажа вторичных схем;
- приборы для проверки полярности до подачи импульса тока в первичную обмотку надежно присоединять к зажимам вторичной обмотки.

Работа в цепях устройств релейной защиты, автоматики и телемеханики (РЗАиТ) производится по исполнительным схемам; работа без схем, по памяти, запрещается. При работах в устройствах РЗАиТ необходимо пользоваться слесарно-монтажным инструментом с изолирующими рукоятками.

При работах в цепях трансформаторов напряжения с подачей напряжения от постороннего источника снимаются предохранители со стороны высшего и низшего напряжений и отключаются автоматы от вторичных обмоток. В случае необходимости производства каких-либо работ в цепях или на аппаратуре РЗАиТ при включенном основном оборудовании принимаются дополнительные меры против его случайного отключения.

На панелях или вблизи места размещения релейной аппаратуры запрещается производить работы, вызывающие сильное сотрясение релейной аппаратуры, ложное действие реле.

Переключение, включение и отключение выключателей, разъединителей и другой аппаратуры, пуск и остановка агрегатов, регулировка режима их работы, необходимые при наладке или проверке устройства РЗАиТ, производятся только оперативным персоналом.

Установку и снятие электросчетчиков и других измерительных приборов, подключенных к измерительным трансформаторам, должны производить по наряду со снятием напряжения два работника, один из которых должен иметь группу по электробезопасности не ниже IV, а второй — не ниже III. Установку и снятие электросчетчиков непосредственного включения допускается производить по распоряжению руководства одному работнику, имеющему группу по электробезопасности не ниже III.

Установка и снятие электросчетчиков, а также присоединение измерительных приборов для проверки выполняются со снятием напряжения

Электрические и электронные цепи измерительных приборов (ИП)

Элементы электронных цепей ИП Зачем нужны электронные устройства в ИП (измерительных приборах)? Для самых различных целей: от усиления слабых сигналов датчиков до преобразования или генерирования сигналов самых различных форм и частоты. Наряду с этим нередко требуется передача на расстояние показаний... (Приборостроение)

Газ, который обычно используется в домах, бывает двух видов: сжиженный нефтяной газ (в баллонах) или метан (городской магистральный газ). Но каким бы газом вы ни пользовались, важно подчеркнуть, что для установки приборов, газовых колонок, печей и для ухода за ними надо обращаться только к специалистам.... (Основы безопасности жизнедеятельности)

Электрические цепи измерительных схем и приборов

Теперь, когда мы разобрали вопросы, связанные с радиоэлектронными компонентами на уровне микромодулей и основными функциональными элементами, применяемыми в радиоэлектронной аппаратуре, то сам собой возникает вопрос: как собирать требуемую электрическую цепь, а в конечном счете, сам прибор? При проектировании (Приборостроение)

Меры, измерительные приборы и методы измерений

Измерением называется сравнение физической величины с принятым за единицу значением через физический эксперимент. В общих случаях для такого сравнения измеряемой величины с мерой, которая называется вещественным

воспроизведением единицы измерения, необходимо применить специальный прибор сравнения. Дня (Электротехника)

Электромеханические измерительные приборы

Электромеханические приборы отличаются относительной простотой и высокой надежностью. Класс точности этих приборов достигает 0,05. Конструкция электромеханических приборов содержит следующие общие элементы: измерительную цепь; измерительный механизм; демпфирующее устройство; стрелку; шкалу; корпус и (Электротехника)

Основные меры безопасности при эксплуатации сосудов, работающих под давлением

Меры безопасности при использовании пластиковых карт

Уже на протяжении нескольких лет пластиковые банковские карты являются неотъемлемой частью жизни населения развитых стран. В России пластиковые карты используют не так активно, как в других странах. С помощью них россияне снимают наличности, а куда реже оплачивают услуги или товары. В связи с внедрением (Банки, монетарное регулирование и финансовые рынки на пути к устойчивому росту экономики)

Организация ремонта в электроремонтном цехе Одним из важнейших показателей организации и технической культуры электроремонтного дела является продолжительность пребывания оборудования в электроремонтном цехе (ЭРЦ). Нормальная продолжительность пребывания в ремонте электрических машин в зависимости (Безопасность труда при монтаже, обслуживании и ремонте электрооборудования предприятий)

13.1 Пожарная безопасность

Первичные средства пожаротушения — это такие средства, которые используются в начальной стадии загорания. Они предназначены для ликвидации начинающихся очагов пожара силами персонала, обнаружившего загорание, просты в обращении, и для приведения их в действие не требуется сложных операций. Обычно они располагаются в открытых и доступных местах и должны постоянно находиться в готовности к применению.

В настоящее время разнообразие огнегасящих веществ очень велико. Все они по своему эффективны, обладают достоинствами и недостатками, имеют различные конструктивные особенности и принципы действия.

Большое применение (благодаря своим свойствам) получили огнетушители. Существует множество разновидностей огнетушителей, рассмотрим несколько из них. Постановление МЧС РФ №35, 18.05.18.

Огнетушители углекислотные (газовые). Углекислотные огнетушители получили наибольшее распространение из-за своей универсальности в применении, компактности и эффективности тушения. Они предназначены для тушения загораний различных веществ и материалов, а также электроустановок, кабелей и проводов, находящихся под напряжением. Углекислотные огнетушители бывают ручные, стационарные и передвижные. Пример представлен на рисунке 13.2.

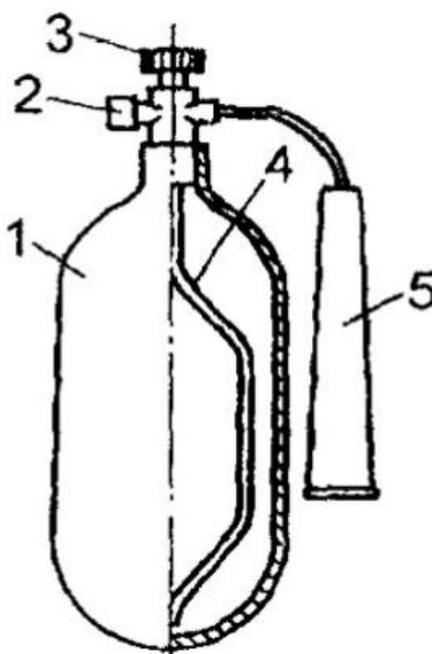


Рисунок 13.2 - Огнетушитель углекислотный: 1 - стальной баллон; 2 - предохранитель; 3 - запорный вентиль; 4 - сифонная трубка; 5 - раструб

Принцип действия углекислотных огнетушителей основан на свойстве углекислоты изменять агрегатное состояние. Так, в огнетушителе типа ОУ находится углекислота — углекислый газ в жидком состоянии (при 0 °С и давлении 35 атм CO₂ переходит в жидкое состояние, причем 1 кг жидкости занимает 1,34 л объема). Для приведения огнетушителя в действие открывается вентиль, и углекислота по сифонной трубке выходит наружу через раструб. При этом происходит переход углекислоты в снегообразное состояние, объем ее увеличивается в 400-500 раз, поглощается большое количество тепла. Углекислота превращается в «снег» с температурой —72 °С.

Эту снегообразную массу и применяют для локального тушения загораний. Тушение при этом происходит за счет действия двух факторов: во-первых, углекислый газ уменьшает концентрацию кислорода в зоне горения, во-вторых, имея очень низкую температуру (-72 °С), углекислота уменьшает температуру в очаге. «Снег» постепенно превращается в газ, т.е. углекислый газ, минуя жидкое состояние, опять переходит в газообразное состояние.

При использовании огнетушителей ОУ необходимо иметь в виду, что углекислый газ в больших концентрациях к объему помещения (более 10 %) может вызвать отравление персонала, поэтому после применения углекислотных огнетушителей небольшие помещения следует проветрить.

Огнетушители порошковые (ОП). Наиболее часто применяемый вид огнетушащих устройств, используемый для локализации небольших очагов возгорания, в том числе и в быту, что объясняется их безвредностью. Применяются для тушения загораний твердых, жидких и газообразных веществ (в зависимости от марки используемого огнетушащего порошка), а также электроустановок, находящихся под напряжением до 1 кВ. Представлен на рисунке 13.3.

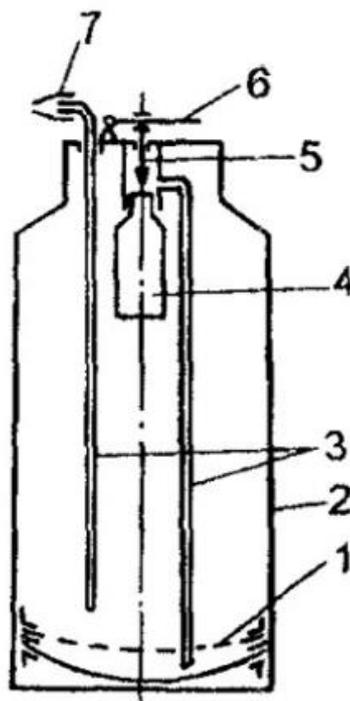


Рисунок 13.3 - Огнетушитель порошковый ОП-10: 1 - днище; 2 - корпус; 3 - сифонные трубки; 4 - баллон с газом; 5 - игольчатый шток; 6 - пусковой рычаг; 7 – насадок

Огнетушители выпускаются трех типов: ручные (переносные), возимые и стационарные.

В основе действия лежит распыление огнетушащего порошка под высоким давлением с помощью сжатого газа, чаще всего, это двуокись углерода, но могут применяться и специальные составы. Газ может находиться в отдельном съемном баллоне, который после опустошения заменяют на новый, либо закачиваться непосредственно в огнетушитель. Устройство порошкового огнетушителя принципиально отличается только этой деталью, в остальном же все виды довольно схожи. Основная часть — это металлический корпус, где находится огнетушащее вещество.

В качестве огнетушащего вещества используют порошки общего и специального назначения. Порошки обычного назначения используют при тушении пожаров и загораний ЛВЖ, газов, древесины и т.д. Порошки специального назначения применяют при ликвидации пожаров и загораний щелочных металлов, алюминий- и кремнийорганических соединений и других пирофорных (способных к самовозгоранию) веществ.

В рабочем положении огнетушитель необходимо держать строго вертикально.

14. КОНСТРУКЦИЯ КТП НАРУЖНОЙ УСТАНОВКИ

Комплектные трансформаторные подстанции контейнерного типа (КТПТ-К и КТПП-К) предназначены для приема электрической энергии переменного тока частотой 50 Гц напряжением 6 или 10 кВ и преобразования ее в электрическую энергию напряжением 0,4 кВ для электроснабжения нефтегазовых месторождений, промышленных объектов и отдельных населенных пунктов.



Рисунок 14.1 Габаритные размеры КТПК-К мощностью до 1000 кВ·А.

Комплектные трансформаторные подстанции «контейнерного» типа представляют собой одностранформаторные подстанции наружной установки и предназначены для приема электрической энергии переменного тока частотой 50 Гц напряжением 6 или 10 кВ и преобразования ее в электрическую энергию напряжением 0,4 кВ для электроснабжения нефтегазовых месторождений, промышленных объектов и отдельных населенных пунктов.

КТП могут быть выполнены как с воздушным, так и с кабельным высоковольтным вводом. Подключение к воздушной линии 6(10) кВ выполняется с помощью разъединителя РЛК либо РЛНД. Разъединитель устанавливается на ближайшей к КТП опоре воздушной линии.

В шкафу трансформаторного ввода КТП устанавливается камера серии КСО-399 с выключателем нагрузки. В шкафу трансформатора устанавливается силовой трансформатор подстанции (масляный либо сухой). Шкаф РУНН отделен от шкафа трансформатора стальной перегородкой. Распределительное устройство 0,4 кВ, установленное в шкафу РУНН, представляет собой щит, на котором смонтирована аппаратура управления, защиты и измерения цепей НН подстанции. Ошиновка РУНН выполняется медными или алюминиевыми шинами. С наружной стороны шкафа РУНН подстанции возможна установка штепсельного разъема (внешней розетки) для присоединения трехфазного токоприемника с током нагрузки до 63 А (питание ремонтного фидера).

На вводе РУНН и на отходящих линиях 0,4 кВ предусмотрена установка стационарных автоматических выключателей. Автоматические выключатели имеют однорядное расположение на высоте не менее 600 мм от пола шкафа РУНН для удобства подвода кабелей отходящих линий. Количество отходящих кабельных линий 0,4 кВ – до 10.

На подстанции предусмотрены система обогрева шкафа РУНН, система общего учета электроэнергии на вводе РУНН 0,4 кВ, система наружного (уличного) освещения.



Рисунок 14.2 Габаритные размеры КТПК-К мощностью до 1000 кВ·А.

Комплектные трансформаторные подстанции «контейнерного» типа представляют собой однострансформаторные подстанции наружной установки и предназначены для приема электрической энергии переменного тока частотой 50 Гц напряжением 6 или 10 кВ и преобразования ее в электрическую энергию напряжением 0,4 кВ для электроснабжения нефтегазовых месторождений, промышленных объектов и отдельных населенных пунктов. КТП могут быть выполнены как с воздушным, так и с кабельным высоковольтным вводом. Подключение к воздушной линии 6(10) кВ выполняется с помощью разъединителя РЛК либо РЛНД. Разъединитель устанавливается на ближайшей к КТП опоре воздушной линии. В шкафу трансформаторного ввода устанавливаются выключатель нагрузки и высоковольтные предохранители. В шкафу трансформатора устанавливается силовой трансформатор подстанции (масляный либо сухой). Шкаф РУНН отделен от шкафа трансформатора стальной перегородкой. Распределительное устройство 0,4 кВ, установленное в шкафу РУНН, представляет собой щит, на котором смонтирована аппаратура управления, защиты и измерения цепей НН подстанции. Ошиновка РУНН выполняется медными или алюминиевыми шинами. С наружной стороны шкафа РУНН подстанции возможна установка штепсельного разъема (внешней розетки) для присоединения трехфазного токоприемника с током нагрузки до 63 А (питание ремонтного фидера). На вводе РУНН и на отходящих линиях 0,4 кВ предусмотрена установка стационарных автоматических выключателей. Автоматические выключатели имеют однорядное расположение на высоте не менее 600 мм от пола шкафа РУНН для удобства подвода кабелей отходящих линий. Количество отходящих кабельных линий 0,4 кВ – до 10. На подстанции предусмотрены система обогрева шкафа РУНН, система общего учета электроэнергии на вводе РУНН 0,4 кВ, система наружного (уличного) освещения.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Результатом выполнения данного дипломного проекта является разработка системы электроснабжения завода заточных станков.

В дипломном проекте были выполнены расчеты по определению электрических нагрузок предприятия, результаты расчета которых представлены в соответствующих таблицах и на втором листе графической части. Выбор цеховых трансформаторов показал, что для надежной эксплуатации предприятию необходимо 8 ТП с 13 установленными на них трансформаторами суммарной мощностью 13,920 МВ·А. При расчете компенсации реактивной мощности было принято решение установить БНК общей мощностью 5410 квар, а значение реактивной мощности, потребляемой из энергосистемы, составило 9430,2 квар. Было разработано два варианта схемы электроснабжения предприятия на напряжение выше 1 кВ и произведено их технико-экономическое сравнение. Оба варианта оказались экономически равноценными, поэтому предпочтение было отдано наиболее надёжному и имеющему более высокие эксплуатационные показатели. По результатам расчета токов короткого замыкания были выбраны сечения токоведущих элементов и электрических аппаратов напряжением выше 1 кВ. В проекте также освещены вопросы охраны труда, релейной защиты, и рассчитаны технико-экономические показатели выбранного варианта схемы. Годовое потребление электроэнергии на предприятии составило 40186,129 тыс. кВт·ч, а приведенные затраты выбранного варианта схемы - 568.972 тыс. руб.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Радкевич, В.Н. Электроснабжение промышленных предприятий : учеб. пособие / В.Н. Радкевич, В.Б. Козловская, И.В. Колосова. – Минск : ИВЦ Минфина, 2015. - 589 с.
2. Козловская, В.Б. Электрическое освещение : учебник / В.Б. Козловская, В.Н. Радкевич, В.Н. Сацукевич. – Минск : Техноперспектива, 2011. – 543 с.
3. Правила устройства электроустановок. – 6-е изд., перераб. и доп. – М. : Энергоатомиздат, 1985. - 640 с.
4. Радкевич, В.Н. Выбор электрооборудования систем электроснабжения промышленных предприятий : пособие для студентов специальности 1-43 01 03 «Электроснабжение (по отраслям)» / В.Н. Радкевич, В.Б. Козловская, И.В. Колосова. – Минск : БНТУ, 2017. - 172 с.
5. Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций : справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков. – М.: Энергоатомиздат., 1989. - 608 с.
6. Нагорнов, В.Н. Методическое пособие по выполнению экономической части дипломных проектов для студентов специальности 1-43 01 03 «Электроснабжение» / В.Н. Нагорнов, Л.Р. Чердынцева, А.М. Добринесвская. – Минск: БНТУ, 2010. - 42 с.
7. Электроустановки напряжением до 750 кВ ТКП 339-2011 (02230). – Минск : Минэнерго, 2011. - 329 с.
8. Электроснабжение промышленных предприятий. Правила проектирования ТКП-4.04-297-2014 (02250) – Минск : Мин-во архитектуры и строительства Республики Беларусь, 2014. – 29 с
9. Пожарная безопасность. Электропроводка и аппарат защиты внутри зданий. Правила устройства и монтажа ТКП 121-2008 (02300) – Минск : МЧС, 2011. – 14 с.
10. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей ТКП 181-2009 (02230) / М-во энергетики Респ. Беларусь. – Минск : Энергопресс, 2016. – 534 с.
11. Шабад, М.А. Расчет релейной защиты и автоматики распределительных сетей / Шабад М.А. – Л. : Энергоатомиздат, 1985. - 121 с.
12. Лазаренков, А.М. Охрана труда в энергетической отрасли : учебник / А.М. Лазаренков, Л.П. Филянович, В.П. Бубнов. – Минск : ИВЦ Минфина, 2010 – 655 с.