

СИЛ  
193 г.

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ УКРАИНЫ  
ДОНЕЦКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

1017

Подлежит возврату  
в библиотеку

**Конспект лекций  
К учебному курсу**

**«Электрические аппараты и электроснабжение  
промышленных предприятий»**

для студентов специальности 7.092203

**«Электромеханические системы автоматизации и  
электропривод»**

Донецк ДНТУ 2002

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ УКРАИНЫ  
ДОНЕЦКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

Утверждено  
на заседании  
учебно-издательского  
совета ДнНТУ  
Протокол № \_\_\_\_\_ от \_\_\_\_\_

Конспект лекций  
К учебному курсу

**«Электрические аппараты и электроснабжение  
промышленных предприятий»**

для студентов специальности 7.092203

**«Электромеханические системы автоматизации и электропривод»**

Утверждено  
на заседании методической  
комиссии по специальности  
7.092203  
протокол № \_\_\_\_\_ от \_\_\_\_\_

Донецк ДНТУ 2002

Конспект лекций к учебному курсу «Электрические аппараты и электроснабжение промышленных предприятий» (для студентов специальности 7.092203) / Сост.: А.Д. Коломытцев, В.И. Ярмоленко – Донецк, ДонНТУ, 2002г. – 82с.

Представлены основные теоретические положения по вопросам принципов построения систем электроснабжения промышленных предприятий, расчетов электрических нагрузок, и токов короткого замыкания, выбора электрических аппаратов, релейной защиты. Предназначено для студентов специальности «Электромеханические системы автоматизации и электропривод»

Составил: доц. Коломытцев А.Д., доц. Ярмоленко В.И.

Нормоконтролер: доц. Ярмоленко В.И.

Рецензент: доц. Шумяцкий В.М.

## ВВЕДЕНИЕ

Вопросы электроснабжения имеют существенное значение для нормального функционирования промышленных предприятий. Влияние системы электроснабжения на производственный процесс очень велико. Производственный процесс во многом определяется показателями системы промышленного электроснабжения и электроприводов, которые обеспечивают нормальный режим работы всего промышленного предприятия.

Поэтому специалисты в области Электропривода должны быть достаточно информированы о влиянии системы электроснабжения на работу электроприводов производственных механизмов. В интересах нормальной работы промышленного производства необходимо достаточно полное знание комплекса вопросов электроснабжения – электропривод для будущих инженеров предприятий.

К сожалению, требуемые знания не всегда имеются у специалистов по электроприводу, а проектирование электроприводов ведется почти изолировано от систем электроснабжения. Примером этого может служить неучет показателей качества электроэнергии. Например отклонения напряжения в системе электроснабжения вызывает изменения скорости движения электроприводов, что в свою очередь вызывает уменьшение или увеличение производительности механизмов. Часто при проектировании электроприводов не учитываются перемены в питании.

Недостаточная осведомленность инженеров по электроприводу о мерах, которые следует принимать при некачественной электроэнергии, вынуждает их принимать нерациональные решения и приводит к неоправданным затратам.

# 1 ОСНОВНЫЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ И СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

## 1.1 Основные понятия и определения

Передача электроэнергии (ЭЭ) от источников к потребителям производится энергетическими системами.

Энергетическая система (ЭС) – это совокупность электростанций, электрических и тепловых сетей, потребителей ЭЭ и теплоты, связанных общностью режима в непрерывном процессе производства, преобразования и распределения электрической и тепловой энергии.

Электростанцией называется установка или их группа, предназначенная для производства ЭЭ или электрической и тепловой энергии.

Электрической сетью называется совокупность электроустановок для передачи и распределения ЭЭ на определенной территории, состоящая из подстанций (п/ст), распределительных устройств (РУ), токопроводов, воздушных и кабельных линий электропередач (ЛЭП), аппаратуры присоединения, защиты и управления.

Приемником ЭЭ (ЭП) называется аппарат, агрегат, механизм, предназначенный для преобразования ЭЭ в другой вид энергии. ЭП промышленных предприятий получают питание от системы электроснабжения, являющейся частью ЭС.

Потребителем ЭЭ называется один или группа ЭП, объединенных технологическим процессом и располагающихся на определенной территории.

Системой электроснабжения (СЭС) называется совокупность взаимосвязанных электроустановок, предназначенных для производства, передачи и распределения ЭЭ.

Приемным пунктом ЭЭ называется электроустановка, на которую поступает ЭЭ для ЭП предприятия от внешнего источника питания. В зависимости от потребляемой мощности и удаленности от источника питания приемными пунктами могут быть узловая распределительная подстанция (УРП), главная понизительная подстанция (ГПП), подстанция глубокого ввода (ПГВ), трансформаторная подстанция (ТП), распределительная подстанция (РП), центральная распределительная подстанция (ЦРП).

ТП называется электроустановка, предназначенная для преобразования ЭЭ одного напряжения в ЭЭ другого напряжения с помощью силового трансформатора. Цеховая ТП средней и малой мощности преобразует ЭЭ с напряжением 6–10 кВ на напряжение 0,4/0,23 или 0,69/0,4 кВ и служит для питания потребителей одного или нескольких ближайших цехов или части большого цеха. Часто используют комплектные ТП (КТП), состоящие из трансформаторов и блоков комплектов РУ и других элементов, поставляемых в собранном или подготовленном для сборки виде.

ГПП – п/ст, получающая питание напряжением 35–220 кВ от районной ЭС и распределяющая ЭЭ на более низком напряжении 6–35 кВ по всему объекту или

отдельному его району, т.е. по ТП предприятия, включая и питание крупных ЭП на напряжении 6,10 и 35 кВ.

Глубоким вводом называется система питания ЭЭ, при которой ЛЭП подводится, возможно, ближе к электроустановкам потребителей для уменьшения числа ступеней трансформации, снижения потерь мощности и ЭЭ.

ПГВ называется п/ст с упрощенной схемой коммутации на первичном напряжении, получающая питание напряжением 35–220 кВ от ЭС или от УРП и предназначенная для питания отдельного объекта или района предприятия.

УРП – центральная п/ст предприятия, получающая ЭЭ от ЭС напряжением 110–330 кВ и распределяющая её (без трансформации или с частичной трансформацией) по ПГВ 35–220 кВ на территории предприятия. УРП отличается от ГПП большой мощностью и тем, что основная мощность распределяется без трансформации по ПГВ. Может обслуживать и несколько предприятий и находится в ведении ЭС.

РП предназначена для приёма и распределения ЭЭ на одном напряжении без преобразования и трансформации. Питается в основном от ГПП, иногда от ЦРП.

ЦРП называется центральный пункт, получающий питание непосредственно от районной ЭС или заводской станции при напряжении 6–20 кВ и распределяющий его на том же напряжении по всему объекту или отдельной части.

[2, с. 9-11; 4, с. 181-183]

## 1.2 Структурный состав и принципы построения системы электроснабжения.

Требования, предъявляемые к системе электроснабжения.

СЭС состоит из питающих, распределительных, трансформаторных и преобразовательных подстанций и связывающих их кабельных и воздушных сетей и токопроводов высокого и низкого напряжения.

Основным источником электроснабжения промышленных предприятий являются районные электроэнергетические сети (ЭЭС). В ряде случаев для крупных предприятий становится необходимым комбинированное питание – от районной ЭЭС и собственной электростанции типа теплоэлектроцентрали (ТЭЦ). Целесообразность сооружения собственной ТЭЦ обусловлена необходимостью иметь резервное питание для ответственных потребителей предприятия, потребностью в тепловой энергии, большой удаленностью предприятия от районных ЭЭС и т.п. Если напряжение генераторов ТЭЦ составляет 6–20 кВ, то экономически целесообразно снабжать электроэнергией на указанном напряжении потребителей, расположенных вблизи ТЭЦ. Для электроснабжения потребителей, удаленных на значительные расстояния от источника питания, и для связи ТЭЦ с ЭС применяют напряжение выше генераторного (110–220 кВ). С этой целью на ТЭЦ и тепловой электростанции (ТЭС) устанавливают трансформаторы для повышения генераторного напряжения до 110–220 кВ (см. рис. 1.1).

УРП и ГПП предназначены для преобразования напряжения и связи отдельных частей системы и питания мощных потребителей, а ТП – для питания потребителей меньшей мощности. Схемой предусматривается взаиморезервирование ТП, что делает её более гибкой и позволяет избежать перебоев в подаче ЭЭ при возникновении аварий и неисправностей. Трансформаторы связи (Т1, Т2) ТЭЦ с ЭС

могут передавать избыток генерируемой ТЭЦ ЭЭ в сеть или принимать из сети ЭС мощности при её дефиците.

Основными требованиями, предъявляемыми к СЭС являются:

- надежность;
- удобство и безопасность в обслуживании;
- обеспечение качества ЭЭ и бесперебойности электроснабжения в нормальном и послеаварийном режимах;

- экономичность.

С целью выполнения этих требований проектирование, сооружение и эксплуатация СЭС должны основываться на следующих принципах:

- резервирования;
- раздельного питания;
- секционирования;
- максимально возможного приближения источников высокого напряжения к потребителям ЭЭ;
- уменьшения числа ступеней трансформации напряжения.

[1, с.60-61; 2, с.11-22]

### 1.3 Общие сведения об электроустановках

Электроустановками (ЭУ) называется совокупность машин, аппаратов, линий и вспомогательного оборудования (вместе с сооружениями и помещениями, в которых они установлены), предназначенных для производства, трансформации, передачи, распределения ЭЭ и преобразования её в другой вид энергии, изменения рода тока, напряжения, частоты и числа фаз.

ЭУ разделяют по роду тока (постоянный и переменный) и по напряжению (до и выше 1 кВ). По назначению ЭУ различают: производящие ЭЭ – электрические станции; потребляющие её – электроприемники; преобразующие и распределяющие – электрические сети, ТП, преобразовательные п/ст для установок постоянного тока и для установок с отличной от 50 Гц частотой.

В отношении мер безопасности ЭУ делятся на:

- ЭУ напряжением до 1 кВ с глухозаземленной нейтралью;
- ЭУ напряжением до 1 кВ с изолированной нейтралью;
- ЭУ с малым напряжением (до 42 В);
- ЭУ с напряжением выше 1 кВ с малыми точками замыкания на землю ( $I_1 \leq 500 А$ ) в сетях с изолированной нейтралью;
- ЭУ с напряжением выше 1 кВ с большими токами замыкания на землю ( $I_1 > 500 А$ ) в сетях с заземленной нейтралью.

[2, с.23-27]

### 1.4 Категории ЭП и обеспечение надежности электроснабжения

В отношении обеспечения надежности электроснабжения, характера и тяжести последствий от перерыва питания ЭП согласно ПУЭ (гл. 1.2) разделяются на три категории.

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

ЭП I категории должны обеспечиваться ЭЭ от двух независимых взаимно резервирующих источников питания (ИП), и перерыв их электроснабжения при аварии на одном из ИП допускается лишь на время автоматического включения резервного питания (АВР).

Из состава ЭП I выделяется особая группа ЭП, бесперебойная работа которых необходима для безаварийной остановки производства с целью предотвращения угрозы жизни людей; взрывов, пожаров и повреждения дорогостоящего оборудования. К ним относятся электродвигатели (ЭД) задвижек, приводы компрессоров, вентиляторов, насосов, подъемных машин на шахтах, обеспечивающих своевременную эвакуацию людей, аварийное освещение.

Для электроснабжения особой группы ЭП должно предусматриваться дополнительное питание от третьего независимого ИП.

ИП называется РУ генераторного напряжения электростанции или РУ вторичного напряжения понижающей п/ст ЭС или предприятия, к которому подключены распределительные сети предприятия.

Независимым ИП называется ИП, на котором сохраняется напряжение в пределах, регламентированных для послеаварийного режима (не менее 60%  $U_{ном}$ ), при исчезновении его на других ИП. В общем случае к числу независимых ИП относятся две секции или системы шин одной или двух электростанций и п/ст при одновременном соблюдении условий:

- каждая секция или система шин в свою очередь имеет питание от независимого ИП;

- секции (системы) шин не связаны между собой или имеют связь, автоматически отключающуюся при нарушении нормальной работы одной секции (системы) шин.

ЭП II категории – ЭП, перерыв электроснабжения которых приводит к массовому недоотпуску продукции, массовому простоя рабочих, механизмов, транспорта, нарушению нормальной деятельности значительного числа городских и сельских жителей.

ЭП II категории рекомендуется обеспечивать ЭЭ от двух независимых ИП. Для ЭП II категории при нарушении электроснабжения одного ИП, допустим перерыв электроснабжения на время, необходимое для включения резервного питания действиями дежурного персонала или выездной оперативной бригады. При наличии централизованного (передвижного) складского резерва трансформаторов и возможности замены повредившегося трансформатора за время не более 1 суток допускается питание ЭП II категории от одного трансформатора.

ЭП III категории называются все остальные ЭП, не подходящие под определение I и II категории. Для электроснабжения ЭП III категории достаточно одного ИП при условии, что перерыв электроснабжения, необходимый для ремонта или замены поврежденного элемента СЭС, не превышает 1 суток.

Для обеспечения требуемой надежности питания всех ЭП предприятия при послеаварийных режимах ПУЭ допускают возможность отключения неотвечественных потребителей в этих режимах.

Схемы электроснабжения с учетом категории ЭП будут рассмотрены в следующих главах.

[2, с.23-27; 5, с.14-16]

### 1.5 Напряжения электрических сетей

Номинальным напряжением ЭП называют напряжение  $U_{ном}$ , обеспечивающее нормальную его работу. Номинальные напряжения источников ЭЭ и сетей до 1 кВ должны соответствовать таблицам 1.1 и 1.2.

Таблица 1.1 – Шкала номинальных напряжений электросетей постоянного тока.

Источника	Номинальные напряжения, В однофазных/трехфазных							
	6	12	28,5	42	62	115	230	460
Приемника и сети	6	12	27	40	60	110	220	440

Таблица 1.2 – Шкала номинальных напряжений электросетей переменного тока напряжением до 1 кВ.

Источника	Номинальные напряжение, кВ							
	$\frac{6}{42}$	$\frac{12}{62}$	$\frac{28,5}{27}$	$\frac{42}{400}$	$\frac{62}{690}$	$\frac{115}{-}$	$\frac{230}{-}$	
Приемника и сети	$\frac{6}{40}$	$\frac{12}{60}$	$\frac{27}{220}$	$\frac{40}{380}$	$\frac{60}{660}$	$\frac{110}{-}$	$\frac{220}{-}$	

Для ЭУ напряжением выше 1 кВ  $U_{ном}$  приведены в таблице 1.3.

Таблица 1.3 – Шкала номинальных напряжений электросетей переменного тока напряжением выше 1 кВ.

Источника	Номинальные напряжения, кВ									
	3,15	6,3	0,5	8,5	15	30	47	25	87	1200
Приемника и сети	3	6	10	35	10	20	30	500	750	1150

У повышающих силовых трансформаторов электростанций  $U_{ном}$  первичной обмотки совпадает с  $U_{ном}$  генераторов. У понижающих трансформаторов первичная обмотка является приемником ЭЭ и её  $U_{ном}$  равно напряжению сети.  $U_{ном}$  вторичных обмоток трансформаторов, питающих электрические сети, так же как и  $U_{ном}$  генераторов, на 5 – 10 % выше  $U_{ном}$  сети, что дает возможность компенсировать потери напряжения в линиях и трансформаторах.

Для внутрицеховых электрических сетей наибольшее распространение имеет напряжение 380/220 В, основным преимуществом которого является возможность совместного питания силовых и осветительных ЭП. Наибольшая единичная мощность трехфазных ЭП с  $U_{ном}=380/220$  не должна превышать 200 – 250 кВт, допускающих применение коммутирующей аппаратуры на ток 630 А.

В связи с ростом ЭП, их числа и единичной мощности было введено напряжение 660 В. Это напряжение применяется, когда по условиям планировки цехового оборудования, технологии и окружающей среды нельзя или трудно приблизить цеховые ТП к ЭП (шахты, карьеры, нефтедобыча и т.д.). Расстояние от ИП до ЭП при этом увеличивается, и для снижения потерь необходимо принять повышенное напряжение распределительной сети – 660 В. Это напряжение целесообразно при высокой удельной плотности нагрузок на 1 м<sup>2</sup> площади, с большим числом ЭД в диапазоне мощностей 220 – 600 кВт.

При напряжении 660 В в 2 раза увеличивается радиус действия ТП по сравнению с 380 В. Возможно повышение мощности трансформаторов и тем самым сокращение числа цеховых ТП, линий и аппаратов напряжением выше 1 кВ. Снижается примерно в 2 раза расход цветных металлов. Стоимость ЭД и трансформаторов одинаковой мощности при напряжениях 660 и 380 В почти одинаковы, а пропускная способность сети 660 В увеличивается в  $\sqrt{3}$ .

Недостатками напряжения 660 В являются: раздельное питание силовой и осветительной нагрузок, повышенная степень опасности ЭУ на напряжении 660 В, нецелесообразность при большом количестве мелких рассредоточенных на небольшой территории ЭП.

Напряжение не выше 42 В применяется в помещениях с повышенной опасностью и в особо опасных для стационарного местного освещения и ручных переносных ламп.

Напряжение 12 В применяется при особо неблагоприятных условиях в отношении опасности поражения электротоком (при работе в котлах и других металлических резервуарах), для питания ручных переносных светильников.

ЭУ постоянного тока применяются в электролизных и гальванических цехах, при контактной сварке, для привода ЭД с плавным регулированием частоты вращения. Для получения постоянного тока применяются выпрямительные устройства, п/ст с полупроводниковыми выпрямителями.

Выбор напряжения выше 1 кВ производится в зависимости от мощности ЭУ предприятия. В зависимости от установленной мощности предприятия подразделяются на предприятия малой (1 – 5 МВт), средней (5 – 75 МВт) и большой (более 75 МВт) мощности.

Для питания предприятий малой мощности и в распределительных сетях внутри предприятия используют напряжения 6 и 10 кВ. Предпочтительным является

10 кВ. 6 кВ применяется, когда нагрузки и ТП питаются от шин генераторного напряжения ТЭЦ, а также при большом числе ЭП с  $U_{ном} = 6$  кВ.

Напряжение 20 кВ широкого распространения не получило. Рекомендуется ПУЭ в случаях, когда имеется ТЭЦ с генераторным напряжением 20 кВ.

Напряжение 35 кВ используется для создания центров питания предприятий средней мощности, если распределительная сеть предприятия выполнена на напряжении 6 – 10 кВ, для электроснабжения крупных, удаленных (5 – 20 км) ЭП на это напряжение, для схем глубокого ввода.

Напряжение 110 кВ применяется в качестве питающего на средних предприятиях, распределительного по схеме глубокого ввода – на предприятиях большой мощности.

Напряжение 220 кВ применяется для питания крупных энергоемких предприятий от районных ЭС и распределения ЭЭ на первой ступени схемы электроснабжения для схем глубокого ввода.

Исходя из удобства эксплуатации СЭС следует выполнять схемы с минимальным числом напряжений и ступеней трансформации. Поэтому при проектировании новых и реконструкции действующих предприятий стремятся к ликвидации напряжений 6 и 35 кВ путем перевода на напряжение 10 кВ и 110 – 220 кВ соответственно.

[2, с.27-32; 4, с.183-184]

## 1.6 Режимы нейтрали сети

Нейтраль сети – совокупность соединенных между собой нейтральных точек и проводников. Она может быть изолирована от земли, соединена с землей через активные и индуктивные сопротивления (резонансно – заземленная нейтраль) и глухо заземлена.

Выбор способа заземления нейтрали определяется безопасностью обслуживания сети, надежностью электроснабжения ЭП и экономностью.

[1, с.376-380; 2, с.32-36; 4, с.217-222]

### 1.6.1 ЭУ с напряжением до 1 кВ

В ЭУ напряжением до 1 кВ применяют четырехпроводные и трехпроводные сети как с глухозаземленной так и с изолированной нейтралью.

В большинстве случаев в ЭУ до 1 кВ применяют схему трехфазной четырехпроводной (три фазы и нулевой провод) сети с глухозаземленной нейтралью (N), у которой вторичные обмотки питающих трансформаторов соединены в звезду и нейтральные точки электрически соединены с землей (рис.1.2).

При глухом заземлении нейтрали всякое замыкание одной фазы на землю является однофазным коротким замыканием (КЗ). При этом протекают большие токи КЗ, что должно привести к срабатыванию быстродействующей защиты, отключающей поврежденный участок, и однофазное замыкание не переходит в междуфазное.

Достоинством этой системы является то, что на неповрежденных фазах напряжение относительно земли не повышается и изоляция фазных проводников,

аппаратов, трансформаторов может быть рассчитана только на фазное, а не междуфазное (линейное) напряжение, что снижает стоимость оборудования и сети.

Сети напряжением до 1 кВ с изолированной нейтралью – малоразветвленные сети (трехфазные сети напряжением 380, 660 В). ЭУ с изолированной нейтралью применяют при повышенных требованиях в отношении безопасности (угольные шахты, карьеры и др.) и при условии надежного контроля изоляции сети для быстрого обнаружения и ликвидации замыкания на землю.

В трехлинейной схеме замещения трехфазной сети с изолированной нейтралью все источники питания заменены одним эквивалентным, соединенным в звезду источником, все линии – одной эквивалентной линией, все ЭП – одним эквивалентным ЭП (рис. 1.3). Можно считать, что схема симметрична.

Из параметров эквивалентной линии имеют значение только емкости фаз относительно земли, равные между собой ( $C_A = C_B = C_C$ ).

При отключенной нагрузке сеть питается зарядным током сети, имеющим емкостный характер

$$I_z = \frac{U}{\sqrt{3}} \cdot b,$$

где  $b = \sum_{i=1}^n b_{0i} \cdot l_i$  – расчетная емкостная проводимость однофазной сети;

$b_0$  и  $l$  – удельная емкостная проводимость и длина  $i$ -й линии;  $n$  – число линий в сети. При отсутствии данных о  $b_0$  и  $l$  каждой линии зарядный ток определяется по формул

$$I_z = U \cdot (c_k \cdot l_k + c_e \cdot l_e);$$

где  $U$  – номинальное напряжение сети, кВ;  $c_k$  и  $c_e$  – средние коэффициенты емкостной проводимости кабельных и воздушных линий, А/(км. кВ);  $l_k$  и  $l_e$  – суммарные длины кабельных и воздушных линий, км.

При напряжениях до 10 кВ

$$I_z = \frac{U}{350} (35 \cdot l_k + l_e).$$

По сравнению с током нагрузки  $I_z$  очень мал и в нормальных режимах работы влияния на работу сети практически не оказывает.

Векторная диаграмма напряжений относительно земли и зарядных токов сети имеет вид, показанный на рис. 1.4.

При замыкании одной фазы на землю (рис. 1.5 и 1.6) напряжение этой фазы относительно земли становится равным нулю ( $U'_{C0} = 0$ ), напряжения остальных фаз относительно земли ( $U'_{A0}$  и  $U'_{B0}$ ) – междуфазному напряжению (линейному). Зарядные токи этих двух фаз ( $I'_{3A}$  и  $I'_{3B}$ ) увеличиваются в  $\sqrt{3}$  раз. Сумма этих токов и тока замыкания на землю ( $I_{33}$ ) должны равняться нулю. Учитывая сдвиг фаз между зарядными токами двух фаз:

$$I_{\Sigma} = \sqrt{3} \cdot I_1 = \sqrt{3} \cdot \sqrt{3} \cdot I_1 = 3 \cdot I_1,$$

где  $I_3$  и  $I'_3$  – зарядные токи одной фазы в нормальном режиме и при замыкании на землю в другой фазе.

Ток  $I_{33}$  по сравнению с током нагрузки сети относительно мал и может вызвать заметную перегрузку только при малых сечениях проводников поврежденной линии. Замыкание на землю практически не влияет на междуфазные напряжения и режимы работы ЭП. Поэтому замыкание на землю считается не аварийным, а аномальным режимом, при возникновении которого сеть и поврежденная линия не отключаются и могут работать до отыскания повреждения согласно ПУЭ не более 2 часов. Так как из всех видов повреждений однофазные замыкания на землю составляют 75 – 85 %, то сети с изолированной нейтралью являются более надежными по сравнению с сетями с глухозаземленной нейтралью.

Другим преимуществом этого вида сетей является отсутствие устройств заземления нейтрали, что снижает стоимость сети.

Недостатки сети с изолированной нейтралью:

- повышение напряжения двух фаз относительно земли во время замыкания на землю третьей приводит к тому, что изоляцию всех фаз необходимо предусмотреть не на фазное, а на междуфазное напряжение. При напряжениях до 35 кВ это вызывает существенное удорожание сети;

- возможность образования в месте замыкания на землю перемежающейся электрической дуги обуславливает возникновение коммутационных перенапряжений ( $4 - 6 U_{ном}$ ), что может нарушить работу ЭП и привести к пробое изоляции других фаз;

- тепловое воздействие дуги в месте замыкания на изоляцию других фаз может привести к многофазным КЗ (в кабельных линиях фазные проводники близко расположены друг к другу).

### 1.6.2 ЭУ с напряжением свыше 1 кВ

Сети 6 – 35 кВ выполняются с изолированной нейтралью, а следовательно, имеют малые токи замыкания на землю. Преимущества таких сетей:

- возможность сохранения в работе линии, имеющей замыкание на землю на время, необходимое для отыскания места повреждения и включения резерва;

- сокращение числа трансформаторов тока и реле защиты;

- снижение стоимости заземляющих устройств, что весьма существенно из-за большого числа ЭУ 6 – 35 кВ по сравнению с ЭУ на 110 кВ;

Недостатками этих сетей является увеличение стоимости линий и аппаратов из-за необходимости выбирать их изоляцию на междуфазное напряжение.

Из-за возможности образования в месте замыкания на землю электрической дуги, сопровождающейся нежелательными явлениями (коммутационные перенапряжения, переход однофазного замыкания в многофазные КЗ), токи замыкания не должны превышать некоторых допустимых значений (10 – 30 А). Если в сетях 6 – 35 кВ ток замыкания на землю превышает эти значения, то компенсация емкостных токов, возникающих при замыкании на землю, осуществляется с помощью индуктивного сопротивления  $L$ , выполняемого как

заземляющий реактор, который устанавливается в нейтрали какого-либо трансформатора и соединяет её с землей (рис.1.7). Такая сеть носит название сети с компенсированной нейтралью.

Индуктивное сопротивление заземляющего реактора может регулироваться для частичной или полной компенсации емкостного тока замыкания на землю  $I_{\Sigma}$ . В последнем случае сопротивление реактора регулируется так, чтобы ток, проходящий через реактор  $I_L$ , был равен тройному току зарядному на землю:

$$I_L = 3I_3.$$

В этом случае ток в месте замыкания на землю оказывается равным нулю (рис. 1.8):

$$I_{33} = 3I_3 - I_L = 0.$$

Применение заземляющего реактора устраняет отмеченные выше недостатки системы с изолированной нейтралью: обеспечивает быстрое гашение дуги в месте замыкания на землю, чем устраняется возникновение перенапряжения и возможность перехода однофазного замыкания в многофазное КЗ.

Сети с изолированной или компенсированной нейтралью относятся к сетям с малыми токами замыкания на землю (ток однофазного замыкания на землю не превышает 500 А).

Сети напряжением 110 кВ и выше работают с эффективно заземленной нейтралью. Поэтому всякое замыкание одной из фаз на землю является однофазным КЗ и должно привести к срабатыванию защитных аппаратов, отключающих поврежденный участок сети. Удорожание такой сети, вызванное применением заземляющих устройств и защиты от однофазных КЗ, компенсируется тем, что изоляция фазных проводников, аппаратов и трансформаторов может быть рассчитана на фазное, а не междуфазное напряжение. Это значительно снижает стоимость оборудования и сети, особенно при напряжениях 110 кВ и выше.

Чтобы частые отключения линий из-за замыканий на землю не нарушали надежности питания потребителей, на таких линиях становится особенно эффективным применение автоматического повторного включения (АПВ).

Сети высокого напряжения с глухим заземлением нейтрали относятся к сетям с большими токами замыкания на землю (ток однофазного замыкания на землю превышает 500 А). Для ограничения этих токов вместо глухого заземления может применяться заземления нейтрали через токоограничивающее активное сопротивление и разземления нейтралей части трансформаторов (по указанию диспетчера ЭС).

Сети постоянного тока выполняются:

- с изолированной нейтралью в двухпроводных сетях постоянного тока до 1000 В;

- с глухозаземленной нейтралью в трехпроводных сетях постоянного тока.

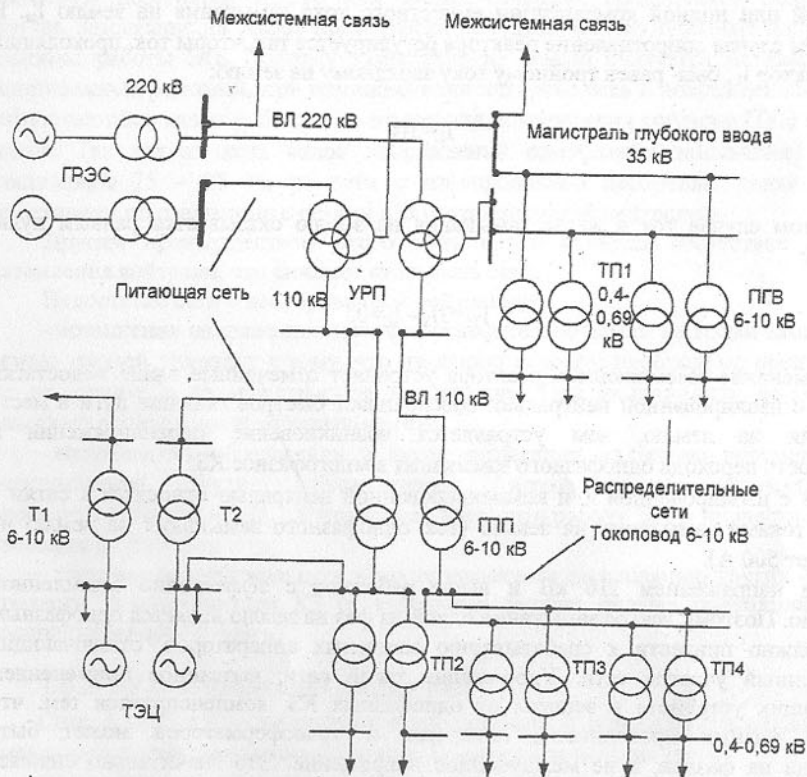


Рисунок 1.1 - Структурная схема системы электроснабжения.

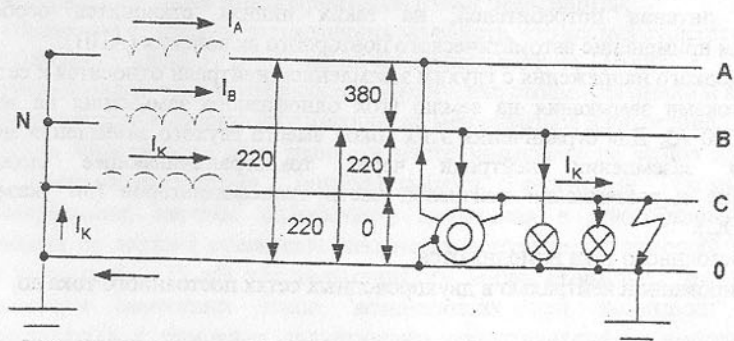


Рисунок 1.2 - Схема трехфазной четырехпроводной сети с глухозаземленной нейтралью

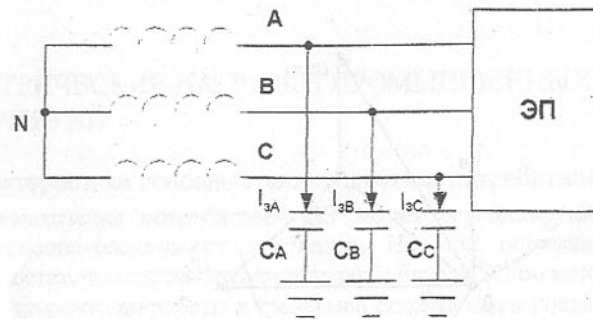


Рисунок 1.3 - Нормальный режим электросети с изолированной нейтралью

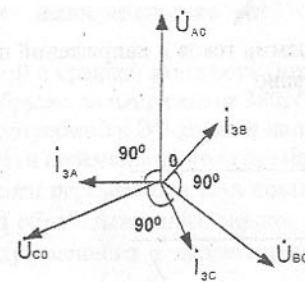


Рисунок 1.4 - Векторная диаграмма токов и напряжений нормального режима

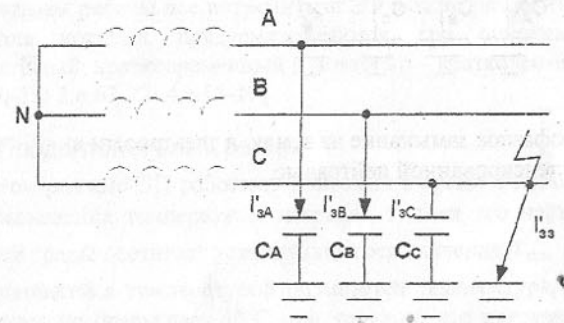


Рисунок 1.5 - Однофазное замыкание на землю в электросети с изолированной нейтралью



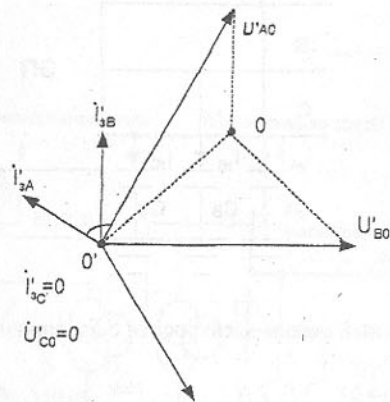


Рисунок 1.6 – Векторная диаграмма токов и напряжений при однофазном замыкании на землю

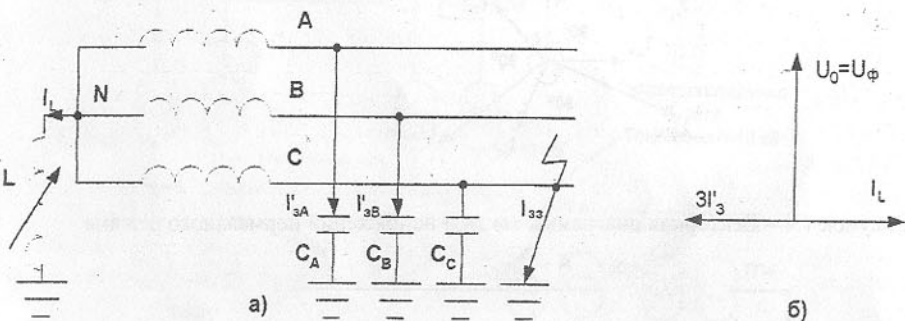


Рисунок 1.7 – Однофазное замыкание на землю в электросети с компенсированной нейтралью

## 2 ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ НАГРУЗКИ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

### 2.1 Характеристики основных промышленных потребителей

Систематизация потребителей ЭЭ может осуществляться по целому ряду эксплуатационно-технических признаков. Но при определении электрических нагрузок достаточно систематизировать потребители ЭЭ по мощности, напряжению, роду тока, по режимам работы и требуемой степени надежности питания.

По мощности и напряжению все потребители ЭЭ можно разделить на две группы:

- потребители большой мощности (80-90 кВт и выше) на напряжение 6,10 кВ, получающие питание непосредственно от сети 6, 10 кВ (электропечи, высоковольтные ЭД);
- потребители малой и средней мощности (ниже 80–100 кВт), питание которых экономически целесообразно на напряжение 380, 660 В.

По роду тока все потребители ЭЭ делятся на три группы:

- работающие от сети переменного тока промышленной частоты 50 Гц;
- работающие от сети переменного тока повышенной или пониженной частоты (высокоскоростные ЭД обрабатывающих станков с частотой питающего тока 180–400 Гц, установки индукционного и диэлектрического нагрева с токами частотой 10000 Гц и выше);
- работающие от сети постоянного тока (ЭД постоянного тока с регулируемой скоростью вращения, электролизные установки и т.д.).

По режимам работы все потребители ЭЭ можно разделить на ряд групп (всего восемь), для которых предусматриваются три основных режима работы: продолжительный, кратковременный и повторно – кратковременный.

[1, с. 10-15; 2, с. 67-72; 4, с. 15-17]

#### 2.1.1 Продолжительный режим

При этом режиме ЭП работают длительное время с постоянной мощностью  $P$ , так что превышение температуры нагрева  $\tau$  всех его частей над температурой окружающей среды достигает установившегося значения  $\tau_{уст}$  (рис.2.1).

Установившейся температурой называется температура, изменение которой в течение 1 часа не превышает  $1^\circ \text{C}$  при условии, что нагрузка сети и температура окружающей среды остаются неизменными.

Температуру ЭУ при продолжительном режиме работы можно считать установившейся через промежуток времени  $3T$  ( $\tau = 0,95 \tau_{уст}$ ), где  $T$  – постоянная времени нагрева.  $T$  – это время, в течение которого температура ЭУ достигла бы  $\tau_{уст}$ , если бы отсутствовала отдача тепла в окружающую среду. Для ее определения нужно построить касательную кривой нагрева  $\tau(t)$  в точке 0 (рис.2.1).

У большинства проводников, используемых в СЭС промышленных предприятий,  $T=10$  мин. Следовательно, температура проводника достигает

значения  $\tau_{уст}$  за  $3 \cdot 10 = 30$  мин. Этот 30-мин. промежуток времени используется в качестве расчетного времени при определении расчетных электрических нагрузок.

При выборе ЭУ по нагреву необходимо, чтобы  $\tau_{уст}$  соответствовало допустимому значению  $\tau_{доп}$ . При этом условии обеспечивается безаварийная работа ЭУ. Поэтому в паспорте ЭП, трансформаторов и генераторов указывается значение номинальной (установленной) мощности, которая гарантирует сохранность их изоляции от перегрева.

Номинальная мощность ЭД с продолжительным режимом – это полезная механическая мощность на валу (кВт), указанная в его паспорте:

$$P_{ном} = P_{пасп.}$$

В продолжительном режиме работают электроприводы насосов, компрессоров, вентиляторов, механизмов непрерывного транспорта.

### 2.1.2 Кратковременный режим

Этот режим характеризуется по времени периодами работы ( $t_B$ ) и длительными паузами с отключением ЭП от сети ( $t_0$ ). При этом  $\tau$  отдельных частей ЭУ не успевает достигнуть  $\tau_{уст}$  (или  $\tau_{доп}$ ) за период работы. Продолжительность пауз между периодами работы столь велика, что ЭУ успевает охладиться до температуры окружающей среды (рис.2.2).

Устанавливается ГОСТом следующие длительность работы ЭП с неизменной номинальной мощностью в кратковременном режиме: 10, 30, 60 и 90 минут.

В кратковременном режиме работают вспомогательные механизмы металлорежущих станков, электроприводы различных заслонок, задвижек и т.д.

### 2.1.3 Повторно-кратковременный режим

При этом режиме кратковременные периоды работы ( $t_B$ ) чередуются с паузами ( $t_0$ ), а длительность всего цикла ( $t_{ц}$ ) не превышает 10 минут. В таком режиме работы  $\tau$  ЭУ не успевает достигнуть  $\tau_{уст}$  (или  $\tau_{доп}$ ), охлаждение не достигает температуры окружающей среды. В результате многократных циклов  $\tau$  ЭУ достигает некоторой средней установившейся величины  $\tau_{ср}$  (рис. 2.3).

Приемники повторно-кратковременного режима работы характеризуются относительной продолжительностью включения

$$ПВ\% = \frac{t_B}{t_B + t_0} \cdot 100\% = \frac{t_B}{t_{ц}} \cdot 100\%$$

Для повторно-кратковременного режима работы в соответствии с ГОСТ выпускаются ЭД с номинальными значениями  $ПВ_{ном}$ : 15, 25, 40 и 60%.

Для ЭП с этим режимом работы указанная в паспорте мощность повторно-кратковременного режима должна быть приведена к номинальной мощности продолжительного режима при  $ПВ=100\%$ :

$$P_{ном} = P_{пасп} \cdot \sqrt{ПВ_{пасп}}$$

где  $P_{пасп}$  и  $ПВ_{пасп}$  – паспортные мощность ЭП (кВт) и продолжительность включения (о.е.).

В повторно-кратковременном режиме работают электроприводы механизмов подъемно-транспортных устройств, приводы прокатных станков, аппараты электроточечной сварки и т.д.

Номинальная реактивная мощность ЭП – это реактивная мощность, потребляемая из сети (положительное значение) или отдаваемая в сеть (отрицательное значение) при  $P_{ном}$  и  $U_{ном}$ . Для ЭП с повторно-кратковременным режимом работы паспортная реактивная мощность ( $Q_{пасп}$ ) приводится к длительному режиму, т.е. к  $ПВ=100\%$

$$Q_{ном} = Q_{пасп} \cdot \sqrt{ПВ}$$

## 2.2 Графики нагрузок. Определение расчетной нагрузки

Графиком нагрузки называется кривая, показывающая изменение нагрузок за определенный (заданный) промежуток времени.

По роду нагрузки различают графики активной и реактивной мощности, по длительности рассматриваемого промежутка времени – в основном суточные и годовой графики.

Для простоты далее будут рассмотрены графики активной нагрузки и их характеристики. Все приводимые далее определения, характеристики, расчетные формулы справедливы как для графиков активных мощностей, так и реактивных.

Индивидуальные графики нагрузок, характеризуют изменение во времени нагрузки отдельных ЭП или его элементов. Они могут быть получены с помощью самопишущего прибора (ваттметра). Суммарный (групповой) график нагрузок нескольких ЭП или всех элементов, входящих в энергоемкий ЭП, можно построить по индивидуальным графикам путем наложения нагрузок для каждого момента времени. Аналогично на действующих предприятиях строится суммарный график нагрузок всех ЭП цеха или предприятия в целом.

Зная график изменения электрической нагрузки цеха (участка, предприятия) за максимально загруженную смену (длительность  $t_{см}=8$  часов) можно определить расчетную нагрузку (рис.2.4). По величине расчетной нагрузки выбирают сечения проводников электрических сетей, электрооборудование, уставки релейной защиты в определенных точках электрической сети промышленного предприятия.

Криволинейный график  $P(t)$  заменяется ступенчатым с интервалом времени 30 минут. Для каждого 30 минутного интервала в течение всей смены находятся средние тридцатиминутные нагрузки  $P_{ср1} - P_{ср16}$ , из которых находится

максимальная (например,  $P_{cp11}$ ). Эта нагрузка, обозначенная  $P_p$ , и является расчетной.

Итак, расчетная нагрузка  $P_p$  определяется как максимальная из средних 30 – минутных нагрузок наиболее загруженной смены промышленного предприятия (цеха, участка). Иногда ее еще называют получасовым максимумом.

Площадь, ограниченная кривой графика и осями координат, пропорциональна количеству ЭЭ, израсходованному за рассматриваемый период времени (смену, сутки, год).

Средняя нагрузка  $P_c$ , кВт, (за смену, месяц, год)

$$P_c = \frac{Aa}{T_p}$$

где  $Aa$  – израсходованная за определенный промежуток времени активная ЭЭ, кВт\*ч;  $T_p$  – рассматриваемый период времени, ч.

Основой метода расчета электрических нагрузок проектируемого предприятий являются графики нагрузок действующих предприятий аналогичных отраслей промышленности. На действующих предприятиях такие графики строятся по показаниям измерительных приборов (ваттметров и счетчиков ЭЭ), записанным в журнал учета с интервалом 30 минут или с помощью самопишущих приборов.

Для ориентировочных расчетов можно пользоваться типовыми суточными и годовыми графиками нагрузок, характерными для некоторых отраслей промышленности. Наибольшая возможная за сутки нагрузка на типовым графиках принимается за 100%. При известной расчетной нагрузке  $P_p$  можно перевести типовой график (%) в график нагрузки данного промышленного предприятия в значения мощности, кВт

$$P_{cr} = \frac{n\% \cdot P_p}{100}$$

где  $P_{cr}$  – мощность на графике в определенное время суток, кВт;  $n\%$  – ордината соответствующей ступени типового графика, %.

Годовой график характеризует изменение расчетной нагрузки предприятия в течение года.

Годовой график по продолжительности представляет собой кривую изменения убывающей нагрузки в течение года (8760 час). Для его построения используют характерные суточные графики зимнего и летнего дней. На обоих графиках проводят линии, соответствующие нагрузкам  $P_1, P_2, \dots, P_n$  и для каждого графика определяется время, в течение которого действуют эти нагрузки. Если предположить, что в году 183 зимних и 182 летних дней, тогда продолжительность действия нагрузок  $P_1, P_2, \dots, P_n$  в течение года составит соответственно

$$t_1 = 183t_{1зим} + 182t_{1лет};$$

$$t_2 = 183t_{2зим} + 182t_{2лет};$$

$$t_n = 182t_{nзим} + 182t_{nлет};$$

где  $t_{зим}$  и  $t_{лет}$  – соответственно время действия той или иной нагрузки  $P_1, P_2, \dots, P_n$  по зимнему и летнему суточным графикам нагрузки. Откладывая соответствующие значения в координатах  $P$  и  $t$  и соединяя их ломанной кривой, получают годовой график по продолжительности (рис. 2.5).

Площадь под кривой годового графика пропорциональна количеству потребляемой промышленным предприятием ЭЭ за год. По годовому графику нагрузки можно определить число часов использования максимума нагрузки

$$T_{max} = \frac{Aa}{P_{max}}$$

где  $P_{max}$  – максимальная нагрузка;  $Aa$  – годовой расход активной ЭЭ, кВт\*ч.

$T_{max}$  – это такое число часов, в течение которых предприятие, работая с постоянной максимальной нагрузкой, потребило бы количество ЭЭ, равное годовому расходу ее. Т.е. площадь прямоугольника на годовом графике нагрузки со сторонами  $P_{max}$  и  $T_{max}$  равна площади под годовым графиком.  $T_{max}$  определяется характером и сменностью работы потребителя и составляет в год от 1800 (для предприятий с односменным режимом работы) до 7000 (с трехсменным) часов.

По годовому графику нагрузки действующего предприятия можно определить среднегодовую нагрузку, кВт

$$P_{cr} = \frac{Aa}{T_2}$$

где  $T_2$  – годовое число часов работы предприятия или ЭУ.  $T_2$  зависит от количества смен работы на предприятии и их продолжительностью и составляет от 2000 до 6600 часов.

Для проектируемых предприятий графиков отдельных групп ЭП в узлах присоединения к системе электроснабжения, как правило, нет. Поэтому в простой практике пользуются не типовыми графиками, а методами расчета электрических нагрузок.

[1, с.15-19; 2, с.73-76; 102-107; 4, с.10-15]

### 2.3 Методы определения расчетных электрических нагрузок

Первым и основополагающим этапом проектирования СЭС является определение ожидаемых (расчетных) значений электрических нагрузок. Расчетная максимальная мощность, потребляемая ЭП предприятия, всегда меньше суммы мощностей этих ЭП. Это вызвано рядом факторов:

- неполной загрузкой некоторых ЭП;
- не одновременностью их работы;
- вероятностным случайным характером включения и отключения ЭП и т.п.

От правильного определения расчетных нагрузок зависят исходные данные для выбора всех элементов СЭС предприятия и затраты при установке, монтаже и эксплуатации выбранного электрооборудования.

Завышение расчетных нагрузок приводит к удорожанию СЭС, перерасходу проводникового материала и неоправданному увеличению мощностей трансформаторов и электрооборудования. Занижение может привести к уменьшению пропускной способности электрической сети, к увеличению потерь мощностей трансформаторов, а значит, к сокращению срока их службы.

Нагрузкой ЭД называется мощность на его валу, которую он развивает в данный момент времени. Тепловое действие тока нагрузки характеризуется максимальной температурой нагрева ЭУ, которая не должна превышать допустимую температуру для принятого класса изоляции обмоток ЭД.

Расчетной нагрузкой по допустимому нагреву является такая неизменная во времени 30 – минутная нагрузка, которая вызывает такой же нагрев проводников сети или тепловой износ изоляции, как и реальная переменная во времени нагрузка.

Существующие методы определения расчетных нагрузок проектируемых предприятий основаны на обработке экспериментальных и практических данных об электрических нагрузках действующих предприятий различных отраслей промышленности.

[1, с.19-29; 2, с.76-102; 3, с.49-69; 4, с.35-42]

### 2.3.1 Метод расчетных кривых. Метод упорядоченных диаграмм. Метод коэффициента максимума.

Этот метод в настоящее время является основным методом расчета электрических нагрузок промышленных предприятий. Метод применим тогда, когда известны номинальные данные всех ЭП предприятия и их размещение на плане цехов и на территории предприятия.

Определяется средняя нагрузка за максимально загруженную смену, кВт

$$P_{cm} = K_u P_{ном}$$

где  $P_{ном}$  – суммарная номинальная активная мощность группы однородных ЭП, приведенная к ПВ=100%;  $K_u$  – коэффициент использования активной мощности, значение которого определяется по справочным данным для ЭП с разными режимами работы.

Расчетная максимальная нагрузка (получасовой максимум), к

$$P_p = K_p P_{cm}$$

где  $K_p$  – коэффициент расчетной активной (реактивной) мощности, принимаемый по таблицам или графикам из справочной литературы в зависимости от значения  $K_u$  и эффективного числа ЭП  $n_p$ .

Под эффективным числом  $n_p$  понимаем такое число однородных по режиму работы ЭП одинаковой мощности, которое обеспечивает тот же расчетный максимум, что и группа различных по мощности и режиму работы ЭП. Оно определяется по формуле:

$$n_p = \frac{(\sum_{i=1}^n P_{номi})^2}{\sum_{i=1}^n P_{номi}^2}$$

где в числителе – квадрат суммы номинальных мощностей всех  $n$  ЭП; в знаменателе – сумма квадратов тех же мощностей.

Допускается использование упрощенной формулы:

$$n_p = \frac{2 \sum_{i=1}^n P_{номi}}{P_{номmax}} \quad (2.1)$$

Когда найденное по формуле (2.1)  $n_p$  оказывается больше  $n$ , следует принимать  $n_p = n$ .

Если количество ЭП  $n \leq 3$ , можно  $n_p$  не определять, а расчетная мощность

$$P_p = P_{ном} \cdot K_{зар}$$

где  $K_{зар}$  – коэффициент загрузки, принимаемый для продолжительного режима 0,9; для повторно-кратковременного – 0,75; для продолжительного автоматического – 1.  $K_{зар}$  – это отношение средней за время включения в цикле мощности ЭП к его номинальной мощности  $K_{зар} = P_{с,в} / P_{ном}$ .

Реактивная максимальная расчетная нагрузка, квар

$$Q_p = Q_{cm} \cdot K_p''$$

где  $Q_{cm} = P_{cm} \cdot \text{tg} \varphi$  – средняя за максимально загруженную смену реактивная мощность, квар, определяемая для каждой группы однородных ЭП;

$K_p''$  – коэффициент расчетной реактивной мощности. В соответствии с практикой проектирования принимают  $K_p'' = 1,1$  при  $n_p \leq 10$  и  $K_p'' = 1$  при  $n_p > 10$ .

Расчеты активных и реактивных мощностей проводят параллельно, что позволяет в итоге определить расчетное значение полной мощности, кВА

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}$$

### 2.3.2 Метод удельного потребления ЭЭ на единицу продукции

Определяется годовой расход активной ЭЭ, кВт\*ч

$$A_a = \omega_0 \cdot M,$$

а по нему расчетную нагрузку, кВт

$$P_p = A_a / T_q,$$

где  $T_q$  – годовое число часов работы предприятия;  $M$  – годовое число единиц продукции, шт., м., кг. и т.п.;  $\omega_0$  – удельный расход ЭЭ на единицу продукции, кВт\*ч/ед.продукции.

Удельный расход  $\omega_0$  определяют на основе анализа данных о расходе ЭЭ на действующих предприятиях соответствующих отраслей промышленности. Данные об  $\omega_0$  по видам промышленной продукции даются в справочниках.

Этот метод может быть использован для предварительных расчетов на стадии технико-экономического обоснования намеченных вариантов СЭС, когда известен годовой выпуск продукции. Главное его преимущество в том, что определение  $A_a$  не зависит от номинальных мощностей электроприводов различных механизмов. Расчет нагрузок по этому методу особенно эффективен для производств с непрерывным технологическим процессом (обогащительные фабрики, предприятия химической промышленности и т.п.).

### 2.3.3 Метод удельной плотности электрической нагрузки

Носит оценочный характер и применяется на первых ступенях проектирования СЭС для расчета нагрузок на высшем напряжении схемы электроснабжения (6 – 10 кВ и выше) по цехам, п/ст, линиям электроснабжения.

Расчетная нагрузка по этому методу, кВт

$$P_p = P_{уд} \cdot F,$$

где  $P_{уд}$  – удельная плотность нагрузки на  $1\text{ м}^2$  производственной площади, Вт/м<sup>2</sup>;  $F$  – площадь размещения ЭП, м<sup>2</sup>.

$P_{уд}$  зависит от характера производства и отрасли промышленности, выбирается по справочным данным. Так, для инструментальных цехов  $P_{уд} = 50 - 100$  Вт/м<sup>2</sup>, для заводов горно-шахтного оборудования – 400 – 420 Вт/м<sup>2</sup>.

### 2.3.4 Метод коэффициента спроса

Методом пользуются для оценочных расчетов максимальных нагрузок промышленных предприятий на высшем напряжении (6 – 10 кВ и выше) схемы электроснабжения. Если требуется определить расчетную максимальную нагрузку узла электроснабжения (цех, предприятие) на стадии проектного задания и неизвестны мощности отдельных ЭП, то величины  $P_p$  и  $Q_p$  определяют по коэффициенту спроса  $K_c$  и коэффициенту мощности  $\cos \phi$ , принимаемым для данной характерной группы ЭП или отрасли промышленности:

$$P_p = K_c \cdot P_{ном},$$

$$Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg} \phi.$$

Величина  $K_c$  принимается постоянной, независимо от числа и мощности отдельных ЭП. Этот метод рекомендуется использовать при определении общезаводских нагрузок и достаточно высоких значениях  $K_c$  и числа ЭП  $n$ .

Этот метод широко применяется для расчета осветительных сетей цехов предприятия. Расчетная осветительная нагрузка осветительной сети, кВт

$$P_{о.р} = K_{с.о} \cdot P_{ном.о},$$

где  $P_{ном.о}$  – номинальная мощность светильников, кВт;  $K_{с.о}$  – коэффициент спроса осветительной нагрузки, величина которого выбирается в зависимости от назначения помещения (от 0,6 до 1).

### 2.4 Метод определения электрических нагрузок однофазных ЭП

Однофазные ЭП, включенные на фазные и линейные напряжения и распределенные по фазам с неравномерностью не выше 15%, учитываются как трехфазные той же суммарной мощностью. При большей неравномерности расчетная нагрузка принимается равной тройной нагрузке наиболее загруженной фазы.

При  $n < 3$  однофазных ЭП условная трехфазная номинальная мощность  $P_{ном.у}$  определяется следующим образом:

$$\text{- при включении ЭП на фазное напряжение } P_{ном.у} = 3 \cdot S_n \cdot \sqrt{P/B} \cdot \cos \phi = 3 \cdot P_{ном.ф},$$

где  $S_n$  – паспортная мощность;  $P_{ном.ф}$  – номинальная мощность наиболее загруженной фазы;

- при включении ЭП на линейное напряжение

$$\text{при одном ЭП } P_{ном.у} = \sqrt{3} \cdot P_{ном};$$

$$\text{при } n=2+3 \quad P_{ном.у} = 3 \cdot P_{ном};$$

При  $n > 3$  и одинаковых  $K_c$  и  $\cos \phi$  расчетная нагрузка однофазных ЭП, включенных на фазное или линейное напряжение:

$$P_p = 3 \cdot K_c \cdot K_p \cdot P_{номф};$$

$$Q_p = 1,1 \cdot K_c \cdot Q_{номф}.$$

[1, с.24-25; 3, с.63-64]

### 2.5 Определение пикового тока

При пуске ЭД большой мощности в электрической сети возникает кратковременные пиковые токи различной продолжительности. Значения пиковых токов необходимо определять для проверки электросетей по условиям самозапуска ЭД, выбора аппаратов защиты, при выполнении расчетов колебаний напряжения в сети.

Под пиковым током  $I_{\text{пик}}$  понимают максимальный кратковременный ток электросети продолжительностью в несколько секунд. Для АД с короткозамкнутым ротором в качестве  $I_{\text{пик}}$  принимается его пусковой ток  $I_{\text{пуск}}$ , кратность которого  $\lambda_n$  указывается в паспорте:

$$I_{\text{пик}} = I_{\text{пуск}} = \lambda_n \cdot I_{\text{ном}}$$

При подключении к сети группы из двух – пяти ЭД за пиковый ток принимается:

$$I_{\text{пик}} = I_{\text{пуск}} + \sum_{i=1}^{n-1} I_{\text{ном}}$$

где  $I_{\text{пуск}}$  - наибольший пусковой ток одного ЭД, входящего в группу;  $\sum_{i=1}^{n-1} I_{\text{ном}}$  - суммарный номинальный ток группы ЭП без учета номинального тока  $I_{\text{ном max}}$  наибольшего по мощности ЭД.

Пиковый ток группы более пяти ЭП:

$$I_{\text{пик}} = I_{\text{пуск}} + (I_p - k_v \cdot I_{\text{ном max}}),$$

где  $I_p$  - максимальный расчетный ток нагрузки группы ЭП;  $k_v$  - коэффициент использования механизма, приводимого ЭД с наибольшим пусковым током  $I_{\text{пуск}}$ ;  $I_{\text{ном max}}$  - номинальный (приведенный к ПВ=100%) ток ЭД с наибольшим пусковым током.

Пиковая (пусковая) мощность, кВА:

$$S_{\text{пик}} = \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot I_{\text{пик}}$$

Величину  $I_{\text{пик}}$  от дуговых электропечей или сварочных трансформаторов можно принять не менее трехкратного номинального тока.

## 2.6 Потери мощности и энергии в элементах системы электроснабжения

Передача ЭЭ от ИП к ЭП сопровождается потреблением активной и реактивной мощностей этими ЭП, а также потерями мощности и ЭЭ в электрических сетях. В любой момент времени активная нагрузка ИП:

$$P_t = \sum P_p + \Delta P_x + \Delta P_{\text{ТР}}$$

где  $\sum P_p$  - сумма расчетных нагрузок ЭП;  $\Delta P_x$  и  $\Delta P_{\text{ТР}}$  - соответственно потери мощности в линиях и трансформаторах.

Аналогично и для реактивной нагрузки ИП:

$$Q_t = \sum Q_p + \Delta Q_x + \Delta Q_{\text{ТР}}$$

где  $Q_t$  - нагрузка ИП в момент времени  $t$ ;  $\sum Q_p$  - сумма расчетных реактивных нагрузок ЭП;  $\Delta Q_x$  и  $\Delta Q_{\text{ТР}}$  - потери мощности в линиях и трансформаторах.

Потери активной мощности в линии переменного трехфазного тока:

$$\Delta P_x = 3 \cdot I^2 \cdot R_x = S^2 \cdot R_x / U^2 = (P^2 + Q^2) \cdot R_x / U^2,$$

где  $I$  - ток нагрузки линии;  $R_x$  - активное сопротивление линии;  $P, Q, S$  - соответственно активная, реактивная и полная мощности, проходящие по линии;  $U$  - напряжение.

Аналогично потери реактивной мощности в линии:

$$\Delta Q_x = 3 \cdot I^2 \cdot x_x = S^2 \cdot x_x / U^2 = (P^2 + Q^2) \cdot x_x / U^2,$$

где  $x_x$  - реактивное сопротивление линии.

Активное и индуктивное сопротивления линии:

$$R_x = r_0 \cdot l; \quad x_x = x_0 \cdot l,$$

где  $r_0$  и  $x_0$  - соответственно расчетные активное и индуктивное сопротивления 1 км проводника линии, Ом/км;  $l$  - длина линии, км.

Потери активной мощности в трансформаторах состоят из потерь на нагревание обмоток трансформатора (потерь короткого замыкания), зависящих от тока нагрузки, -  $\Delta P_{\text{КЗ}}$  ( $\Delta P_M$ ) и потерь на нагревание стали (потерь холостого хода), не зависящие от тока нагрузки  $\Delta P_{\text{ХХ}}$  ( $P_{\text{СТ}}$ ):

$$\Delta P_{\text{ТР}} = \Delta P_{\text{ХХ}} + \Delta P_{\text{КЗ}} \left( \frac{S}{S_{\text{НОМТ}}} \right)^2,$$

где  $S$  и  $S_{\text{НОМТ}}$  - соответственно нагрузка и номинальная мощность трансформатора;  $\Delta P_{\text{ХХ}}$  и  $\Delta P_{\text{КЗ}}$  - каталожные данные трансформатора.

Реактивные потери мощности в трансформаторе складываются из потерь, вызванных рассеянием магнитного потока в трансформаторе (потерь короткого замыкания), зависящих от тока нагрузки, -  $\Delta Q_{\text{КЗ}}$  и потерь на намагничивание трансформатора (потерь холостого хода), не зависящих от нагрузки трансформатора, -  $\Delta Q_{\text{ХХ}}$ :

$$\Delta Q_{\text{ТР}} = \Delta Q_{\text{ХХ}} + \Delta Q_{\text{КЗ}} \left( \frac{S}{S_{\text{НОМТ}}} \right)^2.$$

Реактивные потери можно определить по каталожным данным трансформатора:

$$\Delta Q_{TP} = \left( \frac{S_{НОМТ}}{100} \right) \cdot [U_K \cdot \left( \frac{S}{S_{НОМТ}} \right)^2 + i_{XX}],$$

где  $U_K$  - напряжение короткого замыкания, %;  $i_{XX}$  - ток холостого хода, %.

Для определения потерь ЭЭ применяют метод, основанный на понятиях числа часов использования максимума нагрузок  $T_{max}$  и числа часов использования максимальных потерь  $\tau_{max}$  (время максимальных потерь).

$\tau_{max}$  зависит от величины  $T_{max}$  и  $\cos \varphi$ , и определяется по кривым  $\tau_{max} = f(T_{max}, \cos \varphi)$ , приводимым в справочниках или по формуле:

$$\tau_{max} = (0,124 + T_{max} \cdot 10^{-4}) \cdot 8760$$

Потери активной и реактивной ЭЭ в линии

$$\Delta A_{ак} = \Delta P_{ак} \cdot \tau_{max ак} = \frac{S^2 \cdot R_2}{U^2} \cdot \tau_{max ак};$$

$$\Delta A_{ре} = \Delta Q_{ре} \cdot \tau_{max ре} = \frac{S^2 \cdot x_2}{U^2} \cdot \tau_{max ре};$$

где  $\tau_{max ак}$ ,  $\tau_{max ре}$  - соответственно время максимальных потерь активной и реактивной мощностей.

Потери ЭЭ в трансформаторах слагаются из двух составляющих: потерь ЭЭ в меди и в стали. Суммарные активные потери ЭЭ в трансформаторе:

$$\Delta A_{ATP} = \Delta P_{XX} \cdot T_{вкл} + \Delta P_{КЗ} \left( \frac{S}{S_{НОМТ}} \right)^2 \cdot \tau_{max ак}.$$

Суммарные реактивные потери ЭЭ в трансформаторе:

$$\Delta A_{РТР} = \frac{S_{НОМТ}}{100} \left[ U_K \left( \frac{S}{S_{НОМТ}} \right)^2 \cdot \tau_{max ре} + i_{XX} \cdot T_{вкл} \right];$$

где  $T_{вкл}$  - время включения трансформатора в году, час.

Годовой расход активной и реактивной ЭЭ будет определяться суммой расходов ЭЭ электропотребителей и потерь ЭЭ в линиях и трансформаторах.

Снижение потребления ЭЭ - один из важных показателей производственной деятельности предприятия. Основной способ снижения потребления ЭЭ - ее экономия за счет уменьшения потерь ЭЭ в СЭС предприятия, а также за счет

рационализации и усовершенствования технологического процесса потребления ЭЭ электроприемниками.

Потери ЭЭ в трансформаторах необходимо снижать до возможного минимума путем правильного выбора мощности и числа трансформаторов, рационального режима их работы, исключением х.х. при малых нагрузках.

Потери ЭЭ в ЛЭП, зависящие от квадрата тока и сопротивления линии, могут быть снижены при параллельном включении парных линий, применения повышенных напряжений (660 В, 10 кВ).

Для снижения потерь ЭЭ следует стремиться к получению равномерного графика нагрузки предприятия. Снижение значения суммарного максимума нагрузки при той же установленной мощности трансформаторов позволяет обеспечить питание большего числа ЭП. Такое снижение суммарного максимума и выравнивание графика могут быть достигнуты смещением времени начала работы предприятий и обеденных перерывов в цехах, установлением часов работы односменных цехов.

Следует стремиться к уменьшению расхода и потерь ЭЭ в таких общепромышленных установках, как компрессорных, вентиляционных, водонасосных установках, транспортных устройствах и электроосвещении. Существует целый ряд эффективных способов экономии ЭЭ и снижения нагрузок этих ЭУ [1].

Большое влияние на снижение потерь ЭЭ оказывает усовершенствование технологического процесса. Поскольку основными потребителями ЭЭ на производстве являются электроприводы различных механизмов, то необходимо обращать внимание на режим загрузки и работы ЭД. Так, при нагрузке двигателя меньше  $0,5P_H$  его необходимо заменить ЭД меньшей мощности или переключить обмотки статора с треугольника на звезду. У многих станков для экономии ЭЭ применяют ограничители х.х., автоматически отключающие ЭД при паузах больше определенной длительности.

[1, с.34-60; 2, с.107-119]

## 2.7 Потребители реактивной мощности и меры по ее уменьшению

ЭП в процессе работы потребляет как активную, так и реактивную мощности.

Активная энергия, потребляемая ЭП, преобразуется в другие виды энергии: механическую, тепловую и т.п. реактивная мощность на связана с полезной работой ЭП и расходуется на создание электромагнитных полей в ЭД, трансформаторах, линиях.

Реактивная мощность может иметь индуктивный и емкостной характер. Считается, что реактивная индуктивная мощность  $Q_L$  является нагрузочной или потребляемой, а реактивная емкостная мощность  $Q_C$  - генерируемой.

Прохождение в электросетях реактивных мощностей и токов обуславливает дополнительные потери активной мощности в линиях, трансформаторах, дополнительные потери напряжения, требует увеличения номинальной мощности или числа трансформаторов, снижает пропускную способность СЭС. Все это видно из формул определения

- полной мощности

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2};$$

- потерь активной мощности

$$\Delta P = (P^2 + Q^2) \cdot R / U_{\text{ном}}^2;$$

потери напряжения

$$\Delta U = (PR + QX) / U_{\text{ном}};$$

где  $R$  и  $X$  – активное и реактивное сопротивления элементов электросети;  $S$ ,  $P$ ,  $Q$  – полная, активная и реактивная мощности;  $U_{\text{ном}}$  – номинальное напряжение сети.

Основным потребителем  $Q_L$  на промышленных предприятиях являются асинхронные двигатели (АД) (60 – 65% общей ее потребления), трансформаторы (20 – 25%) и др.

Снижение реактивных нагрузок потребителей может осуществляться:

- выполнением мероприятий, не требующих установки компенсирующих устройств, снижающих реактивную мощность (естественная компенсация);
- установкой компенсирующих устройств (КУ) для частичной или полной компенсации реактивной мощности (искусственная компенсация).

К мероприятиям, не требующим установки компенсирующих устройств, относятся:

- упорядочение технологического процесса;
- переключение статорных обмоток АД напряжением до 1000 В с треугольника на звезду при их загрузке менее 40%;
- установка ограничителей х.х. АД;
- замена малозагруженных ЭД двигателями меньшей мощности;
- повышением качества ремонта ЭД с сохранением их номинальных данных;
- работа малозагруженных ЭД на пониженном напряжении, если возможно его регулирование;
- замена АД синхронными двигателями (СД) той же мощности, где это возможно по технико-экономическим соображениям;
- применение СД для всех новых установок электропривода, где это приемлемо по технико-экономическим соображениям;
- замена, переустановка и отключение трансформаторов, загруженных менее 30% от их номинальной мощности.

Для искусственной компенсации  $Q$ , называемой иногда «поперечной» компенсацией, применяются специальные КУ, являющиеся источниками  $Q_C$ .

Наглядное представление о сущности компенсации дает векторная диаграмма, представленная на рис. 2.6.

После компенсации, т.е. после подключения параллельно нагрузке КУ суммарная  $Q$ , потребляемая из сети будет  $Q_L - Q_C$ .

Снижается угол сдвига фаз с  $\varphi_1$  до  $\varphi_2$ , повышается  $\cos \varphi$ . Полная потребляемая мощность при той же  $P$  снизится с  $S$  до  $S'$ . Следовательно, в

результате компенсации  $Q$  можно при том же сечении проводов повысить пропускную способность сети по  $P$ .

За счет подключения к сети КУ с мощностью  $Q_K$  уменьшается  $\Delta P$  и  $\Delta U$ , что видно из формул:

$$\Delta P = \frac{[P^2 + (Q - Q_K)^2]R}{U_{\text{ном}}^2}$$

$$\Delta U = \frac{PR + (Q - Q_K)X}{U_{\text{ном}}}$$

[1, с.50-60, 86-100; 2, с.299-328]

## 2.8 Средства компенсации реактивной мощности

К техническим средствам компенсации  $Q$  относятся:

- конденсаторные батареи (КБ);
- синхронные двигатели (СД);
- синхронные компенсаторы (СК);
- вентильные статические источники реактивной мощности (ИРМ).

Наибольшее распространение на предприятиях имеют КБ. Они изготавливаются на напряжения 220, 380, 660, 6300 и 10500 В в однофазном и трехфазном исполнении, для внутренней и наружной установки.

Преимущества КБ:

- малые удельные потери  $\Delta P$  до 0,005 кВт/квар;
- отсутствие вращающихся частей;
- простота монтажа и эксплуатации;
- относительная малая стоимость;
- возможность установки около отдельных групп ЭП.

Недостатки КБ:

- пожароопасность;
- наличие остаточного заряда, повышающего опасность при обслуживании;
- чувствительность к перенапряжениям и толчкам тока;
- возможность только ступенчатого, а не плавкого регулирования мощности.

Удельная стоимость КБ высокого напряжения на 1 квар вырабатываемой  $Q$  меньше, чем у КБ низкого напряжения, но последняя проще и надежнее в эксплуатации.

КБ изготавливают из определенного числа конденсаторов, которые в зависимости от напряжения и требуемой  $Q$  соединяют между собой параллельно - последовательно. Комплексные КБ имеют встроенные разрядные сопротивления для снятия остаточного напряжения при отключении КБ от сети (рис. 2.7).

В качестве разрядного сопротивления могут использоваться лампы накаливания или два однофазных трансформатора напряжения.

Другой вид КУ – СД.



При увеличении тока возбуждения выше номинального значения СД могут вырабатывать  $Q$ . СД рассчитаны на опережающий  $\cos\varphi = 0,9$  и при номинальной активной нагрузке  $P_{\text{ном}}$  и  $U_{\text{ном}}$  могут вырабатывать номинальную реактивную мощность:

$$Q_{\text{ном}} \approx 0,5P_{\text{ном}}$$

Основным преимуществом СД по сравнению с КБ является возможность плавного регулирования генерируемой  $Q$ .

Недостатком является то, что активные потери  $\Delta P$  на генерирование  $Q$  для СД больше, чем для КБ, так как зависят от квадрата генерируемой  $Q$  СД.

Как правило, в СЭС промпредприятий КБ компенсируют  $Q$  основной части графика нагрузок, а СД снижают, главным образом, пики нагрузок графика, реактивных нагрузок.

Разновидностью СД являются СК, которые представляют собой СД облегченной конструкции, без нагрузки на валу. Выпускаются СК мощностью выше 5000 квар и имеют ограниченное применение в сетях промпредприятий.

В сетях с резкопеременной нагрузкой на напряжении 6 – 10 кВ рекомендуется применение ИРМ, которые устанавливаются вблизи таких ЭП. В состав ИРМ входят нерегулируемые емкости и регулируемые с помощью тиристорных ключей индуктивности.

Достоинством ИРМ являются отсутствие вращающихся частей, относительная плавность регулирования  $Q$ , выдаваемой в сеть, возможность трех- и четырехкратной перегрузки по  $Q$ .

Недостаток ИРМ – возможность появления высших гармоник в сети при их работе.

[3, с.119-121]

## 2.9 Выбор КУ и их размещение

Расчет и выбор КУ производится на основании договора с ЭС и в соответствии с «Руководящими указаниями по компенсации».

Необходимая мощность КУ определяется с учетом наибольшей  $Q_{\Sigma}$ , которая может быть передана ЭС предприятию. В общем виде должно соблюдаться условие:

$$Q_p - Q_k \leq Q_{\Sigma}, \quad (2.9)$$

где  $Q_p$  – расчетная, нагрузка предприятия;  $Q_k$  – реактивная мощность, которую надо скомпенсировать на предприятии.

ЭС задаются значением  $Q_{\Sigma 1}$  – реактивной мощности, выдаваемой ЭС предприятию в течение получаса в период максимальных активных нагрузок ЭС и  $Q_{\Sigma 2}$  – средней  $Q$ , передаваемой из ЭС или генерируемой в ЭС в период ее наименьшей нагрузки. С учетом этого выражение (2.9) приобретает вид:

$$Q_{k\text{max}} = Q_{p\text{max}} - Q_{\Sigma 1};$$

$$Q_{k\text{min}} = Q_{p\text{min}} - Q_{\Sigma 2},$$

где  $Q_{k\text{max}}$  и  $Q_{k\text{min}}$  – необходимая мощность КУ в режиме максимальных и минимальных нагрузок ЭС;  $Q_{p\text{max}}$  и  $Q_{p\text{min}}$  – расчетная  $Q$  предприятия в режиме максимальных и минимальных нагрузок.

Выбор мощности КУ и распределение их по сетям промпредприятий производится на основании технико-экономических расчетов.

Источником  $Q$  напряжения 6 – 10 кВ более экономичные, чем  $Q$  источники  $Q$  на напряжении до 1кВ. Но передача  $Q$  из сети 6 – 10 кВ в сеть до 1кВ может привести к увеличению числа трансформаторов на ТП и к увеличению потерь ЭЭ в линиях и трансформаторах.

Размещение КБ в сетях должно удовлетворять условию наибольшего снижения  $\Delta P$  от реактивных нагрузок. Возможна компенсация:

- индивидуальная – с размещением КБ непосредственно у ЭП. При этом разгружается от  $Q$  вся сеть СЭС. Недостаток – неполное использование установленной мощности КБ;

- групповая – у силовых шкафов в цехах;

- централизованная – с подключением на шины 0,4, 6 – 10 кВ п/ст.

Для более экономичного использования КУ некоторые из них оборудуются устройствами автоматического или ручного управления, регулирующими мощность КУ. Это исключает перекомпенсацию  $Q$ , которая может вызвать повышение напряжения в сети и увеличить потери ЭЭ. К таким устройствам относятся устройство автоматического регулирования возбуждения СД, КБ мощностью более 150 квар должны быть снабжены регуляторами  $Q$ . Это достигается за счет деления всей мощности КБ на отдельные (не более 3 – 4) секций. Чаще всего применяется автоматическое регулирование реактивной мощности КБ по времени суток, по уровню напряжения в сети, по уровню потребляемой из сети  $Q$ .

[3, с.122-134]

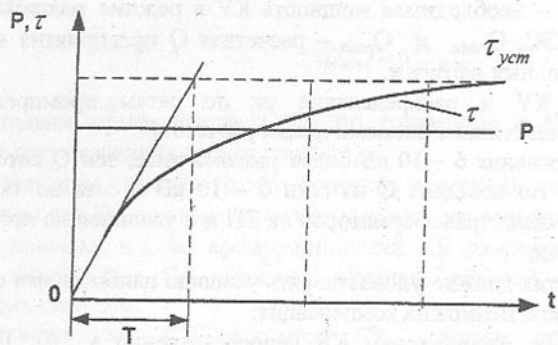


Рисунок 2.1 – Продолжительный режим работы ЭП

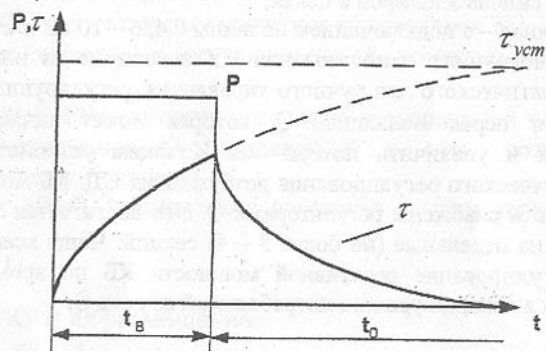


Рисунок 2.2 – Кратковременный режим работы ЭП

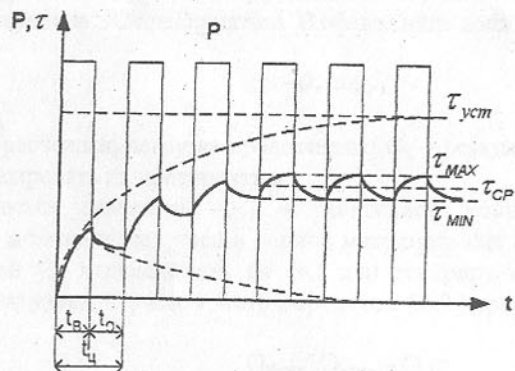


Рисунок 2.3 – Повторно – кратковременный режим работы ЭП

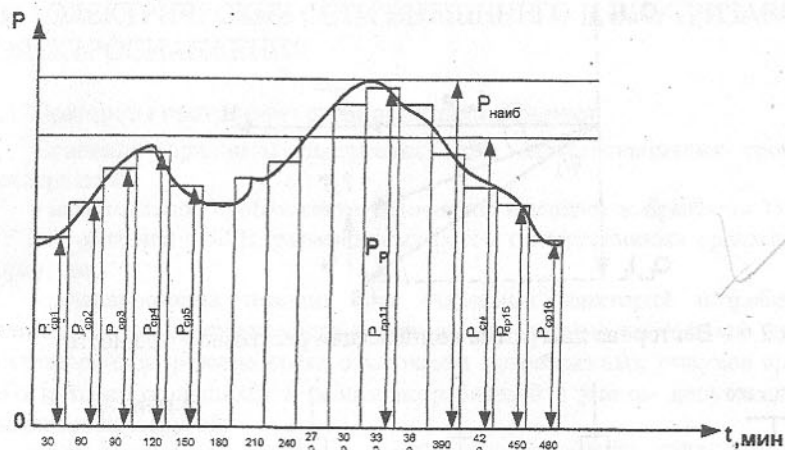


Рисунок 2.4 – График электрических нагрузок за максимально загруженную смену

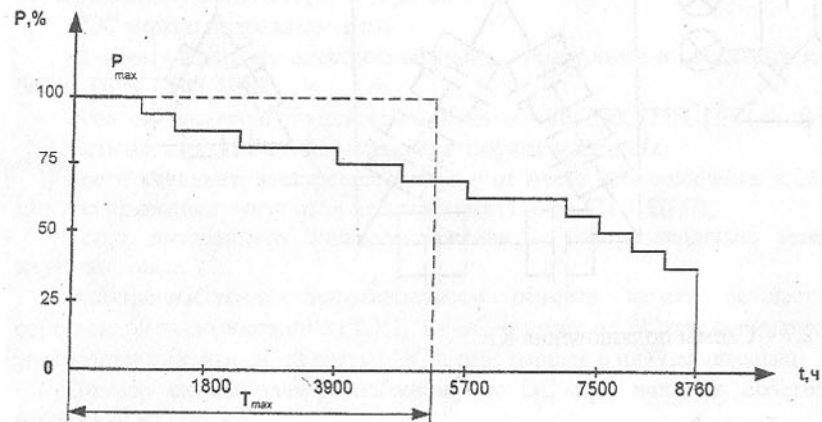


Рисунок 2.5 – Годовой график изменения электрических нагрузок

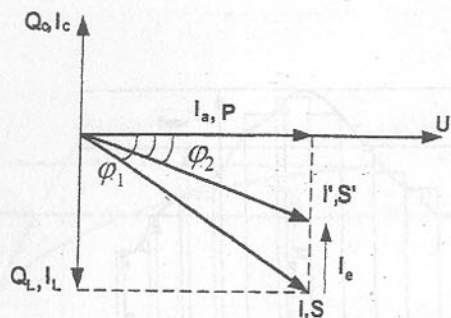


Рисунок 2.6 – Векторная диаграмма компенсации реактивной мощности

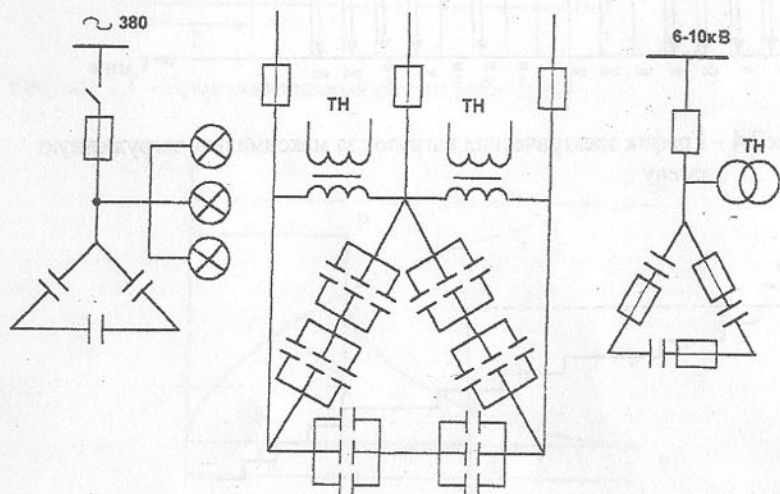


Рисунок 2.7 – Схемы подключения КБ

### 3 ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ ВНЕШНЕГО И ВНУТРИЗАВОДСКОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

#### 3.1 Принципы построения схем электроснабжения

Основные принципы построения схем электроснабжения промышленных предприятий:

- максимальное приближение источников высокого напряжения 35 – 330 кВ к ЭУ потребителей с ПГВ, размещаемых рядом с энергоемкими производственными корпусами;

- резервирование питания для отдельных категорий потребителей. Все элементы схемы должны нести в нормальном режиме постоянную нагрузку, а в послеаварийном режиме после отключения поврежденных участков принимать на себя питание оставшихся в работе потребителей с учетом допустимых для этих элементов перегрузок;

- секционирование всех звеньев СЭС начиная с УРП, ГПП, ПГВ, РП и ТП с установкой на них системы автоматического ввода резерва для повышения надежности питания. В нормальном режиме работы следует обеспечивать раздельную работу элементов СЭС, что снижает токи к.з., облегчает и удешевляет коммутационную аппаратуру и упрощает РЗ.

СЭС можно подразделить на:

- систему внешнего электроснабжения – воздушные и кабельные линии от п/ст ЭС до ПГВ, ГПП, ЦРП;

- систему внутреннего электроснабжения - от ПГВ, ГПП, ЦРП до цеховых ТП.

Сети электроснабжения можно классифицировать как:

- сети внешнего электроснабжения – от места присоединения к ЭС (районная п/ст) до приемных пунктов на предприятиях (ПГВ, ГПП, ЦРП);

- сети внутреннего электроснабжения – внутризаводские, межцеховые и внутрицеховые.

Электроснабжение промышленного объекта может осуществляться от собственной электростанции (ТЭЦ), от ЭС, а также от ЭС при наличии собственной электростанции, имеющей связь с ЭС и работающей с ней параллельно.

Пример схемы электроснабжения от ЭС при наличии собственной ТЭЦ изображен на рис. 3.1.

[1, с.145-157; 2, с.194-195]

#### 3.2 Распределение ЭЭ на напряжение выше 1000 В

Распределение ЭЭ на напряжение выше 1000 В может осуществляться по радиальной и магистральной схемам.

При радиальной схеме каждая ТП или РП питаются отдельными ЛЭП (рис. 3.2). Преимущества радиальных схем – простота выполнения и надежность эксплуатации, т.к. авария на одной линии не влияет на работу ТП, подключенных к другой линии.

Недостатком радиальных схем является малая экономичность, связанная со значительным расходом проводникового материала и увеличением количества высоковольтной коммутационной и защитной аппаратуры.

При магистральной схеме делают ответвления от воздушной высоковольтной ЛЭП на отдельные п/ст или заводят кабельную линию поочередно на несколько п/ст (рис. 3.3).

Преимущество магистральных схем – экономичность, обеспечиваемая за счет уменьшения длины питающих линий, уменьшения количества высоковольтных коммутационных аппаратов. Особенно выгодно применять эти схемы при питании цеховых ТП, располагаемых вдоль цеха.

Основной недостаток – меньшая по сравнению с радиальными схемами надежность электроснабжения, т.к. повреждение магистрали ведет к отключению всех ТП, питающихся от нее. Для повышения надежности электроснабжения применяют схему сквозных двойных магистралей, когда две магистрали от одного РП (ТП) поочередно заводятся на каждую ТП, и двухлучевую схему, когда питание ТП обеспечивается от двух РП. Эти схемы дают возможность при отключении одной из двух магистралей восстановить питание всех потребителей.

[2, с.213-227]

### 3.3 Выбор напряжения СЭС

Выбор напряжения СЭС основывается на сравнении технико-экономических показателей различных вариантов. Предпочтение следует отдавать варианту с более высоким напряжением даже при небольших экономических преимуществах (не более 10-15%) низшего из сравниваемых напряжений.

Для питания крупных предприятий применяют напряжения 110 кВ и выше. На первых ступенях распределения ЭЭ на этих предприятиях применяют напряжение 110, 150 и 220 кВ.

Напряжение 35 кВ используется для распределения ЭЭ на первой ступени средних предприятий и частичного распределения на крупных предприятиях. Для внутривзаводского распределения ЭЭ 35кВ применяется при наличии мощных ЭП на 35 кВ (сталеплавильные печи), ТП малой и средней мощности напряжением 35/0,4 кВ.

Напряжение 10 кВ используется для внутривзаводского распределения ЭЭ на предприятиях с ЭД напряжением 10 кВ; предприятиях малой и средней мощности при отсутствии или незначительном числе ЭД 6 кВ; имеющих собственную электростанцию с напряжением генераторов 10 кВ.

Напряжение 6 кВ применяют при наличии большого количества ЭП на 6 кВ, собственной электростанции напряжением генераторов 6 кВ.

[3, с.144-155]

### 3.4 Выбор варианта схемы электроснабжения

Выбор варианта схемы электроснабжения определяется сравнением технико-экономических показателей. Обычно рассматриваются два-три варианта с выявлением капитальных затрат, ежегодных эксплуатационных расходов, суммарных приведенных затрат.

Капитальные затраты (К) включают в себя стоимость ЛЭП ( $K_n$ ) и стоимость оборудования отдельных элементов проектируемой СЭС (трансформаторов, коммутационной, защитной и измерительной аппаратуры) ( $K_{тр}$ ,  $K_{об}$ ).

Эксплуатационные расходы (С) складываются из стоимости потерь ЭЭ:

$$C_n = c \cdot \Delta A,$$

амортизационных отчислений:

$$C_o = p_o \cdot K / 100,$$

и отчислений на обслуживание:

$$C_o = p_o \cdot K / 100,$$

где С – удельная стоимость потерь ЭЭ;  $\Delta A$  – годовые потери ЭЭ;  $p_n, p_o$  – соответственно процентные отчисления на амортизацию и обслуживание электрооборудования.

Стоимость ЭЭ определяется расчетной себестоимостью ЭЭ, вырабатываемой ЭС или промышленной электростанцией. Процент на амортизацию устанавливается таким, чтобы к концу срока службы линии или оборудования полностью окупилась расходы, затраченные на их установку. Так, если установлен срок службы оборудования 20 лет, то  $p_a = 100/20 = 5\%$ .

Суммарные приведенные затраты:

$$Z = C + \square \cdot K, \text{ грн/год}$$

где  $\square$  – нормативный коэффициент отчислений, 1/год.

Из рассматриваемых вариантов выбирают наиболее рациональный в техническом и экономическом отношениях, т.е. с наименьшими суммарными приведенными затратами.

[3, с.87-90]

### 3.5 Назначение и конструктивное исполнение электрических сетей

Электрические сети могут выполняться воздушными и кабельными линиями, шинпроводами и токопроводами.

[1, с.157-169; 2, с.195-212]

#### 3.5.1 Воздушные линии

Воздушные линии (ВЛ) – устройства для передачи ЭЭ по проводам, расположенным на открытом воздухе и прикрепленным с помощью изоляторов и арматуры к опорам.

По конструкции провода могут быть одно- и многопроволочными. ВЛ выполняются медными, алюминиевыми и сталеалюминевыми проводами.

Медные провода вследствие дефицита меди используются редко. Широко применяются на ВЛ алюминиевые многопроволочные провода марок А, АН, АЖ. Сталеалюминевые провода марки АС, обладающие большей механической прочностью, состоят из стальных проволок, поверх которых навиваются алюминиевые провода.

По условиям механической прочности применяются на ВЛ выше 1000 В алюминиевые провода сечением не менее  $35 \text{ мм}^2$ , сталеалюминевые – не менее  $25 \text{ мм}^2$ . При выборе проводов ЛЭП напряжением 35 кВ и выше нужно учитывать возможность возникновения дополнительных потерь, вызванных появлением «коронь».

Для крепления проводов ВЛ применяют штыревые и подвесные изоляторы, изготавливаемые из фарфора или стекла. Штыревые изоляторы крепятся к опорам на крюках и штырях. При напряжении 110 кВ и выше должны применяться только подвесные изоляторы на гирляндах, которые могут быть поддерживающие и натяжные.

ВЛ прокладываются на деревянных, металлических, железобетонных и комбинированных опорах. По назначению опоры могут быть промежуточными, анкерными, ответвительными, угловыми и концевыми, а также одноцепными и двухцепными.

ВЛ дешевле кабельных линий, если пропускная мощность линий менее 3 МВА.

На промышленных предприятиях ВЛ применяют для сетей внешнего электроснабжения, а во внутреннем – применяются сравнительно редко из-за загруженности территории предприятия различными постройками.

### 3.5.2 Кабельные линии

Кабельная линия (КЛ) – устройство для передачи ЭЭ, состоящее из одного или нескольких параллельных кабелей с соединительными, ответвительными и концевыми муфтами и крепежными деталями. КЛ прокладывают в местах, где затруднено строительство ВЛ.

Преимущества КЛ перед ВЛ: закрытая прокладка, обеспечивающая защиту от атмосферных воздействий, большая надежность и безопасность в эксплуатации. Несмотря на их большую стоимость и трудоемкость сооружения КЛ широко применяют в сетях внешнего и особенно внутреннего электроснабжения.

Кабель состоит из токоведущих жил (7 и 8), изоляции (поясная – 5 и жильная – 6) и защитных оболочек (4), подушки (3) (рис. 3.4).

По числу жил кабели выполняются одно-, двух-, трех- и четырехжильными. Жилы изготавливаются из медной или алюминиевой проволоки и могут быть одно- и многопроволочными.

Изоляцию кабелей до 1000 В выполняют из резины, кабелей свыше 1000 В – из многослойной пропитанной бумаги и различных пластикатов (полиэтилена, поливинилхлорида и др.).

Защитные оболочки (внутренняя 4), препятствующая проникновению влаги, газов и кислот, выполняют из свинца, алюминия и хлорвинила. Для механической защиты оболочек на них накладывают стальную и проволочную броню (2), поверх которой для кабелей, прокладываемых в земле и в воде, накладывают защитную рубашку (1) из пропитанной джутовой пряжи.

На напряжении 35-110 кВ применяют маслонаполненные кабели с бумажной изоляцией, пропитанной минеральным маслом, которое находится под давлением до 0,3 МПа.

Прокладка кабелей может осуществляться:

- в земляных траншеях;
- в каналах;
- в туннелях;
- на эстакадах и галереях;
- блочная прокладка.

Прокладка в земляных траншеях (рис. 3.5) является наиболее простой и дешевой. Защита от механических повреждений обеспечивается прикрытием кабеля (1) кирпичом (2) или бетонными плитами. Глубина прокладки на менее 0,7 м от поверхности земли. В местах пересечения с автодорожными путями кабели заключают в металлические или асбоцементные трубы.

Кабель укладывается на подушку из песка (3) толщиной 0,1 м.

В одной траншее укладывается не более шести кабелей. Расстояние между кабелями не менее 100 мм.

В случаях насыщенности территории предприятия подземными коммуникациями, необходимости параллельной прокладки многих КЛ, агрессивного грунта и блуждающих токов и т.п. используют прокладку КЛ в каналах и туннелях.

Канал – непроходимое кабельное сооружение глубиной до 0,4-1,2 м, покрываемое съемными металлическими или бетонными плитами (рис. 3.6). Прокладка в каналах может быть наружной и внутренней. В каналах целесообразно прокладывать кабели при их числе более 6 (до 30).

Прокладка кабелей внутри зданий (в цехах) осуществляется в каналах, перекрытых несгораемыми плитами, а также в трубах по стенкам и потолкам с креплением на скобах.

Туннель – более глубокое (до 2,5 м) сооружение (рис. 3.7), устанавливаемое в земле для прокладки большого числа кабелей (30 и более) и имеющее устройство принудительной вентиляции. Это наиболее дорогой способ прокладки, который применяется при отсутствии возможности сооружения кабельной эстакады.

Прокладка в туннелях и каналах применяется на крупных предприятиях. При этом облегчается доступ к КЛ, обеспечивается легкость замены поврежденного участка. Недостатком прокладки КЛ в туннелях является повышенная пожарная опасность при электрических пробоях в кабелях. Кроме того устройство туннелей требует больших затрат.

Прокладка кабелей на эстакадах применяется на предприятиях при наличии факторов, исключающих прокладку кабелей другими способами. Кабельные эстакады строят в виде открытого наружного сооружения. При этом можно

использовать эстакады с технологическими трубопроводами. Преимущества этого способа прокладки КЛ – удобство монтажа и эксплуатации, малая вероятность механического повреждения, хороший отвод теплоты от кабелей.

### 3.5.3 Токопроводы

Токопроводы напряжением 6-35 кВ применяют для магистрального питания энергоемких потребителей с токами нагрузки 1500-6000 А при длине передачи 1-2 км.

Токопроводы напряжением до 1 кВ называются шинопроводами.

Применением токопроводов вместо большого количества КЛ и ВЛ повышает надежность электроснабжения, упрощает эксплуатационное обслуживание, сокращает число коммутационного оборудования. Токопроводы обладают большой перегрузочной способностью по сравнению с КЛ и позволяет упростить схему электроснабжения.

Токопроводы имеют значительное индуктивное сопротивление, что, с одной стороны, уменьшает токи к.з., а с другой стороны приводит к большим потерям мощности, чем в КЛ или ВЛ.

В зависимости от вида проводников токопроводы разделяют на жесткие (при использовании жестких шин различного профиля и сечения) и гибкие (с использованием проводов). Токопроводы с фазами, расположенными по вершинам равностороннего треугольника, называют симметричными (фазы цепи имеют одинаковые активное и реактивное сопротивления). Шины токопроводов изготавливают в основном из алюминия или его сплавов.

В сетях 6-35 кВ получили распространение токопроводы следующего исполнения:

- открытый токопровод с вертикально расположенными жесткими шинами и опорными изоляторами;
- открытый токопровод с вертикально расположенными жесткими шинами и подвесными изоляторами;
- симметричный подвесной с жесткими шинами и опорными изоляторами;
- симметричный подвесной с жесткими шинами и подвесными изоляторами;
- гибкие трехфазные токопроводы, которые применяются для передачи мощностей 100-200 МВА на расстоянии 1,5-3 км. Представляют собой двухцепную ВЛ с расщепленными проводами. Каждая фаза состоит из 4, 6, 8 или 10 проводов марки А 600, располагающихся на поддерживающихся зажимах. С помощью подвесок на изоляторах три фазы размещаются по вершинам треугольника и крепятся к опорам;
- закрытые токопроводы на токи до 20 кА и напряжения до 35 кВ, которые имеют преимущества перед открытыми: меньшая вероятность междуфазных к.з., повышенная безопасность обслуживания. Фазы помещаются в кожухе, который может быть разделен перегородками между фазами.

### 3.6 Выбор сечений проводов и кабелей

Выбираемое сечение электрических сетей должно соответствовать следующим требованиям:

- экономичности;
- допустимого нагрева;
- допустимой потере напряжения;
- механической прочности.

Снижение затрат на сооружение электрических сетей в значительной степени зависит от выбора экономически целесообразного сечения, определяемого экономической плотностью тока  $j_{эк}$ , А/мм<sup>2</sup>.

Сущность технико-экономического расчета, по которому определено значение  $j_{эк}$ , поясняет рисунок 3.8. Прямая 1 – зависимость капитальных вложений К и расходов на амортизацию  $C_a$  и обслуживание  $C_o$  от сечения проводника F; чем больше F, тем дороже стоит проводник.

С другой стороны чем больше F, тем меньше его сопротивление, а значит и потери ЭЭ. Кривая 2 – затраты на потери ЭЭ имеет обратно зависимую от F характеристику. Суммарные приведенные затраты, полученные сложением ординат 1 и 2, представлены кривой 3. Она имеет явно выраженный минимум при некоторой оптимальной площади сечения проводника  $F_{эк}$ , называемой экономическим сечением. Экономическое сечение проводника может быть рассчитано по формуле:

$$F_{эк} = I_p / j_{эк},$$

где  $I_p$  – расчетное значение тока, протекающего по проводнику в нормальном рабочем режиме, А.

Т.е.  $j_{эк}$  обеспечивает минимум суммарных приведенных затрат на сооружение и эксплуатацию электрической сети.

ПУЭ установлены значения  $j_{эк}$ , зависящие от материала, конструкции проводника и числа часов использования максимальной нагрузки  $T_{max}$ . При этом не учитываются стоимость ЭЭ и напряжение ЛЭП.

Так для неизолированных проводов и шин из алюминия  $j_{эк} = 1 \div 1,3$  А/мм<sup>2</sup>, а для кабелей с алюминиевыми жилами с бумажной изоляцией  $j_{эк} = 1,2 \div 1,6$  А/мм<sup>2</sup>.

В сетях напряжением до 1 кВ сечение, выбираемое по  $j_{эк}$ , в 2-3 раза превышает сечение, выбранное по другим технологическим требованиям. Поэтому допускается не проверять по  $j_{эк}$  сети напряжением до 1 кВ при  $T_{max} < 4000$  час; ответвления к отдельным ЭП напряжением до 1 кВ; осветительные сети; шины РУ и п/ст; маслонаполненные кабели напряжением 35-220 кВ.

Все остальные сети выбираются по  $j_{эк}$ . Сечение  $F_{эк}$ , полученное в результате расчета, округляется до ближайшего стандартного сечения.

[3, с.84-87]

### 3.7 Выбор сечения проводников по нагреву

Проводники электрических сетей от проходящего по ним тока нагреваются. Чрезмерно высокая температура нагрева проводника может привести к преждевременному износу изоляции, ухудшению контактных соединений и пожарной опасности. Поэтому в ПУЭ устанавливаются предельно допустимые значения температуры нагрева проводников, в зависимости от марки и материала изоляции проводника.

Длительно протекающий по проводнику ток, при котором устанавливается наибольшая длительно допустимая температура нагрева проводника, называется предельно допустимым (длительным) током по нагреву ( $I_d$ ). В ПУЭ приводятся значения  $I_d$  для различных марок и сечений проводников, способов прокладки.

Для выбора сечения проводника по условиям нагрева токами нагрузки сравнивают расчетный (рабочий) максимальный  $I_{Pmax}$  и допустимый  $I_d$  токи для проводника принятой марки и условий его прокладки.

Должно соблюдаться условие:

$$I_{Pmax} \leq I_d.$$

Значение  $I_d$  составлены для нормальных условий прокладки проводников: температура воздуха  $+25^\circ\text{C}$ , земли  $+15^\circ\text{C}$  и при условии прокладки в траншее одного кабеля. Если условия прокладки проводника отличается от нормальных, то

$$I'_d = k_{n1} \cdot k_{n2} \cdot I_d,$$

где  $k_{n1}$  — поправочный температурный коэффициент;  $k_{n2}$  — поправочный коэффициент, зависящий от количества параллельно прокладываемых кабелей и расстояния между ними.

При эксплуатации электрических сетей возможны режимы перегрузки и к.з., при которых токи в десятки раз превышают  $I_d$ . Для предотвращения перегрева проводников каждый участок сети должен быть снабжен защитным аппаратом, отключающим поврежденный участок сети с наименьшим временем действия.

[3, с.38-46]

### 3.8 Расчет сети по потере напряжения

Выбранные по  $j_{жк}$  и проверенные по  $I_d$  электрические сети должны быть проверены по потере напряжения.

Прохождение переменного тока по сети связано с возникновением дополнительного индуктивного сопротивления. Рассмотрим векторную диаграмму для одной фазы линии трехфазного тока, обладающей индуктивным  $x$  и активным  $r$  сопротивлениями и питающей индуктивную нагрузку на конце линии (рис. 3.9).

Напряжение  $U_{\phi 2}$  (вектор  $oa$ ) известно. Под углом  $\varphi_2$ , определяемым  $\cos \varphi_2$  нагрузки, отложен вектор тока  $I$ , который отстает от напряжения.

Падение напряжения в линии определяется треугольником падения напряжения  $авс$ , в котором вектор  $ав$  совпадает по фазе с  $I$  и изображает падение напряжения в  $l$  линии, а вектор  $вс$  — падение напряжения в  $x$  линии. Вектор  $ас$ , называемый падением напряжения в линии ( $\Delta \dot{U}_\phi$ ), представляет собой геометрическую разность между напряжениями в начале и конце линии

$$\Delta \dot{U}_\phi = \dot{U}_{\phi 1} - \dot{U}_{\phi 2}.$$

Отрезок  $ad$  представляет собой алгебраическую разность между напряжениями в начале и конце линии (если пренебречь отрезком  $de$ ) и называется продольной составляющей падения напряжения или потерей напряжения:

$$\Delta U_\phi = U_{\phi 1} - U_{\phi 2},$$

и определяется из выражения  $\Delta U_\phi \approx ad = af + fd$ ,

где  $af = Ir \cdot \cos \varphi_2$  и  $fd = Ix \cdot \sin \varphi_2$ .

Значит

$$\Delta U_\phi = Ir \cdot \cos \varphi_2 + Ix \cdot \sin \varphi_2$$

Линейные потери напряжения

$$\Delta U_s = \sqrt{3} \cdot \Delta U_\phi = \sqrt{3} \cdot (Ir \cdot \cos \varphi_2 + Ix \sin \varphi_2),$$

или, учитывая, что  $I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \varphi_2} = \frac{Q}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \sin \varphi_2}$

$$\Delta U_s = \frac{P \cdot r + Q \cdot x}{U}$$

В процентах к номинальному напряжению сети

$$\Delta U_s = \frac{P \cdot r + Q \cdot x}{U_n^2} \cdot 100\% \quad (*)$$

Для линий напряжением выше 35 кВ учитывается поперечная составляющая падения напряжения  $\delta U_\phi$

$$\delta U_\phi = cd = cq - dq = cq - bf = Ix \cdot \cos \varphi_2 - Ir \cdot \sin \varphi_2$$

или

$$\delta U_\phi = \frac{P \cdot x - Q \cdot r}{U}$$

Рассчитанные потери напряжения сравниваются с допустимыми  $\Delta U_d$ , которые для нормального режима работы сети составляют 5%, а в послеаварийном режиме — 10-15%. Должно соблюдаться условие

$$\Delta U_s \leq \Delta U_d$$

После проверок сечения проводника по допустимому нагреву и потерям напряжения производятся проверки:

для ВЛ – на механическую прочность и потерям на «корону», если выбранные сечения выходят за пределы допустимых по этим условиям;

для КЛ – проверка на термическую стойкость токам к.з.  
[3, с.80-84]

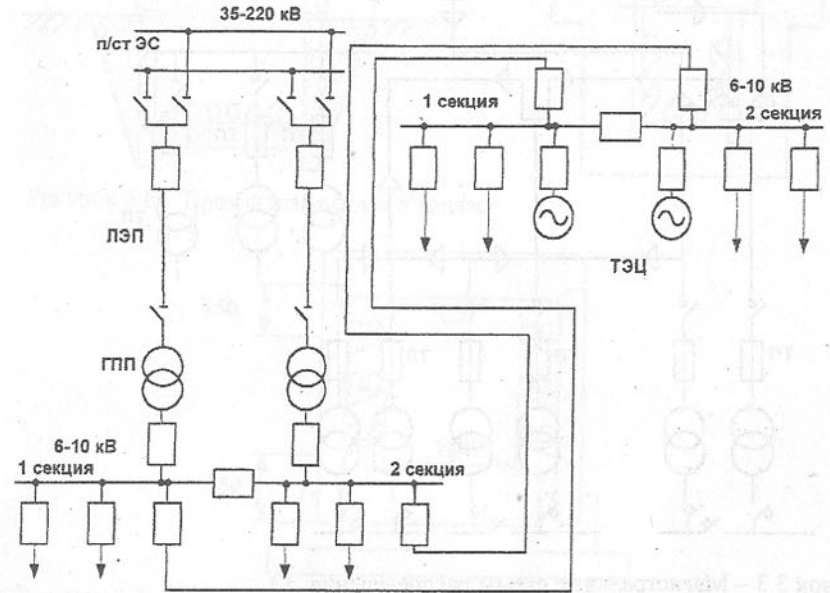


Рисунок 3.1 – Схема электроснабжения от ЭС при наличии собственной ТЭЦ

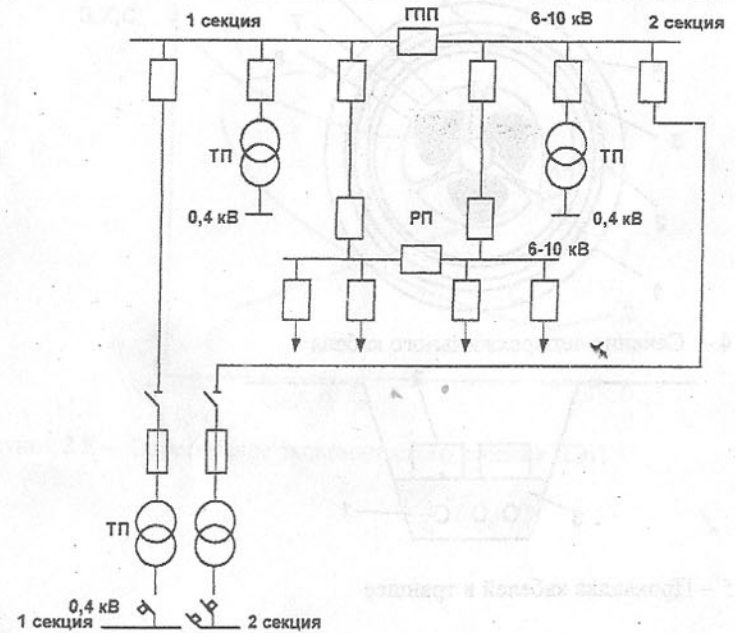


Рисунок 3.2 – Радиальные схемы распределения ЭЭ



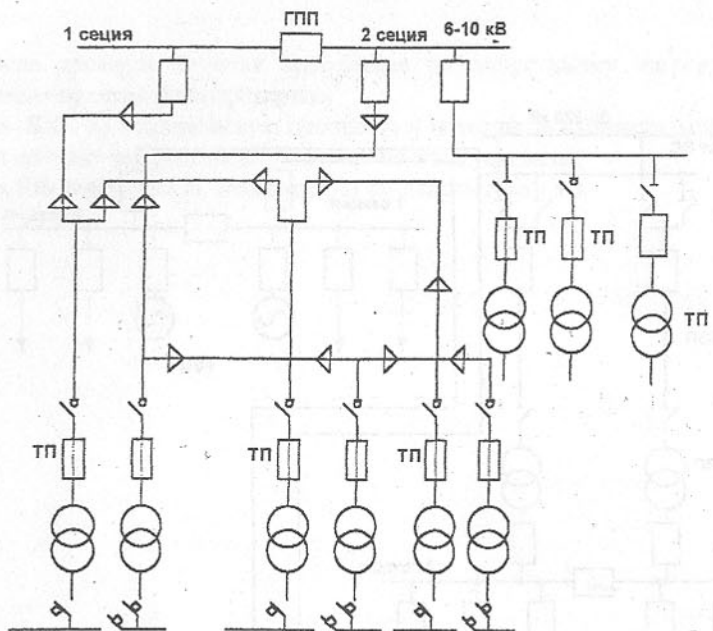


Рисунок 3.3 – Магистральные схемы распределения ЭЭ

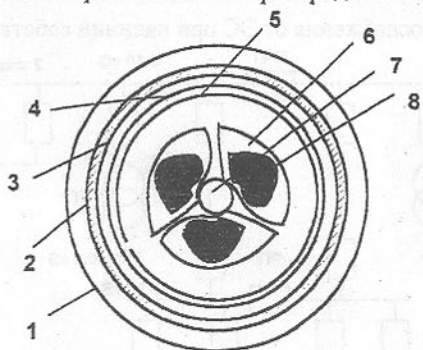


Рисунок 3.4 – Сечение четырехжильного кабеля

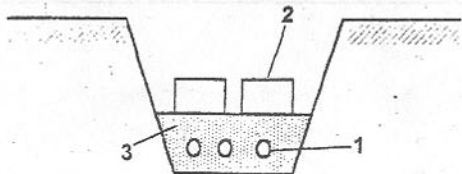


Рисунок 3.5 – Прокладка кабелей в траншее

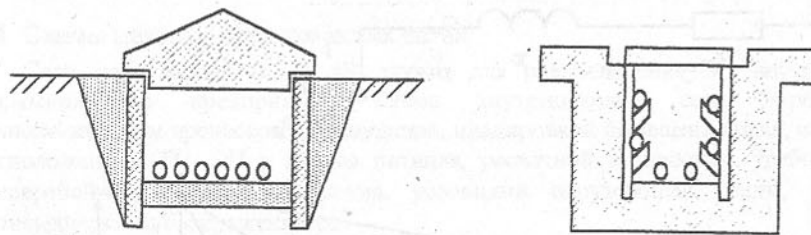


Рисунок 3.6 – Прокладка кабелей в канале

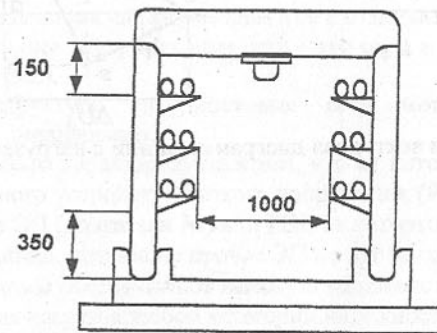


Рисунок 3.7 – Прокладка кабелей в туннеле

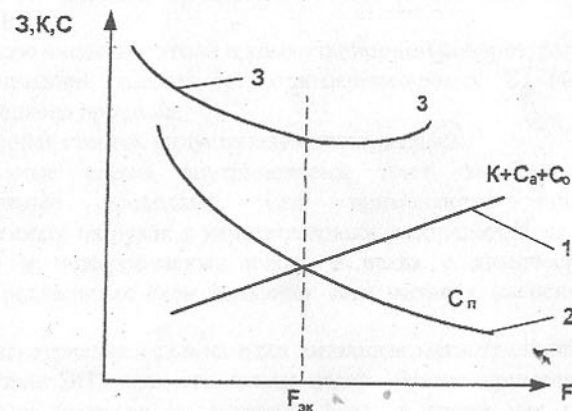


Рисунок 3.8 – Определение экономического сечения ЛЭП

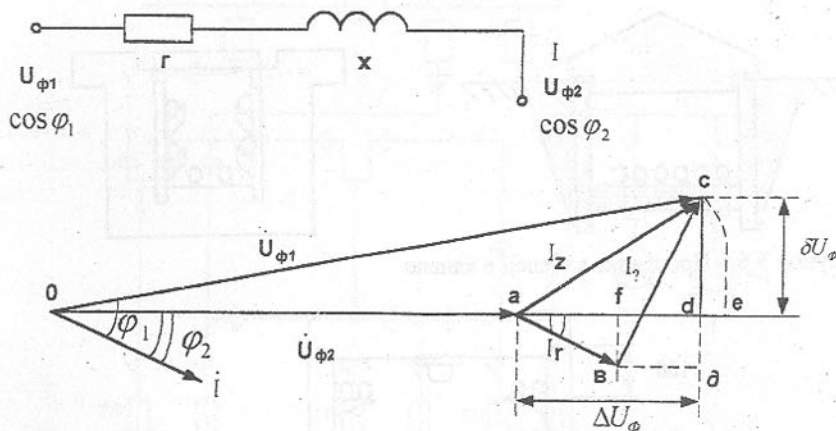


Рисунок 3.9 – Схема и векторная диаграмма линии с нагрузкой в ее конце

## 4 ВНУТРИЦЕХОВЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ

### 4.1 Схемы цеховых электрических сетей

Сети напряжением до 1 кВ служат для распределения ЭЭ внутри цехов промышленного предприятия. Схема внутрицеховой сети определяется технологическим процессом производства, планировкой помещения цеха, взаимным расположением ТП, ЭП и вводов питания, расчетной мощностью, требованиями бесперебойности электроснабжения, условиями окружающей среды, технико-экономическими соображениями.

Внутрицеховые сети делятся на питающие и распределительные.

Питающие отходят от источника питания (ТП) к распределительным шкафам (РШ), к распределительным шинпроводам или к отдельным крупным ЭП.

Распределительные внутрицеховые сети – это сети, к которым непосредственно подключаются ЭП цеха.

По своей структуре внутрицеховые сети могут быть радиальными, магистральными и смешанными.

Радиальные схемы характеризуются тем, что от источника питания, например, от распределительного устройства низкого напряжения (РУНН) ТП, отходят линии, питающие мощные ЭП (двигатели М) или РШ, от которых, в свою очередь, отходят самостоятельные линии, питающие прочие ЭП малой мощности (рис. 4.1).

Радиальные схемы обеспечивают высокую надежность питания, поэтому могут быть применены для нагрузок любой категории надежности.

Недостатками радиальных схем являются:

- малая экономичность, связанная со значительным расходом проводникового материала, РШ;
- большое число защитной и коммутационной аппаратуры;
- ограниченная гибкость сети при перемещениях ЭП, вызванных изменением технологического процесса;
- невысокая степень индустриализации монтажа.

Радиальные схемы внутрицеховых сетей выполняются кабелями или изолированными проводами. Они применяются при наличии групп сосредоточенных нагрузок с неравномерным распределением их по площади цеха, во взрыво- и пожароопасных цехах, в цехах с химически активной средой. Примером радиальных схем являются сети питания насосных и компрессорных станций.

При магистральных схемах одна питающая магистраль обслуживает несколько РШ и крупные ЭП цеха. Эти схемы целесообразно применять при равномерном распределении нагрузок по площади цеха, а также для питания группы ЭП, принадлежащих одной технологической линии.

Одной из разновидностей магистральных схем являются схема блок трансформатор-магистраль (БТМ). При этом внутрицеховая сеть намного упрощается, так как ТП может быть выполнена без РУНН (рис. 4.2).

Питающая магистраль (1) рассчитывается на передачу всей мощности трансформатора, а распределительные шинопроводы (2) – на расчетную нагрузку ЭП, обслуживаемых шинопроводом участков цеха.

При магистральной схеме ЭП могут быть подключены в любой точке магистрали.

Достоинства магистральных схем:

- упрощение и удешевление РУНН ТП;
- высокая гибкость сети, позволяющая перестановку электрооборудования без переделки сети;
- использование унифицированных элементов (шинопроводов), позволяющих быстро вести монтаж индустриальными методами.

Недостаток магистральных схем - меньшая надежность по сравнению с радиальными схемами, так как при аварии на магистрали все подключенные к ней ЭП теряют питание. Но введение в схему резервных перемычек между ближайшими магистралями значительно повышают их надежность. Резервные перемычки должны предусматриваться в цехах с преобладанием нагрузок I и II категории.

Шины 0,4 кВ двухтрансформаторных ТП секционируются автоматическим выключателем QF, который при отключении одного из трансформаторов включается (автоматически или вручную) и питание нагрузок осуществляется от другого трансформатора (рис. 4.3,а). На однотрансформаторных ТП предусматриваются перемычки между соседними РШ или распределительными шинопроводами (рис. 4.3, б).

В нормальном режиме перемычки разомкнуты. Пропускная способность их должна быть 30-40% мощности трансформатора ТП.

Наиболее распространены смешанные (комбинированные) схемы, сочетающие в себе элементы радиальных и магистральных схем и пригодных для любой категории ЭП (рис. 4.4).

От главной питающей магистрали получают питание распределительные шинопроводы (ШРА) и РШ. ЭП питаются через РШ или ШРА в зависимости от расположения оборудования в цехе. РШ устанавливаются на участках с малой нагрузкой, где прокладка ШРА нецелесообразна. Средний радиус отходящих от РШ линий 10-30 м.

[1,с.186-192; 2,с.120-126]

## 4.2 Конструктивное выполнение внутрицеховых электрических сетей

Внутрицеховые электросети напряжением до 1 кВ различаются по многим конструктивным признакам (материал проводников, способ изоляции, условия окружающей среды и т.д.).

По способам изоляции сети до 1 кВ делятся на две группы:

- выполняемые из шин и неизолированных проводов;
- выполняемые из изолированных проводов и кабелей.

Изолированные проводники (провода и кабели) выполняются защищенными и незащищенными. Защищенные проводники поверх электрической изоляции имеют металлическую или другую оболочку, предохраняющую изоляцию от механических

повреждений. Незащищенные проводники такой оболочки не имеют. 1,с.182-192;2,с.127-136]

### 4.2.1 Шинопровод

Шинопроводом называется жесткий токопровод заводского изготовления напряжением до 1 кВ, поставляемый комплектными секциями.

Комплектные шинопроводы состоят из отдельных секций, соединяемых между собой сваркой, болтовыми зажимами или штепсельными разъемами.

Шинопроводы имеют высокую надежность, длительный срок службы, удобны при монтаже и эксплуатации, являются самонесущими, позволяют дополнительно подключать ЭП при изменении технологии производства.

Наибольшее распространение получили закрытые магистральные шинопроводы серии ШМА и закрытые распределительные шинопроводы серии ШРА с алюминиевыми шинами.

ШМА служат для передачи ЭЭ трехфазного тока промышленной частоты напряжением до 660 В в цехах, не содержащих токопроводящей пыли, химически активных газов и испарений. Комплекуются из отдельных секций; крепятся на нижних поясах металлических ферм или на кронштейнах и специальных стойках.

Рассчитаны на токи 1600, 2500 и 4000 А. Длина ШМА не должна превышать 220 м при токе 1600 А и 180 м при 2500 А.

Подключение ШМА к РУНН ТП производится через присоединительные секции ШМА, которые соединяются с коммутационной аппаратурой, размещенной в шкафах ТП.

ШРА предназначен для распределения ЭЭ трехфазного тока промышленной частоты напряжением до 400 В в цехах с нормальной окружающей средой. Комплекуются прямыми и угловыми секциями, могут быть применены для вертикальных участков сети. Рассчитаны на токи 250, 400 и 630 А. Быстрое подключение ЭП без снятия напряжения с шинопровода выполняется через ответвительные коробки штепсельного исполнения, которые выпускаются с предохранителями и автоматами. При открывании крышки коробки ЭП отключается от шинопровода. Если установка защиты не требуется, то на крышке устанавливаются ножи, которые при закрытой крышке входят в губки патронодержателя. Управление аппаратом, смонтированным внутри ответвительной коробки, производится рукояткой, укрепленной на стенке коробки.

ШРА к шинам ТП присоединяют кабелем или проводом, который подводится к вводной коробке, устанавливаемой в месте соединения двух секций шинопровода. К ШМА их присоединяют через вводную коробку, установленную на ШРА, которая соединяется с ответвительной секцией ШМА кабельной перемычкой.

Одной из разновидностей шинопроводов являются открытые шинные магистрали из неизолированных шин, которые прокладываются на высоте 10-12 м по нижнему поясу ферм на изоляторах в цехах небольшой протяженности. Применяются они в цехах, где по условиям влажности и пыльности среды невозможно применение комплектных магистральных шинопроводов ШМА, предназначенных только для помещений с нормальной средой. Преимущества

открытых шин – надежность и дешевизна. Недостаток большая индуктивность по сравнению с комплектными шинопроводами.

Осветительные нагрузки цехов при радиальной схеме питаются отдельными линиями от РУНН ТП, а при магистральных – от головных участков магистралей. Для осветительных сетей используют шинопровод ШОС на напряжение 380/220 В и токи 25,63 и 100 А.

Для питания перемещающихся ЭП (мостовых кранов, тельферов и т.д.) применяют троллейные шинопроводы с медными ШТМ и алюминиевыми ШТА шинами.

#### 4.2.2 Электропроводка

Электропроводкой называют сети постоянного и переменного токов напряжением до 1 кВ, выполняемые изолированными проводами и небронированными кабелями малых (до 16 мм<sup>2</sup>) сечений с резиновой и пластмассовой изоляцией жил.

В цехах основными конструктивными видами электропроводок является прокладка в лотках, коробах, трубах и тросах.

Электропроводки в коробах в отличие от электропроводки в лотках защищают провода и кабели от загрязнения. Число проводов, прокладываемых в одном коробе, не должно быть более 12. Короб может крепиться на тросах или кронштейнах (рис. 4.5 а и б).

Реже в цехах применяется прокладка на роликах и изоляторах, тросах и других открытых конструкциях. Хотя она наиболее простая и дешевая, но не обеспечивает достаточной защиты проводников от механических повреждений.

Прокладка проводов в трубах обеспечивает достаточно надежную защиту от механических повреждений. Такая прокладка, согласно ПУЭ, обязательна для взрывоопасных помещений. Прокладку в защитных трубах выполняют на стойках и под полом. Разновидностью прокладки под полом является модульная подпольная прокладка, выполняемая в стальных, полиэтиленовых и винилпластовых рубках с выходом труб на штепсельные колонки, к каждой из которых подключается группа ЭП.

Кабельные линии в сетях напряжением до 1 кВ предназначены для питания мощных ЭП, распределительных щитов и шкафов, а также ЭП, установленных в среде с особыми условиями, где ограничена прокладка проводов в трубах.

Во внутрицеховых электросетях кабели прокладывают по стенам, по конструкциям (в лотках, коробах, на кронштейнах), в трубах, в кабельных каналах. Применяется так называемые модульные сети, представляющих собой прокладку в трубах с разветвительными коробками, над которыми устанавливают напольные коробки. Ответвительные коробки выполняются с заданным шагом (модулем) 1,5 - 6 м. Линии, отходящие от напольных колонок к ЭП, выполняются проводами или кабелями в трубах. Модульная прокладка применяется тогда, когда возможна частая перепланировка технологических агрегатов и предъявляются особые требования к стерильности и эстетике производства.

#### 4.3 Выбор сечений и защиты проводов и кабелей

##### Напряжением до 1 кВ

Сечение проводов и жил кабелей цеховой сети напряжением до 1000 В выбирают из двух соотношений:

- по условию нагрева длительным расчетным током

$$I_p \leq I_d \cdot k_{\Pi};$$

- по условию соответствия выбранному защитному устройству

$$I_d \geq I_3 \cdot k_3 / k_{\Pi},$$

где  $I_p$  – расчетный ток линии;  $I_d$  – длительно допустимый ток проводника;  $I_3$  – номинальный ток или ток срабатывания защитного аппарата;  $k_{\Pi}$  – поправочный коэффициент на условия прокладки проводов и кабелей;  $k_3$  – коэффициент защиты, предоставляющий собой отношение длительного допустимого тока для провода или кабеля к номинальному току или току срабатывания защиты. Значение его выбирается из таблицы 4.1 минимально допустимые значения  $k_3$ .

Таблица 4.1 – Минимально допустимые значения коэффициента защиты

ТОК ЗАЩИТЫ И ТИП ЗАЩИТНОГО АППАРАТА	КОЭФФИЦИЕНТ ЗАЩИТЫ $k_z \geq I_d / I_z$			
	Для сетей при обязательной защите от перегрузки			Для сетей, где защита от перегрузки требуется
	Проводники с резиновой и аналогичной по тепловым хар-кам изоляцией	Кабели с бумажной изоляцией	Взрыво- и пожароопасные помещения	
Номинальный ток плавкой вставки предохранителя	1,25	1	1	0,33
Ток срабатывания автоматического выключателя, имеющего только максимальный мгновенно действующий расцепитель	1,25	1	1	0,22
Номинальный ток расцепителя автоматического выключателя с нерегулируемой обратной зависимостью от тока характеристикой (независимо от наличия или отсутствия отсечки)	1	1	1	1
Ток срабатывания расцепителя автоматического выключателя с регулируемой, обратной зависимостью от тока характеристикой (при наличии на автоматическом выключателе отсечки ее кратность тока не ограничивается)	1	1	0,8	0,66

Согласно ПУЭ, сети делят на две группы:

- защищаемые от перегрузки и токов к.з.;
- защищаемые только от токов к.з.

Защите от перегрузки подлежат сети:

- силовые и осветительные сети, выполненные внутри помещений открыто проложенными изолированными незащищенными проводниками с горючей изоляцией;

- силовые сети, когда по условиям технологического процесса или режима их работа могут возникнуть длительные перегрузки;

- сети взрывоопасных помещений или взрывоопасных наружных установок независимо от условий технологического процесса или режима работы сети.

Для защиты электросетей до 1 кВ применяют плавкие предохранители, автоматические выключатели, тепловые реле магнитных пускателей.

[1, с.200-210; 2, с.155-170]

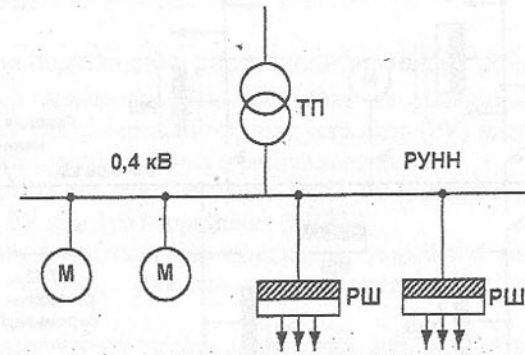


Рисунок 4.1 – Радиальная схема внутрицеховой сети

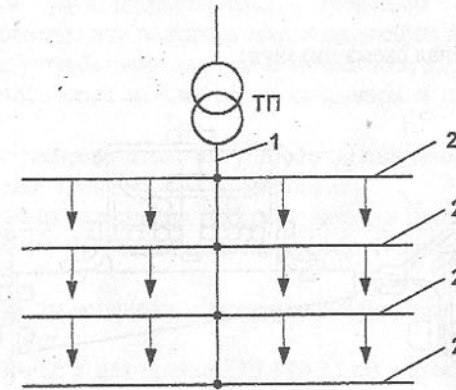


Рисунок 4.2 – Схема блок трансформатор-магистраль

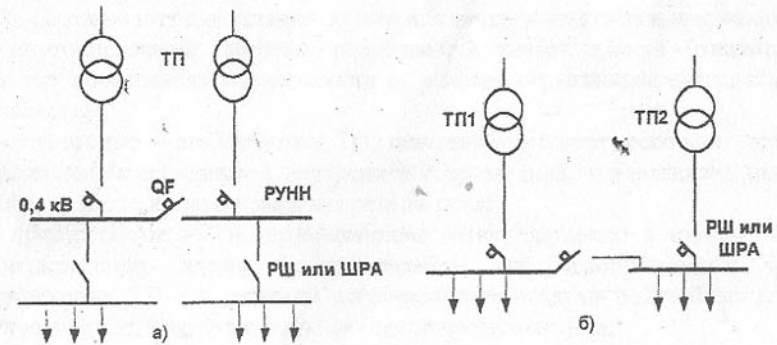


Рисунок 4.3 – Схемы резервирования питания

## 5 ПОДСТАНЦИИ И РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ УСТРОЙСТВА ПРЕДПРИЯТИЙ

### 5.1 Назначение подстанций и распределительных устройств

Подстанцией называется ЭУ, состоящая из трансформаторов или других преобразователей ЭЭ, распределительных устройств (РУ) напряжением до и выше 1 кВ, служащая для преобразования и распределения ЭЭ.

Каждая п/ст имеет три основных узла: РУ высшего напряжения (РУВН), трансформатор, РУ низшего напряжения (РУНН).

РУ содержит коммутационные аппараты, устройства защиты и автоматики, измерительные приборы, сборные и соединительные шины, вспомогательные устройства.

Если РУ расположено внутри помещений п/ст, то оно называется закрытым (ЗРУ), если расположено на открытом воздухе, то - открытым (ОРУ).

Комплексным распределительным устройством (КРУ) называется РУ, состоящее из полностью или частично закрытых шкафов или блоков с встроенными в них аппаратами, устройствами защиты и автоматики, измерительными приборами, поставляемое в полностью или частично собранном и подготовленном к сборке виде.

Комплектное распределительное устройство наружной установки (КРУН) - это КРУ, предназначенное для наружной установки.

В зависимости от назначения п/ст выполняются трансформаторными (ТП) или преобразовательными (ПП) - выпрямительными. ТП являются одним из основных звеньев СЭС.

На территории промышленных предприятий размещают ТП следующих видов:

- 1). Заводские п/ст
  - ГПП и ПГВ с ОРУ для приема ЭЭ 110-35 кВ и преобразования в напряжение 6-10 кВ для питания цеховых п/ст и мощных ЭП;
  - п/ст и РП с ЗРУ, с установкой на них высоковольтного оборудования 6-10 кВ и трансформаторов 6-10/0,4 кВ.

2). Цеховые п/ст для питания одного или нескольких цехов выполняются:

- внутрицеховыми, которые размещаются внутри зданий (открыто или в отдельных помещениях в зависимости от условий окружающей среды и характера производства);

- встроенные - это закрытые ТП, вписанные в контур основного здания или примыкающие к его стенам с внутренней стороны цеха, что позволяет выкатывать трансформатор из камеры прямо за пределы цеха;

- пристроенные - ТП, примыкающие непосредственно к стенам основного производственного здания и применяемые при недопустимости установки внутрицеховых ТП по условиям загрязненности воздуха рабочей зоны и когда значительная часть нагрузок расположена за пределами цеха;

- отдельно стоящие - ТП, расположенные отдельно от здания цеха и применяются когда по условиям технологического процесса невозможно размещения встроенных ТП и для питания нескольких цехов.

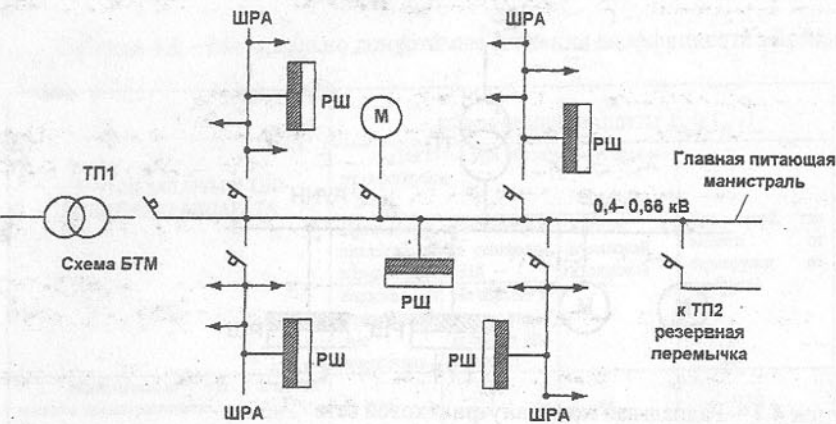


Рисунок 4.4 - Смешанная схема питания

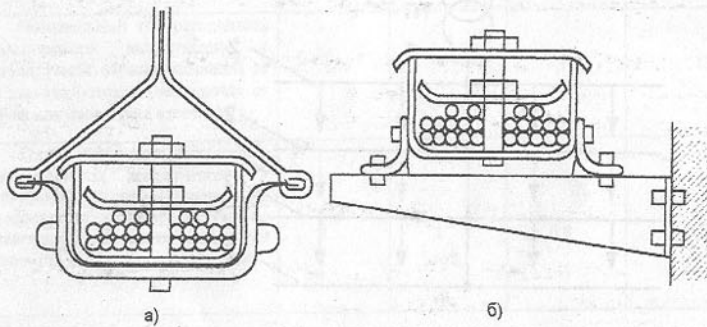


Рисунок 4.5 - Прокладки электропроводки в коробках

Чаще всего ТП выполняются комплектными (КТП), которые состоят из трансформаторов и блоков КРУ или КРУН, поставляемых в собранном или подготовленном для сборки виде.

По количеству трансформаторов ТП бывают одно- и двухтрансформаторными. [1, с.252-263; 2, с.220-222]

## 5.2 Выбор числа и мощности трансформаторов подстанций

Однотрансформаторные ТП применяют при питании ЭП, допускающих перерыв электроснабжения на время доставки «складского» резерва, или при резервировании осуществляемой по переключкам на вторичном напряжении, т.е. для питания ЭП II и III категории.

Двухтрансформаторные ТП применяют при преобладании потребителей I и II категории (особой группы ЭП), а также при наличии неравномерного графика нагрузки (суточного или годового). В условиях максимальных нагрузок один из трансформаторов отключается.

Для уменьшения токов к.з. работа трансформаторов двухтрансформаторных ТП в сетях промышленных предприятий, как правило, предусматривается раздельная.

Ориентировочно число и мощность трансформаторов можно выбирать по удельной плотности нагрузки. При удельной плотности  $0,2 \div 0,3 \text{ кВ} \cdot \text{А} / \text{м}^2$  целесообразно применять в цеховых ТП трансформаторы мощностью 1600-2500кВ\*А. При меньшей плотности нагрузки наиболее экономичны трансформаторы мощностью 1000, 630, 400 кВА и менее.

Выбор мощности трансформаторов производится исходя из расчетной нагрузки объекта электроснабжения,  $T_{\max}$ , предполагаемого роста нагрузок, допустимой перегрузки трансформаторов и их экономической загрузки.

Рекомендуется применять следующие коэффициенты загрузок трансформаторов в нормальном режиме:

а) при преобладании нагрузок I категории на двухтрансформаторных ТП  $k_3 = 0,65 \div 0,7$ ;

б) при преобладании нагрузок II категории при однотрансформаторных ТП и взаимном резервировании на вторичном напряжении  $k_3 = 0,7 \div 0,8$ ;

в) при преобладании нагрузок II категории и при наличии централизованного (складского) резерва трансформаторов, а также при нагрузках III категории  $k_3 = 0,9 \div 0,95$ .

При выборе мощности трансформаторов цеховых ТП необходимо стремиться к возможно большей однотипности трансформаторов.

Мощность трансформатора двухтрансформаторной ТП выбирается с таким расчетом, чтобы при выходе из строя одного трансформатора оставшейся в работе мог бы нести всю нагрузку потребителей I и II категории (потребители III категории могут временно отключаться).

В соответствии с требованиями «Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей» допускается перегрузка трансформаторов сверх номинальной до 40% общей продолжительностью не более 6 часов в сутки в течении 5 суток подряд при условии, что коэффициент начальной загрузки не

превышал 0,93. Т.е.  $K_3$  в послеаварийном режиме (например, при одном оставшемся в работе трансформаторе двухтрансформаторной ТП) не должен быть более 1,4.

[1, с.287-293; 2, с.278-286]

## 5.3 Основное электрооборудование подстанций промышленных предприятий

Рассмотрим основные виды применяемого на подстанциях электрооборудования [1, с.262-276; 2, с.239-278]

### 5.3.1 Выключатели высокого напряжения

Предназначены для отключения и включения цепей в нормальных и аварийных режимах. Выключатель является основным аппаратом в ЭУ, отключающим и включающим цепи в любых режимах: длительная нагрузка, перегрузка, к.з. и т.д.

Наиболее тяжелой операцией является отключение токов к.з. Отказ в этом режиме выключателя может привести к развитию аварии в электрической сети.

По конструктивным особенностям и способу гашения дуги, возникающей в момент размыкания контактов выключателя различают:

- масляные баковые;
- маломасляные;
- воздушные;
- элегазовые;
- электромагнитные;
- вакуумные;
- автогазовые.

По роду установки различают выключатели для внутренней, наружной установки и для КРУ.

Баковые масляные выключатели содержат большой объем масла, находят применение в ОРУ 35, 110 и 220 кВ. Масло в них служит изоляцией между контактной системой и заземленными стенками бака, а также является дугогасящей средой.

Недостатки: большой объем масла, пожаро- и взрывоопасность.

Достоинства: простота конструкции, достаточно высокая надежность работы и наличие встроенных трансформаторов тока (ТТ).

Примеры баковых выключателей:

МКП-35(110) – масляный камерный; У-110(220), С-35.

Маломасляные выключатели применяются в ЗРУ и КРУ. Масло служит дугогасящей средой и частично изоляцией между разомкнутыми контактами.

На напряжение 6,10 кВ широко применяют маломасляные подвесные ВМП (с номинальным током до 3150 А), колонкового типа ВК (с номинальным током до 1600 А), горшковые ВГМ (номинальные токи до 11200 А).

На 35 кВ и выше выпускаются маломасляные колонкового типа ВМК, ВМТ (с номинальными токами 1000 и 1250 А). Достоинства этих выключателей - небольшое количество масла; более удобный доступ к дугогасительным контактам; применение

унифицированных узлов дает возможность создания серии выключателей на разные напряжения. Недостатки: взрыво- и пожароопасность (хотя и меньшая, чем у баковых); необходимость контроля, замены масла; трудность установки ТТ, малая отключающая способность.

Воздушные выключатели применяются в РУ (35 – 1150 кВ). Для гашения дуги используется сжатый воздух, который создает дутье в дугогасительной камере в продольном или поперечном направлении, охлаждает дугу и быстро гасит ее. Примеры воздушных выключателей ВВУ, ВВБ (с номинальными токами до 3200 А). Достоинства этих выключателей - взрыво- и пожаробезопасность; возможность создания серии из крупных узлов; пригодность для наружной и внутренней установки. Недостатки: сложность конструкции, высокая стоимость, необходимость компрессорной установки, отсутствие встроенного ТТ.

Электромагнитные выключатели для гашения дуги не требуют ни масла, ни сжатого воздуха, что является большим преимуществом. Гашение происходит в дугогасительной камере с керамическими пластинами, куда дуга выдувается под действием электродинамических сил обмоток электромагнита и воздушных потоков. Один из примеров этого типа является выключатель ВЭ напряжением 6 – 10 кВ номинальным током до 3200 А. Достоинства электромагнитных выключателей: полная взрыво- и пожаробезопасность; малый износ дугогасительных контактов; пригодность для работы в условиях частых включений и отключений; относительно высокая отключающая способность. Недостатки: сложность конструкции дугогасителя с магнитным дутьем; ограниченный верхний предел напряжения (20кВ); ограниченность применения для наружной установки.

Вакуумные выключатели. Электрическая прочность вакуумного промежутка во много раз больше воздушного. Вследствие глубокого вакуума происходит быстрая диффузия заряженных частиц в окружающее пространство и при первом переходе значения переменного тока через нуль дуга гаснет. Примеры вакуумных выключателей: ВВЭ и ВВТ на напряжение 10 кВ (с номинальным током до 3200 А). Достоинства: простота конструкции; высокая надежность и износостойкость; отсутствие шума и загрязнения окружающей среды. Недостатки: небольшие номинальные токи и токи отключения; возможность коммутационных перенапряжений при отключении малых индуктивных токов.

### 5.3.2 Приводы выключателей

Приводы выключателей служат для включения, удержания во включенном положении и отключения выключателей.

Включение связано со значительной работой и затратами энергии на преодоление сил трения, тяжести движущихся частей, сопротивления отключающих пружин. Отключение происходит за счет сжатых или растянутых отключающих пружин и работа привода направлена на освобождение удерживающего во включенном положении выключатель механизма.

В воздушных выключателях включение и отключение осуществляется сжатым воздухом. Во всех других выключателях применяются ручные, электромагнитные, пружинные и пневматические приводы.

### 5.3.3 Разъединители

Коммутационный аппарат для коммутации цепей без тока. Основное назначение – создание видимого разрыва цепи для обеспечения безопасного проведения ремонтных работ на оборудовании и токоведущих частях.

Прежде чем оперировать разъединителем, цепь должна быть отключена выключателем. Контактная система разъединителя не имеет дугогасительных устройств, поэтому отключение необесточенной цепи приведет к образованию дуги и аварии в РУ.

Как исключение допускается отключение разъединителем емкостных токов шин и КЛ, токов утечки и намагничивания трансформаторов.

Во включенном положении разъединитель без повреждений должен выдерживать ток к.з.

Разъединители внутренней установки могут быть одно- и трехполюсными. Например, разъединитель типа РВ на напряжение 6, 10, 35 кВ, и токи от 400 А до 1000 А.

Разъединители для наружной установки обычно горизонтально-поворотного типа (РНД), что позволяет легко разрушить корку льда, покрывающую контакты.

В РУВН могут применяться вертикально-поворотные разъединители и подвесные.

### 5.3.4 Короткозамыкатель

Коммутационный аппарат для создания искусственного к.з. в электрической цепи. Применяются в упрощенных схемах п/ст (без выключателей), чтобы обеспечить отключение поврежденного трансформатора п/ст релейной защитой (РЗ) питающей линии 35 – 220 кВ.

В РУ 35 кВ применяют двухполюсные, в РУ 110 и 220 кВ – однополюсные короткозамыкатели.

### 5.3.5 Отделитель

Коммутационный аппарат для автоматического отключения поврежденного участка линии или трансформатора после искусственного к.з., создаваемого короткозамыкателем, а также для отключения и включения участков схемы, находящихся под напряжением, отключения и включения индуктивных токов х.х. трансформаторов и емкостных токов ненагруженных линий.

Внешне не отличаются от двухколлонкового разъединителя, но для отключения имеется пружинный привод, который обеспечивает автоматическое или дистанционное со щита управления отключение.

Отделители не могут отключать токи нагрузки и к.з., поэтому в схемах управления имеется блокировка, которая запрещает отключение отделителя, если через короткозамыкатель проходит ток.

### 5.3.6 Выключатели нагрузки 6-10 кВ

Коммутационный аппарат для отключения и включения токов нагрузки в нормальном режиме.



Автогазовые выключатели нагрузки серии ВН созданы на базе разъединителя рубящего типа. Имеют дугогасительную камеру с твердыми газогенерирующими вкладышами из оргстекла, две системы контактов основные и дугогасительные. При размыкании сначала отключаются основные, а затем дугогасительные. Дуга воздействует на вкладыши, из которых выделяется газ. Давление в камере повышается и при выходе дугогасительного ножа из камеры создается выхлоп и дуга гаснет.

Без замен вкладыши позволяют отключать ток 50 А 300 раз, 100 А – 500, и 3 раза ток 400 А.

При включении сначала замыкаются дугогасительные, а затем главные контакты.

Для защиты от токов к.з. последовательно с ВН устанавливаются предохранители типа ПК.

ВН позволяют упростить конструкцию РУ 6-10 кВ, снизить их стоимость.

### 5.3.7 Предохранители

Коммутационный аппарат для отключения защищаемой цепи путем разрушения специально предусмотренных для этого токоведущих частей под действием тока, превышающего определенное значение.

Бывают предохранители:

- насыпные серии ПК на напряжение 6, 10, 35 кВ и токи до 400 А;
- с автогазовым гашением ПВТ на напряжение 10 и 35 кВ.

Конструкция и принцип действия ПК аналогична низковольтным предохранителям. Эти предохранители являются токоограничивающими, так как время отключения ПК 0,005 – 0,008 с (отключающий ток до 40 кА).

ПВТ состоит из трубки винипластовой, в которую затягивается дуга после расплавления плавкой вставки. Интенсивное выделение газа создает мощный выхлоп и дуга гаснет. Применяют ПВТ в КТП.

### 5.3.8 Измерительные трансформаторы тока

Предназначены для понижения первичного тока до стандартной величины (5 или 1 А) и для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Имеет замкнутый магнитопровод 1 (рис. 5.6) и две обмотки: первичную (2) и вторичную (3). Первичная включается последовательно в цепь измеряемого тока  $I_1$ , а ко вторичной присоединяются измерительные приборы, обтекаемые током  $I_2$ .

Характеризуется номинальным коэффициентом трансформации:

$$k_U = \frac{I_{1НОМ}}{I_{2НОМ}}$$

Существуют токовая погрешность из-за потерь в трансформаторе

$$\Delta I, \% = \frac{k_U \cdot I_2 - I_1}{I_1} \cdot 100\%$$

и угловая, из-за отличия от  $180^\circ$  угла между векторами токов  $I_1$  и  $I_2$ . По значению погрешностей различают классы точности ТТ:

- 0,2 – для точных лабораторных приборов;
- 0,5 – для счетчиков ЭЭ;
- 1,0 – для приборов технического учета;
- Р – для РЗ.

ТТ работает в своем классе точности только при номинальной нагрузке.

Так как токовые цепи измерительных приборов имеют малое сопротивление, то ТТ работает в режиме близком к к.з. Если разомкнуть вторичную обмотку, то резко увеличивается магнитный поток в сердечнике (из-за отсутствия размагничивающего потока вторичной обмотки). Сердечник нагревается до недопустимой температуры, а на вторичной обмотке появляется высокое напряжение (до нескольких кВ). Поэтому вторичную обмотку размыкать у ТТ не разрешается. При замене приборов необходимо перед их отключением вторичную обмотку замкнуть накоротко. Безопасность достигается также заземлением одного из вторичных выводов.

ТТ для внутренней установки имеют сухую изоляцию (фарфор или эпоксидные смолы). Пример: ТПОЛ – проходной, одновитковый с литой изоляцией ( $I_1=400$  А и более). Имеет две вторичные обмотки (для приборов и цепей РЗ с разными классами точности).

В цепях с большими токами применяют шинные ТТ типа ТШВ, у которых роль первичной обмотки выполняют шины РУ, а сердечник имеет кольцеобразную форму.

В КРУ применяют ТТ ТЛМ-6(10) на токи 300÷1500 А. При небольших  $I_1$  применяют катушечные ТТ, у которых первичная обмотка имеет много витков (ТПЛ, ТПЛК).

Для РЗ от замыканий на землю применяют ТТ, устанавливаемые на кабель (ТЗЛ, ТТНП).

ТТ для наружной установки имеют бумажно-маслянную изоляцию. Все части ТТ (обмотки и магнитопровод) для обеспечения необходимого уровня изоляции погружают в фарфоровый корпус, который заполняется трансформаторным маслом. Конструктивно первичная и вторичная обмотки напоминают два звена цепи.

Широко применяют встроенные во вводы выключателей и трансформаторов ТТ, которые по принципу действия и устройству представляют собой одновитковые проходные трансформаторы.

### 5.3.9 Измерительные трансформаторы напряжения

Предназначены для отделения цепей измерения и РЗ от первичных цепей высокого напряжения. Напряжение вторичной обмотки обычно 100 или  $100/\sqrt{3}$  В.

ТН по схеме включения похожи на силовые трансформаторы (рис. 5.7). Первичная обмотка включена на напряжение сети  $U_1$ , а к вторичной с напряжением  $U_2$  параллельно присоединяются обмотки напряжения измерительных приборов и цепи РЗ. Для безопасности обслуживания один из выводов вторичной обмотки заземляется

ТН работает с небольшой нагрузкой в режиме, близком к х.х.

Номинальный коэффициент трансформации:

$$k_U = \frac{U_{1ном}}{U_{2ном}}$$

Рассеяние магнитного потока и потери в сердечнике приводят к погрешности измерения:

$$\Delta U, \% = \frac{k_U \cdot U_2 - U_1}{U_1} \cdot 100\%$$

Имеется также, как и у ТТ угловая погрешность.

ТН имеют классы точности: 0,2; 0,5; 1; 3, область применения которых та же, что и у ТТ. Чтобы ТН работал в своем классе точности вторичная нагрузка (приборы и РЗ) на должна превышать номинальной.

По конструкции различают однофазные и трехфазные ТН. Трехфазные применяют на напряжение до 10 кВ, однофазные – на любые.

Примеры: НОМ – 6(10), НТМИ – 6(10).

НТМИ имеет две вторичные обмотки: одна, соединенная в звезду – для измерения линейных и фазных напряжений, другая (разомкнутый треугольник) – для контроля изоляции.

Обмотки и магнитопровод находятся в баке с маслом. Выводы обмоток располагаются на крышке трансформатора и выполняются через фарфоровые изоляторы.

Возможно применение однофазных ТН с масляной (ЗНОМ) или литой стеклоэпоксидной (ЗНОЛ) изоляцией. У ТН ЗНОМ или ЗНОЛ один вывод первичной обмотки заземлен, имеется две вторичные обмотки. Три ЗНОЛа соединяются по схеме аналогичной схеме соединения обмоток НТМИ (рис. 5.8).

В РУ 35 кВ и выше применяют ТН серии НКФ, в которых обмотки и магнитопровод размещены в фарфоровом корпусе, залитом маслом. НКФ – однофазные с одной первичной и двумя вторичными обмотками, соединенными по той же схеме, что и ЗНОЛ.

### 5.3.10 Силовые трансформаторы

Являются основным электрооборудованием, обеспечивающим передачу ЭЭ от ЭС к ЭП и ее распределение. С помощью трансформаторов осуществляется повышение напряжения до значений (35, 110, 220, 330, 500 кВ) необходимых для ЛЭП, а также ступенчатое понижение напряжений до значений, применяемых непосредственно в ЭП (10; 6; 0,66; 0,4; 0,22; 0,127 кВ).

Силовые трансформаторы выпускаются номинальной мощностью, кратной мощности 10, 16, 25, 63 кВ\*А в трехфазном и однофазном исполнении.

На п/ст применяют повысительные или понизительные трансформаторы трехфазные или группу однофазных с двумя или тремя отдельными обмотками – двух – и трехобмоточные (рис. 5.9 а,б). Выпускаются трансформаторы с расщепленной вторичной обмоткой (рис. 5.9, в), применение которых позволяет

снизить токи к.з. на НН, а также электрически осуществлять раздельное питание ЭП с резкопеременной и спокойной нагрузкой.

Каждый трансформатор характеризуется:

- коэффициентом трансформации  $K = U_1/U_2$ ;
- номинальной мощностью  $S_{ном}$ ;
- номинальными токами первичной и вторичной обмоток  $I_{1ном}$  и  $I_{2ном}$ ;
- потерями х.х.  $\Delta P_{хх}$  и к.з.  $\Delta P_{кз}$ ;
- напряжением к.з.  $U_k$  и током х.х.  $i_{хх}$ ;
- группой соединения обмоток.

$U_k$  – напряжение, которое необходимо подвести к одной из обмоток при замкнутой накоротко другой, чтобы в последней протекал номинальный ток.

$i_{хх}$  – ток, который при номинальном напряжении устанавливается в одной обмотке при разомкнутой другой обмотке.

Группа соединения – угловое смещение векторов между одноименными вторичными и первичными линейными напряжениями обмоток трансформатора (кратное  $30^\circ$ ).

Регулирование коэффициента трансформации можно осуществлять при включенном (под нагрузкой) или отключенном трансформаторе путем изменения числа витков, как правило, первичной обмотки.

Трансформаторное масло, заполняющее бак трансформатора, выполняет функции изоляции и охлаждающей среды. При работе трансформатора масло непрерывно циркулирует, поглощая выделяемое в обмотках и магнитопроводе тепло, нагреваясь и поднимаясь вверх. Затем нагретое масло движется вниз вдоль охлаждающих поверхностей (радиаторов, по трубам, стенкам бака), отдавая теплоту в окружающее пространство.

В зависимости от мощности трансформаторов применяют виды охлаждения:

- естественное масляное (М);
- масляное с воздушным дутьем (Д);
- с естественным воздушным охлаждением в тр-рах с сухой изоляцией (С).

Буквы в обозначении типа трансформатора означают:

1-ая Г или О – трехфазный или однофазный;

2-ая Р – наличие расщепленной обмотки;

2-ая или 3-я – система охлаждения (М, Д, С);

3-я – Т – трехобмоточный;

3-я или 4-я – Н – выполнение обмотки ВН с регулированием напряжения под нагрузкой (РНН);

Цифры в наименовании трансформатора означают следующее. Числитель дроби – номинальная мощность в кВ\*А; знаменатель – напряжение обмотки ВН в кВ.

Например, наименование трансформатора ТРДН – 25000/110 означает: трехфазный с расщепленной вторичной обмоткой; система охлаждения – масляное с воздушным дутьем; с РНН; мощность – 25000 кВА; первичное напряжение 110 кВ.

В некоторых случаях более экономично вместо трансформатора применять автотрансформаторы, в которых используется магнитная связь обмоток и электрическая связь частей обмоток ВН и НН. Благодаря электрическому

соединению первичной и вторичной обмоток передача мощности в автотрансформаторе осуществляется и электромагнитным, и электрическим путем.

Автотрансформатор характеризуется:

- номинальной (проходной) мощностью – предельная мощность, которая может быть передана через обмотку ВН ( $S_{ном}$ );
- типовой (расчетной) мощностью, которая передается электромагнитным путем ( $S_{тип}$ );
- коэффициентом выгоды автотрансформатора

$$a = (1 - 1/k) = S_{тип} / S_{ном}.$$

Автотрансформатор с  $S_{ном}$  эквивалентен по размерам и затрате материалов на его изготовление трансформатору с номинальной мощностью  $a * S_{ном}$ . Чем ближе  $k$  к единице, тем меньше  $a$  и тем меньше по размерам и дешевле автотрансформатор по сравнению с трансформатором. Поэтому автотрансформаторы целесообразно применять при небольших  $k$ .

#### 5.4 Схемы главных понизительных п/ст и цеховых ТП

Для надежного питания потребителей I и II категории ГПП, как правило, сооружаются двухтрансформаторными и питаются от ЭС двумя ЛЭП 35-220 кВ. При этом применяется раздельная работа трансформаторов и ЛЭП.

При питании ГПП радиальными ЛЭП могут быть использованы схемы (рис. 5.10):

- а) блок линия – трансформатор с использованием для отключения трансформатора выключателя в начале линии;
- б) с применением выключателя ВН;
- в) с применением короткозамыкателя.

При схеме а) должна быть связь между выключателями линии (В1) и РЗ трансформатора. При схеме в) РЗ трансформатора действует на включение КЗ, который создает искусственное к.з., срабатывает РЗ линии и линия отключается выключателем В1.

Если предусматривается временное питание обоих тр-ров одной линией или требуется параллельное соединение линий, то на ГПП может предусматриваться переключатель между двумя цепями, переключаемая вручную с помощью разъединителей или выключателей (рис. 5.11).

При питании ГПП от магистральной ЛЭП могут быть использованы схемы (рис. 5.12):

- а) с выключателем;
- б) с короткозамыкателем и отделителем, автоматически отключающимся после исчезновения тока в цепи КЗ.

На стороне низшего напряжения (6-10 кВ) всегда предусматриваются вводные выключатели В1 и В2, подключающие трансформаторы к секционированным сборным шинами РУНН, соединенным секционным выключателем (СВ) (рис. 5.13).

При питании цеховых ТП радиальными линиями используются схемы

(рис. 5.14):

а) глухого присоединения линии к трансформатору, при которой все коммутационные аппараты и защитные устройства блока линия – трансформатор находятся в начале линии;

б) с разъединителем для удобства производства ремонтных работ.

В случае подвода к ТП магистральной линии в присоединении к трансформатору предусматриваются защитные и коммутационные аппараты (рис. 5.15).

При этом схемы питания могут быть:

- а) с разъединителем и предохранителем;
- б) с выключателем нагрузки и предохранителем;
- в) с выключателем.

Схемы а) и б) не требуют сооружения РУВН, а в случае в) может появляться простейшее РУВН.

Цели питания трансформаторов и отходящих линий могут выполняться с использованием (рис. 5.16):

- а) неподвижной аппаратуры;
- б) выкатной аппаратуры, используемой в КРУ.

Соединение трансформаторов ТП со сборными шинами РУНН может быть (рис. 5.17):

а) без применения коммутационной аппаратуры (отключение трансформатора производится аппаратами ВН и исключена подача напряжения на трансформатор со стороны НН);

- б) с применением неавтоматической аппаратуры (рубильников);
- в) с применением аппаратов защиты (предохранителей или автоматических выключателей).

Шины НН двухтрансформаторных ТП секционированы с применением в качестве секционного неавтоматического или автоматического (когда необходимо АВР) аппарата.

Отходящие от ТП линии НН могут содержать (рис. 5.18):

- а) неавтоматические выключатели с предохранителем;
- б) предохранители;
- в) неподвижные автоматические выключатели и на выдвигаемых или выкатных узлах.

[1, с.253-261; 2, с.223-227; 4, с.321-329]

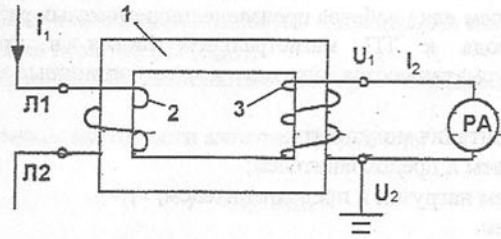


Рисунок 5.1 – Измерительный трансформатор тока

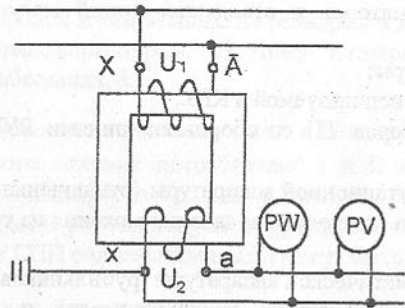


Рисунок 5.2 – Измерительный трансформатор напряжения

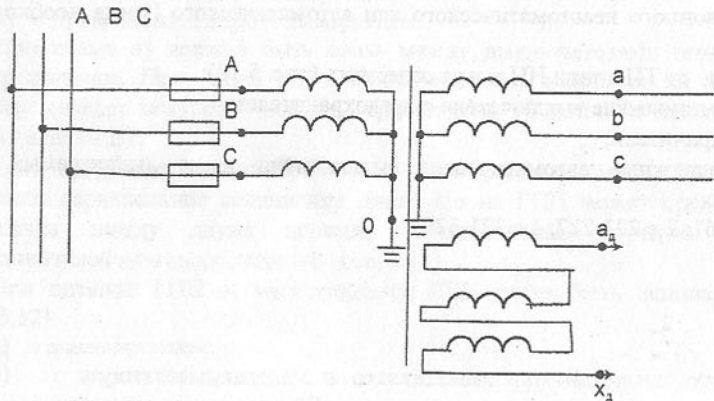


Рисунок 5.3 – Схема соединения обмоток НТМИ или 3\*3НОЛ

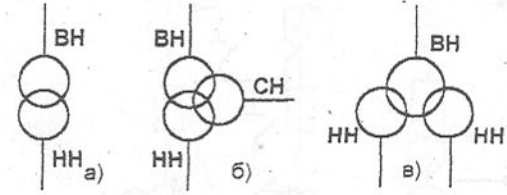


Рисунок 5.4 – Условные обозначения силовых трансформаторов

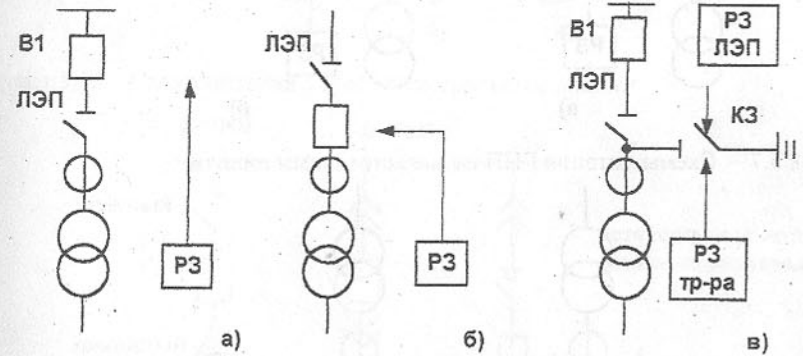


Рисунок 5.5 - Схема питания ГПП по радиальным линиям

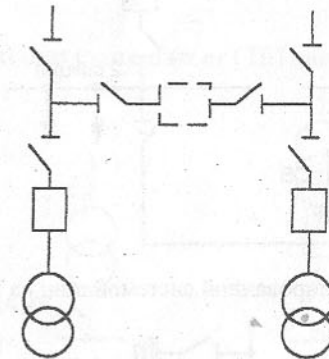


Рисунок 5.6 – Схема ГПП с высоковольтной перемычкой

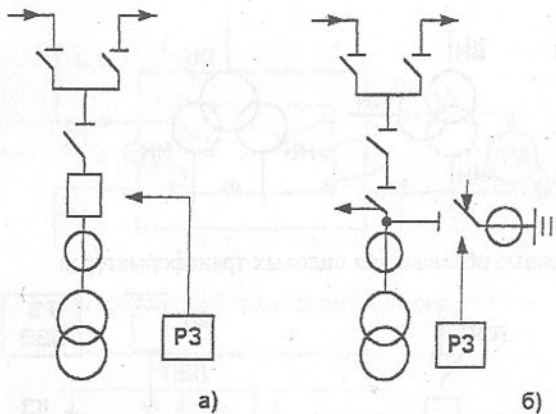


Рисунок 5.7 – Схемы питания ГПП по магистральным линиям

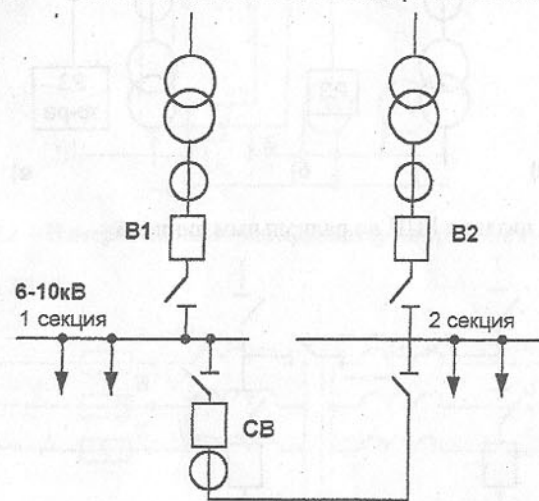


Рисунок 5.8 – Схема ГПП с секционированной системой шин на НН

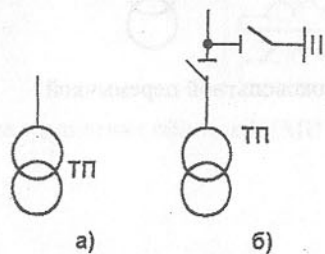


Рисунок 5.9 – Схемы питания ТП по радиальной линии

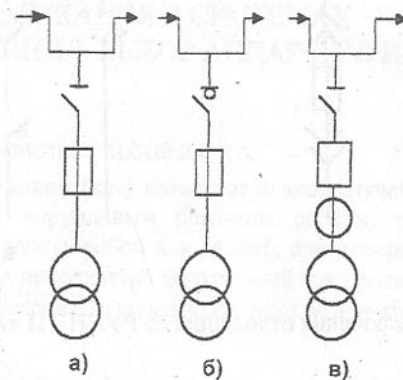


Рисунок 5.10 – Схема питания ТП по магистральным линиям

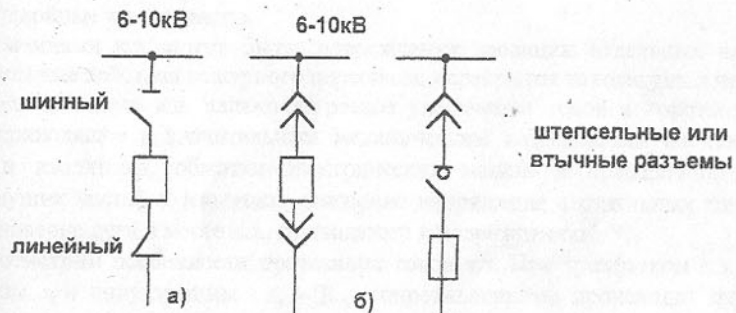


Рисунок 5.11 – Схема питания отходящих от ГПП линий

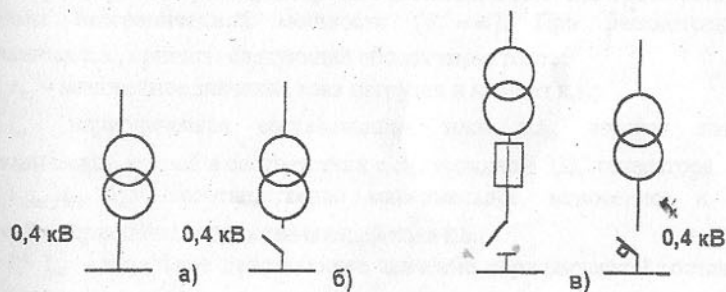


Рисунок 5.12 – Схемы соединения трансформаторов ТП с РУНН

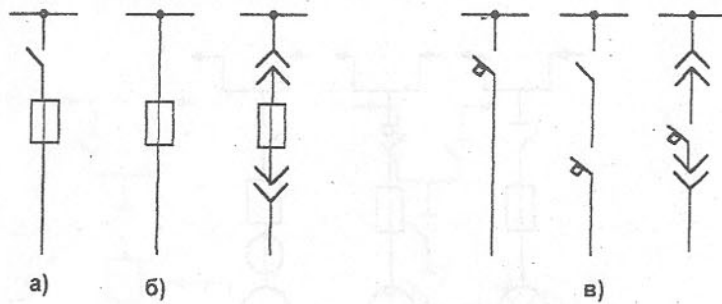


Рисунок 5.13 – Схемы подключения отходящих от РУНН ТП линий

## 6 КРОТКИЕ ЗАМЫКАНИЯ В СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ. ВЫБОР АППАРАТОВ И ТОКОВЕДУЩИХ ЧАСТЕЙ

### 6.1 Общая характеристика процесса к.з.

Коротким замыканием (к.з.) называют всякое случайное или преднамеренное, не предусмотренное нормальным режимом работы, электрическое соединение различных точек ЭУ между собой или землей, при котором токи в ветвях ЭУ резко возрастают, превышая наибольший допустимый ток продолжительного режима.

В системе трехфазного переменного тока могут быть следующие виды к.з. (рис.6.1).

- а) трехфазные к.з.;
- б) двухфазные к.з.;
- в) однофазные к.з.;
- г) двойные к.з. на землю.

Причинами к.з. могут быть: повреждения изоляции отдельных частей ЭУ; неправильные действия дежурного персонала; перекрытия токоведущих частей ЭУ.

Последствиями к.з. являются: резкое увеличение токов в короткозамкнутой цепи, приводящее к значительным механическим воздействиям на токоведущие части и изоляторы, обмотки электрических машин и повышенному нагреву токоведущих частей и изоляции; снижение напряжения в отдельных точках сети; возникновение дуги в месте к.з., приводящей к повреждению ЭУ.

Рассмотрим особенности протекания токов к.з. При трехфазном к.з. в цепи с активным  $r_k$  и индуктивным  $x_k = \omega L_k$  сопротивлениями происходит переходный процесс, характеризуемый наличием двух составляющих тока к.з.: периодической и апериодической.

На рисунке 6.2 приведены кривые изменения тока к.з. и его составляющих для системы неограниченной мощности ( $S_C = \infty$ ). При рассмотрении явлений, вызванных к.з., приняты следующие обозначения токов:

$i_{H0}$  - мгновенное значение тока нагрузки в момент к.з.;

$i_n$  - периодическая составляющая тока к.з., которая изменяется по гармонической кривой в соответствии с синусоидной ЭДС генератора.

$I_{n\max}$ ,  $i_n$ ,  $I_n$  - соответственно максимальное, мгновенное и действующее значения периодической составляющей тока к.з.;

$I'' = I_{n0}$  - начальное действующее значение периодической составляющей тока к.з. (сверхпереходный ток к.з.).

В цепи, содержащей индуктивность, изменение тока вызывает изменение магнитного потока, который наводит в этой цепи ЭДС самоиндукции. Под действием последней в цепи устанавливается апериодический ток  $i_a$  обратного направления, который в начальный момент ( $t=0$ ) равен разности

$$i_{a0} = i_{H0} - i_{n0} = i_{H0} - I_{n\max}$$

Благодаря инерции магнитного потока не происходит мгновенного изменения тока в начальный момент возникновения к.з. от  $i_{HO}$  до  $I_{nmax}$  из-за аperiodической составляющей.

Аperiodическая составляющая определяется характером затухания тока к.з., определяемым постоянной времени затухания аperiodической составляющей

$$T_a = \frac{L_K}{r_K} = \frac{x_K}{314r_K}$$

В цепи напряжением выше 1000 В  $r_K$  мало и время затухания  $i_{at}$  составляет 0,15-0,2 с.  $i_{at}$  затухает по экспоненциальному закону

$$i_{at} = I_{a\max} e^{-t/T_a}$$

где  $I_{a\max}, i_{at}$  - соответственно максимальное и мгновенное значения аperiodической составляющей тока к.з.

Действующее значение полного тока к.з. для произвольного момента времени  $t$  определяется соответствующими составляющими - периодической  $i_{nt}$  и аperiodической  $i_{at}$ .

Через пол-периода (0,01с) после возникновения к.з. ток достигает максимального мгновенного значения, называемого ударным током к.з.  $i_y$ .

$i_y$  через  $t=0,01$ с после возникновения к.з.

$$i_y = i_{at} + I_{n\max} = i_{at} + \sqrt{2} \cdot I_{n0} = I_{a\max} e^{-t/T_a} + I_{n\max}$$

В момент  $t=0$   $I_{n\max} \approx I_{a\max}$ , тогда

$$i_y = I_{n\max} + I_{n\max} e^{-t/T_a} = I_{n\max} (1 + e^{-t/T_a}) = \sqrt{2} \cdot I_{n0} (1 + e^{-t/T_a})$$

Обозначив величину

$$1 + e^{-0,01/T_a} = k_y,$$

получим

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{n0} k_y.$$

Ударный коэффициент  $k_y$  учитывает удаленность места к.з. от генератора, (т.е. соотношение между  $r_K$  и  $x_K$ ), через  $T_a$ . Так для линий выше 1 кВ постоянная времени  $T_a=0,05$ с, а  $k_y=1,8$ .

После окончания переходного процесса ( $i_{at}=0$ ) в цепи будет установившийся режим, характеризуемый величиной действующего значения установившегося тока к.з.  $I_{\infty}$ .

Если ЭДС источника неизменна ( $S_e=\infty$ ), то и периодическая составляющая тока будет неизменна

$$I'' = I_{n0} = I_K = I_{\infty}$$

Наибольшее действующее значение полного тока к.з. в течении первого периода к.з.

$$I_y = \sqrt{I_n^2 + I_{at}^2}$$

Так как для  $t=0,01$  с

$$I_{at} = i_y - I_{n\max} = k_y I_{n\max} - I_{n\max} = \sqrt{2} \cdot I_{n0} (k_y - 1),$$

то заменяя  $I_{n0}$  на  $I_K$  получим

$$I_y = \sqrt{I_K^2 + [\sqrt{2} \cdot I_K (k_y - 1)]^2} = I_K \sqrt{1 + 2(k_y - 1)^2}$$

[1,с.224-227; 2,с.353-359]

## 6.2 Способы расчета токов к.з.

Целью расчета токов к.з. является определение значений составляющих и полного тока к.з. в различных точках СЭС, необходимых для выбора и проверки на термическую и динамическую стойкость электрооборудования и расчета уставок срабатывания РЗ.

Для расчета токов к.з. составляется расчетная схема (рис. 6.3), соответствующая нормальному режиму работы СЭС, в которой учитывают все ИП, трансформаторы, ЛЭП, реакторы. По расчетной схеме составляют схему замещения, в которой указываются сопротивления всех элементов, ИП представляются своими ЭДС и намечаются точки расчета токов к.з. (рис.6.4).

Генераторы, трансформаторы, высоковольтные воздушные ЛЭП, реакторы обычно учитываются только индуктивными сопротивлениями. Кабельные линии 6-10 кВ, трансформаторы мощностью 1600 кВА и менее представляются индуктивными и активными сопротивлениями. Активное сопротивление целесообразно учитывать, если  $r_{\Sigma} > x_{\Sigma}/3$ , где  $r_{\Sigma}$  и  $x_{\Sigma}$  - суммарные активное и индуктивное сопротивления сети от ИП до места к.з.

Значения индуктивных сопротивлений некоторых элементов схемы замещения могут быть приняты:

- для синхронных генераторов выражается в относительных единицах и представляет собой сверх-переходное сопротивление по продольной оси

поллюсов  $x''_d$ : для турбогенераторов - 0,125, для гидрогенераторов - 0,2 (с успокоительной обмоткой);

- для синхронных и асинхронных двигателей  $x''_d=0,2$ ;
- для воздушных ЛЭП напряжением выше 1000 В  $x_0=0,4$  Ом/км;
- для кабельных ЛЭП напряжением 6-20 кВ  $x_0=0,08$  Ом/км;

Расчет может вестись в относительных единицах или в именованных.

### 6.2.1 Расчет токов к.з. в относительных единицах

При этом методе расчета все расчетные данные приводятся к базисным напряжениям  $U_6$  и мощности  $S_6$ .

За  $U_6$  принимают напряжения из шкалы средних напряжений: 0,23; 0,4; 6,3; 10,5; 37; 115; 230 кВ.

За  $S_6$  обычно принимают удобное для расчетов число, например, кратное десяти: 100 или 1000 МВА.

Исходными данными для расчета сопротивлений элементов схемы замещения в о.е. являются  $x''_d$ ,  $U_K$ ,  $\Delta P_{кз}$ ,  $x_0$ ,  $r_0$ , которые определяются по справочным данным или каталогам. Сопротивление в о.е. представляет собой отношение падения напряжения на данном сопротивлении при номинальном токе к номинальному напряжению.

Величины сопротивлений в относительных единицах (о.е.) рассчитываются по следующим формулам:

- генераторов

$$x_{г*} = x''_d \frac{S_6}{S_{НОМГ}}$$

- энергосистемы

$$x_{с*} = \frac{S_6}{S_K}$$

- двухобмоточных трансформаторов

$$x_{т*} = \frac{U_K \%}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{НОМ}}$$

- линии

$$x_{л*} = x_0 \cdot l \frac{S_6}{U_6^2} \quad \text{и} \quad r_{л*} = r_0 l \frac{S_6}{U_6^2}$$

- реактора

$$x_{р*} = x_p \frac{S_6}{U_6^2} = \frac{x_p \%}{100} \frac{I_6 U_{НОМР}}{I_{НОМР} U_6}$$

После определения сопротивлений схема замещения упрощается (свертывается) относительно точки к.з. Это значит, что точки приложения ЭДС объединяют, а их величины заменяют эквивалентными ЭДС. Например, для двух ИП:

$$E_{экв} = (E_1 y_1 + E_2 y_2) / (y_1 + y_2)$$

где  $y_1 = 1/x_1$  и  $y_2 = 1/x_2$ .

При преобразовании схемы замещения пользуются формулами преобразования схем соединения звездой в треугольник и наоборот (рис.6.5):

$$x_4 \frac{x_1 x_3}{x_1 + x_2 + x_3}; \quad x_5 = \frac{x_1 x_2}{x_1 + x_2 + x_3}; \quad x_6 = \frac{x_2 x_3}{x_1 + x_2 + x_3}; \quad x_1 = x_4 + x_5 + \frac{x_4 x_5}{x_6};$$

$$x_2 = x_5 + x_6 + \frac{x_5 x_6}{x_4}; \quad x_3 = x_6 + x_4 + \frac{x_6 x_4}{x_5}$$

Определяются результирующие индуктивное и активное сопротивления цепи к.з., как суммы сопротивлений схемы замещения  $x_{\Sigma} = x_1 + x_2 + \dots$ ,  $r_{\Sigma} = r_1 + r_2 + \dots$

Базисный ток на ступени напряжения точки к.з.:

$$I_6 = \frac{S_6}{U_6 \sqrt{3}}$$

Тогда сверхпереходной ток к.з.:

$$I_{п0} = I'' = \frac{I_6 \cdot E_{экв}}{x_{\Sigma}} \quad \text{или} \quad I'' = \frac{I_6 E_{экв}}{Z_{\Sigma}}$$

Для источников неограниченной мощности ( $S_c = \infty$ ,  $x_c = 0$ ) и случая, когда точка к.з. значительно удалена от ИП ( $x_{\Sigma} > 3$ ), периодическая составляющая тока к.з. считается неизменной

$$I_{п} = I_K = I'' = I_{п0} = I_6 / x_{\Sigma}$$

Ударный ток

$$i_y = k_y I_{п} \sqrt{2}$$

Приведенные выше формулы относятся к трехфазному к.з. Расчеты токов двухфазного и однофазного к.з. производятся специальными методами. Приближенно ток двухфазного к.з.  $I_K^{(2)}$  связан с током трехфазного к.з.  $I_K^{(3)}$

$$I_K^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_K^{(3)}$$



Если точка к.з. находится вблизи о ИП ( $x_{\Sigma} < 3$ ), то периодическую составляющую тока к.з. можно определить по расчетным кривым, представляющим зависимость кратности  $k_i$  периодической составляющей тока к.з. от расчетного сопротивления  $x_{расч}$

$$x_{расч} = x_{\Sigma} \cdot \frac{S_{НОМ\epsilon}}{S_{\epsilon}}$$

где  $x_{\Sigma}$  - результирующее сопротивление схемы замещения;  $S_{НОМ\epsilon}$  - суммарная номинальная мощность ИП.

Периодическая составляющая тока к.з.

$$I_i = k_i I_{\SigmaНОМ} = k_i S_{НОМ\epsilon} / (U_{НОМ} \sqrt{3})$$

где  $I_{\SigmaНОМ}(S_{НОМ\epsilon})$  - суммарный ток (мощность) всех ИП;  $U_{НОМ}$  - номинальное напряжение ступени, для которой рассматривается к.з.

### 6.2.2 Особенности расчета токов к.з. в ЭУ напряжением до 1 кВ

Для указанных ЭУ считается, что мощность системы ( $S_c$ ) не ограничена и напряжение на стороне высшего напряжения трансформатора 10(6)/0,4 кВ является неизменным, если  $S_{НОМТР} \leq 0,02 S_c$ .

Так, при  $S_{НОМТР} = 1000$  кВА  $S_c$  должна быть не менее 50 МВА.

При составлении расчетной схемы и схемы замещения учитываются индуктивные и активные сопротивления всех элементов схемы: трансформаторов, шин, проводников, а также токовых обмоток автоматических выключателей, первичных обмоток ТТ, переходные сопротивления коммутационных аппаратов и контактных соединений.

Расчет, как правило, ведется в именованных единицах. В этом случае сопротивления тр-ров:

$$r_T = \frac{\Delta P_{кз} U_{НН}^2}{S_{НОМТР}^2} 10^6 \text{ [МОм];}$$

$$Z_T = 10^4 U_K U^2_{НОМН} / S_{НОМТР} \text{ [МОм];}$$

$$x_T = \sqrt{Z_T^2 - r_T^2} \text{ [МОм],}$$

где  $\Delta P_{кз}$  - потери к.з. трансформатора, кВт;

$U_{НОМН}$  - номинальное напряжение на низкой стороне трансформатора, кВ;

$S_{НОМТР}$  - номинальная мощность трансформатора, кВА;

$U_K$  - напряжение к.з., %.

Если нет данных о мощности системы, то ее сопротивление можно определить по отключающей способности выключателя, установленного на высокой стороне трансформатора:

$$x_c = \frac{U_{\epsilon}^2}{S_{откл}} = \frac{U_{\epsilon}^2}{I_{протекл} U_{ВН} \sqrt{3}} \text{ [МОм]}$$

Сопротивление элементов системы высшего напряжения приводят к низшему напряжению

$$x_H = x_B \left( \frac{U_{НОМ,Н}}{U_{НОМ,В}} \right)^2$$

Сопротивление шин и проводников определяются в зависимости от их длины L

$$x = x_0 L, \quad r = r_0 L.$$

Величины сопротивлений ТТ, коммутационных аппаратов и контактных соединений принимаются по справочным данным в зависимости от типа и параметров этих аппаратов.

Определив результирующие активное и индуктивное сопротивления, рассчитывается ток трехфазного к.з.

$$I_K^{(3)} = \frac{U_{\epsilon}}{Z_{\Sigma} \sqrt{3}} = \frac{U_{\epsilon}}{\sqrt{3(r_{\Sigma}^2 + x_{\Sigma}^2)}}$$

где  $U_{\epsilon}$  - линейное напряжение ступени к.з. в вольтах.

Ударный ток к.з.:

$$i_y = k_y I_K \sqrt{2}.$$

Приближенно для трансформаторов с  $S_{НОМ} = 630, 1000$  кВА,  $k_y = 1,3$ ; для трансформаторов с  $S_{НОМ} = 180-400$  кВА  $k_y \approx 1$ .

На величину тока к.з. могут оказать влияние асинхронные ЭД мощностью более 100 кВт, если они присоединены вблизи места к.з. Объясняется это тем, что при к.з. резко снижается напряжение и ЭД, вращаясь по инерции, генерирует ток к месту к.з. Этот ток быстро затухает, поэтому влияние ЭД учитывают при определении  $I_{п.од}$  и  $i_y$ : Начальное действующее значение периодической составляющей тока к.з. от ЭД:

$$I_{п.од} = \frac{0,9}{x''_d} I_{НОМ\epsilon}$$

где 0,9 – расчетное значение ЭДС ЭД, о.е.;

$x_d''$  - сверхпереходное индуктивное сопротивление ЭД, о.е.;

$I_{НОМО}$  - суммарный номинальный ток одновременно работающих ЭД, кА.

При  $x_d'' = 0,2$  о.е. получим

$$I_{п.од} = \frac{0,9}{0,2} I_{НОМО} = 4,5 I_{НОМО}$$

Апериодическая составляющая тока к.з. от асинхронных ЭД затухает очень быстро, поэтому ее можно не учитывать при определении ударного тока.

$$i_y = I_{п.од} \sqrt{2} = 4,5 I_{НОМО} \sqrt{2} = 6,5 I_{НОМО}$$

[1, с.238-242; 2, с.374-378]

### 6.3. Электродинамическое и термическое действие токов к.з.

При к.з. в результате возникновения  $i_y$  в шинах и других конструкциях РУ возникают электродинамические усилия, создающие изгибающие моменты и механические напряжения в металле ЭУ, которые должны быть меньше допустимых для данного металла.

Электродинамическое действие  $i_y$  при трехфазном к.з. определяется силой взаимодействия между проводниками при протекании по ним  $i_y$ . Наибольшая сила  $F^{(3)}$ , действующая на шину средней фазы при условии расположения проводников (шин) в одной плоскости

$$F^{(3)} = 10^{-7} i_y^2 \frac{l}{a} \sqrt{3}, \quad [Н]$$

где  $l$  – расстояние между изоляторами шинной конструкции (пролет), м;  $a$  – расстояние между фазами, м;  $i_y$  значение ударного тока, А.

Электродинамическая сила  $F^{(3)}$  создает изгибающий момент

$$M = \frac{F^{(3)} l}{10}, \quad [Нм]$$

Тогда наибольшее механическое напряжение в металле шин от изгиба

$$G_{расч} = M/W, \quad [МПа]$$

где  $W$  – момент сопротивления, см<sup>3</sup>.

При расположении шин на опорных изоляторах плашмя (рис. 6.6, а)

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6}$$

при расположении шин на ребро (рис 6.6, б)

$$W = \frac{h \cdot b^2}{6}$$

Полученная расчетное напряжение  $G_{расч}$  не должно превышать допустимые значения  $G_{доп}$  (для меди 140 МПа, для алюминия 75 МПа):

$$G_{расч} \leq G_{доп}$$

Электродинамические усилия в токоведущих частях выключателей, разъединителей и других аппаратов трудно поддаются расчету. Поэтому в паспортных данных электрооборудования указывают предельный сквозной ток к.з.  $i_{пр.скв}$  или ток динамической стойкости  $i_{дин}$ , значения которых должны удовлетворять условию

$$i_{пр.скв} (i_{дин}) \geq i_y$$

Токи к.з. вызывают нагрев токоведущих частей, значительно превышающий нормальный. Чтобы токоведущие части были термически устойчивы к токам к.з. расчетная температура  $\tau_{расч}$  должна быть не выше допустимой  $\tau_{доп}$  для данного материала (табл. 6.1).

Таблица 6.1 – Максимальные температуры и коэффициент С для шин и кабелей

Вид и материал проводника	Максимально допустимая температура, °С	Коэффициент С, Ас <sup>-1</sup> /мм <sup>2</sup>
Медные шины	300	170
Алюминиевые шины	200	88
Кабели до 10 кВ с бумажной изоляцией и алюминиевыми жилами	200	85
Кабели и провода с поливинилхлоридной изоляцией и алюминиевыми жилами	150	75
Кабели и провода с полиэтиленовой изоляцией и алюминиевыми жилами	120	65

Расчет конечной температуры нагрева токами к.з. с учетом периодической и апериодической составляющих достаточно трудоемкий. Поэтому термическую

стойкость проводников проверяют обычно определением минимально допустимого сечения по условию допустимого нагрева при к.з.

$$F_{\min} = \sqrt{B_K / C_T}$$

где  $B_K = I_{\text{по}}^2 (t_{\text{откл}} + T_a)$  - тепловой импульс тока к.з.,  $A^2 \cdot c$ ;  $T_a$  - постоянная затухания аperiodической составляющей тока к.з.;  $t_{\text{откл}} = t_3 + t_B$  - время отключения к.з., с;  $t_3$  - время действия основной РЗ;  $t_B$  - полное время отключения выключателя;  $C_T$  - коэффициент, зависящий от  $\tau_{\text{доп}}$  и материала проводника,  $A \cdot c^{-1} / \text{мм}^2$  (табл.6.1).

Выбранные проводники термически стойки, если их сечения

$$F \geq F_{\min}$$

Проверка аппаратов на термическую стойкость производится по току термической стойкости  $I_{\text{тер}}$  и расчетному времени термической стойкости  $t_{\text{тер}}$ , которые приводятся в паспортных данных. Аппарат термически стоек, если

$$B_K < I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}}$$

[1, с.242-245; 2, с.378-383]

#### 6.4 Выбор аппаратов и токоведущих частей напряжением выше 1кВ.

[1, с.246-251; 2, с.384-393]

##### 6.4.1 Выбор шин и изоляторов

Шины РУ выбирают по номинальным параметрам, соответствующим нормальному режиму и условиям окружающей среды:

$$U_{\text{СЕТИ}} \leq U_{\text{НОМ}}$$

$$I_{\text{р max}} \leq I_{\delta}$$

и проверяют на термическую и динамическую стойкость токами к.з. по условиям:

$$G_{\text{расч}} \leq G_{\text{доп}} \text{ и } F \geq F_{\min}$$

Изоляторы выбирают на номинальные напряжения и номинальный ток и проверяют на механическую прочность при к.з. по условию

$$I_{\text{р max}} \leq I_{\delta}$$

$$U_{\text{СЕТИ}} \leq U_{\text{НОМ}}$$

$$G_{\text{расч}} \leq G_{\text{доп}}$$

##### 6.4.2 Выбор кабелей

Кабели выбирают по номинальным параметрам и проверяют на термическую устойчивость к токам к.з.

$$U_{\text{СЕТИ}} \leq U_{\text{НОМ}}$$

$$I_{\text{р max}} \leq I_{\delta}$$

$$F \geq F_{\min}$$

##### 6.4.3 Выбор высоковольтных выключателей

Выбор выключателей должен производиться по ряду различных параметров. Основными из них являются следующие:

- напряжение

$$U_{\text{СЕТИ}} \leq U_{\text{НОМ}}$$

- ток

$$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{р max}}$$

- отключающая способность

$$I_{\text{откл. ном}} \geq I_{\text{по}}$$

где  $I_{\text{НОМ}}$  и  $I_{\text{откл. ном}}$  - соответственно, номинальный ток и номинальный ток отключения выключателя (по паспортным данным).

Проверяется выключатель на динамическую стойкость токам к.з. по условию и термическую стойкость токам к.з. по условию

$$i_{\text{проект}}(i_{\text{дин}}) \geq i_y$$

$$B_K < I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}}$$

##### 6.4.4 Выбор выключателей нагрузки и высоковольтных предохранителей

Выключатели нагрузки выбирают по номинальным параметрам и проверяют на термическую и динамическую стойкость токам к.з.

$$U_{\text{СЕТИ}} \leq U_{\text{НОМ}}$$

$$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{р max}}$$

$$B_K < I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}}$$

$$i_{\text{проект}}(i_{\text{дин}}) \geq i_y$$

Предохранитель выбирается по напряжению и току

$$U_{\text{СЕТИ}} \leq U_{\text{НОМ}}$$

$$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{р max}}$$

и проверяется на отключающую способность

$$I_{откл.ном} \geq I_{по}$$

### 6.4.5 Выбор разъединителей, отделителей и короткозамыкателей

Разъединители и отделители выбираются по тем же параметрам, что и выключатели: проверяются на термическую и динамическую стойкость токам к.з.

$$U_{сети} \leq U_{ном},$$

$$I_{ном} \geq I_{рmax},$$

$$i_{прив} (i_{дин}) \geq i_y,$$

$$B_k < I_{тер}^2 t_{тер}.$$

Короткозамыкатель выбирается по напряжению и проверяется по токам к.з.

$$U_{сети} \leq U_{ном},$$

$$B_k < I_{тер}^2 t_{тер},$$

$$i_{прив} (i_{дин}) \geq i_y.$$

### 6.4.6 Выбор измерительных ТТ

ТТ выбираются по номинальному напряжению и току. Проверяются на динамическую стойкость к токам к.з.

$$U_{сети} \leq U_{ном},$$

$$I_{ном} \geq I_{рmax},$$

$$i_{прив} (i_{дин}) \geq i_y,$$

$$i_y \leq k_{дин} I_{ном1} \sqrt{2}.$$

где  $k_{дин}$  – динамическая кратность (дается в паспортных данных ТТ);  $I_{ном1}$  – номинальный первичный ток ТТ;

- термическую стойкость

$$B_k < I_{тер}^2 t_{тер};$$

$$B_k \leq (k_{тер} I_{ном})^2 t_{тер};$$

где  $k_{тер}$  – кратность термической стойкости (по паспортным данным).

ТТ должен работать в своем классе точности. Поэтому он должен проверяться по вторичной нагрузке

$$Z_{2ном} \geq Z_2 \approx r_2$$

где  $Z_{2ном}$  – номинальная допустимая нагрузка ТТ в выбранном классе точности;  $Z_2 (r_2)$  – вторичная нагрузка

$$r_2 = r_{прив} + r_{пр} + r_k$$

где  $r_{прив} = S_{прив} / I_{2ном}^2$  – сопротивление присоединенных ко вторичной обмотке ТТ приборов ( $S_{прив}$  – их мощность, В\*А;  $I_{2ном}$  – номинальный вторичный ток, 5 А);

$r_k = 0,1$  Ом – сопротивление контактных соединений.

Чтобы выполнялось условие  $Z_{2ном} \geq Z_2 \approx r_2$  сопротивление проводов должно

быть

$$r_{пр} \leq r_{2ном} - r_{прив} - r_k$$

тогда сечение проводов

$$F \geq \rho \cdot l / r_{пр},$$

где  $\rho$  – удельное сопротивление материала проводов (медь – 0,0175, алюминий – 0,0283  $\frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}{\text{м}}$ );

$l$  – длина провода, соединяющая ТТ и приборы, м.

При выборе ТТ необходимо учитывать место установки ТТ и стремиться к тому, чтобы  $I_{1ном}$  был как можно ближе к  $I_p$ , т.к. недогрузка первичной обмотки ТТ приводит к увеличению погрешности.

### 6.4.7 Выбор измерительного ТН

ТН выбирают по номинальному напряжению

$$U_{ном} = U_{сети}$$

и классу точности. Для того, чтобы ТН соответствовал своему классу точности осуществляется проверка по вторичной нагрузке

$$S_2 \leq S_{ном}$$

где  $S_{ном}$  – номинальная мощность ТН в выбранном классе точности;  $S_2$  – суммарная нагрузка измерительных приборов

$$S_2 = \sqrt{P_{прив}^2 + Q_{прив}^2}$$

## 6.5 Ограничение токов к.з. Токоограничивающие реакторы

При питании ЭУ от мощных ЭС из-за больших значений токов к.з. приходится значительно повышать мощность коммутационных аппаратов и сечения токоведущих частей, что увеличивает капитальные затраты и расход цветного металла. Экономически выгодно применять специальные меры для ограничения токов к.з.:

- повышение напряжения сети;
- секционирование сетей, исключающее параллельную работу ИП и ЛЭП;

- раздельная работа трансформаторов на шинах вторичного напряжения, увеличивающая сопротивление короткозамкнутой цепи;

- применение трансформаторов с расщепленной вторичной обмоткой, сопротивления которой в режиме к.з. приблизительно в 2 раза больше по сравнению с трансформаторами без расщепления обмоток 6-10 кВ;

- применение токоограничивающих реакторов.

Токоограничивающий реактор – это катушка без стального сердечника с изолированными друг от друга витками, укрепленными в бетонных колоннах. Реактор обладает значительной индуктивностью и малым активным сопротивлением. Отсутствие стального магнитопровода обеспечивает неизменность индуктивного сопротивления от протекаемого тока.

Устанавливаются реакторы в РУ 6-10 кВ ГПП или РП. Бывают индивидуальные, (рис. 6.7, а) групповые (рис. 6.7, б) и сдвоенные реакторы (рис. 6.7, в), обеспечивающие наименьшую потерю напряжения в нормальном режиме.

Реактор ставится тогда, когда отключающая способность выключателя окажется меньше тока к.з. ( $I_{отклном} < I_{кз}$ ) или расчетное сечение кабеля меньше минимального допустимого ( $F < F_{min}$ ).

Для выбора реактора надо знать:

- максимальный ток в цепи  $I_{рmax}$ ;

- ток к.з. до реактора  $I_{кз}$ ;

- ток к.з., до которого надо ограничить его величину  $I_{кз\ треб}$ .

Реакторы выбирают:

- по напряжению

$$U_{НОМР} \geq U_C;$$

- номинальному току

$$I_{НОМР} \geq I_{рmax};$$

- по сопротивлению

$$x_{р.расч} = \frac{U}{\sqrt{3}} \left( \frac{1}{I_{потреб}} - \frac{1}{I_{кз}} \right),$$

где  $I_{потреб} = I_{намотка}$  или  $I_{потреб} = I_{подол}$  (соответствующий допустимой  $\tau_{доп}$  при к.з.).

Выбранный реактор проверяют на

- динамическую стойкость

$$i_{прое} (i_{дан}) \geq i_y$$

- термическую стойкость

$$B_k < I_{тер}^2 t_{тер}$$

- по остаточному напряжению при к.з. непосредственно за реактором

$$U_{ост} \% = x_p \frac{\sqrt{3} \cdot I_{кз}}{U_{НОМ}} 100$$

где  $I_{кз}$  – ток к.з. за реактором;  $x_p$  – сопротивление реактора (по паспортным данным), Ом. По условиям работы потребителей  $U_{ост}$  должно быть не менее 65%  $U_{НОМ}$  сети.

[1, с.245-248]

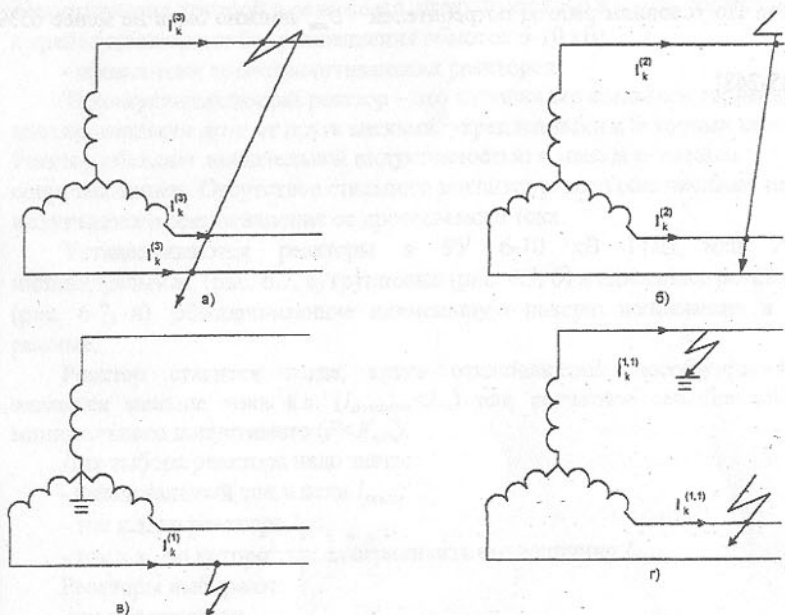


Рисунок 6.1 – Основные виды к.з. в трехфазных сетях

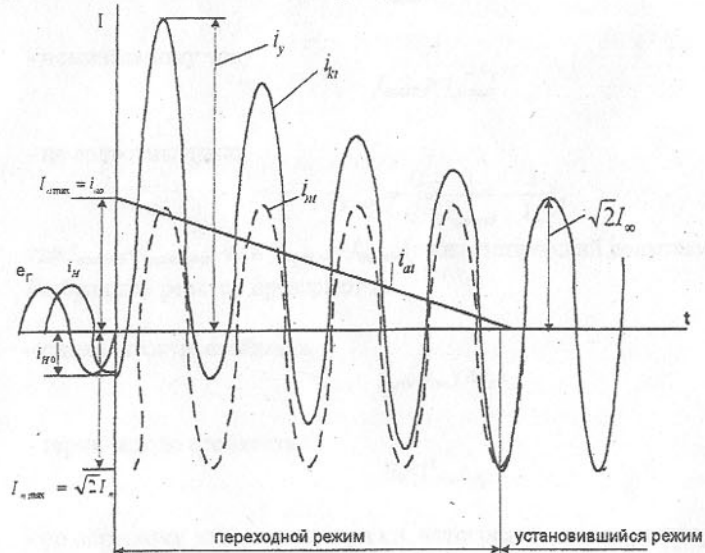


Рисунок 6.2 - Кривые изменения тока при коротких замыканиях

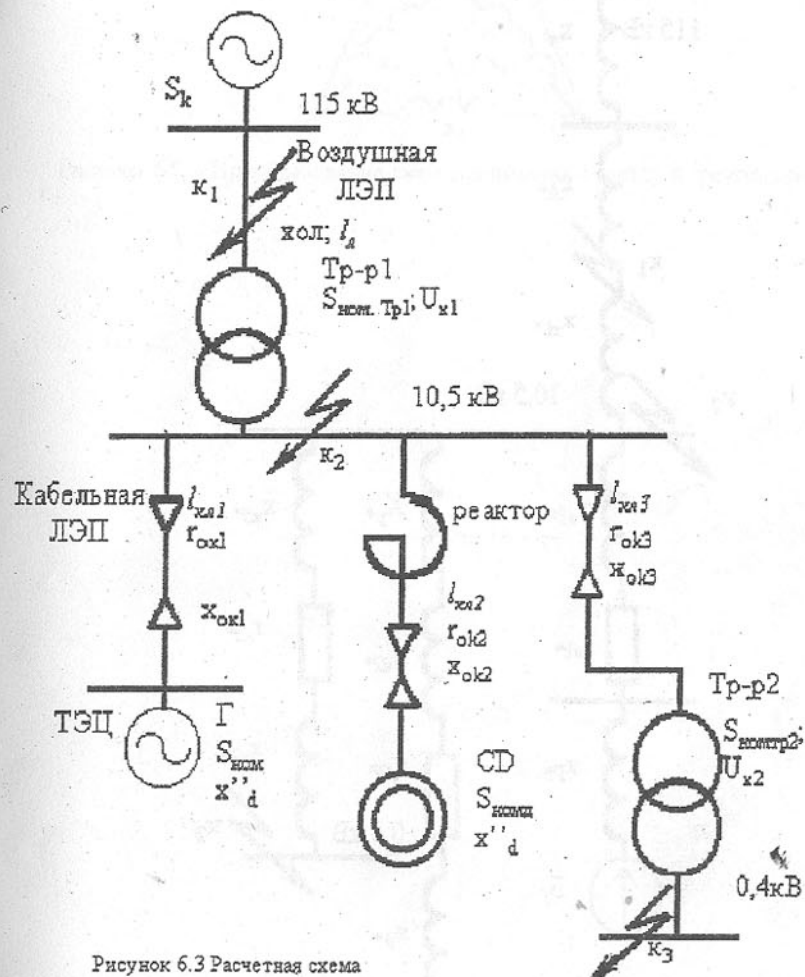


Рисунок 6.3 Расчетная схема

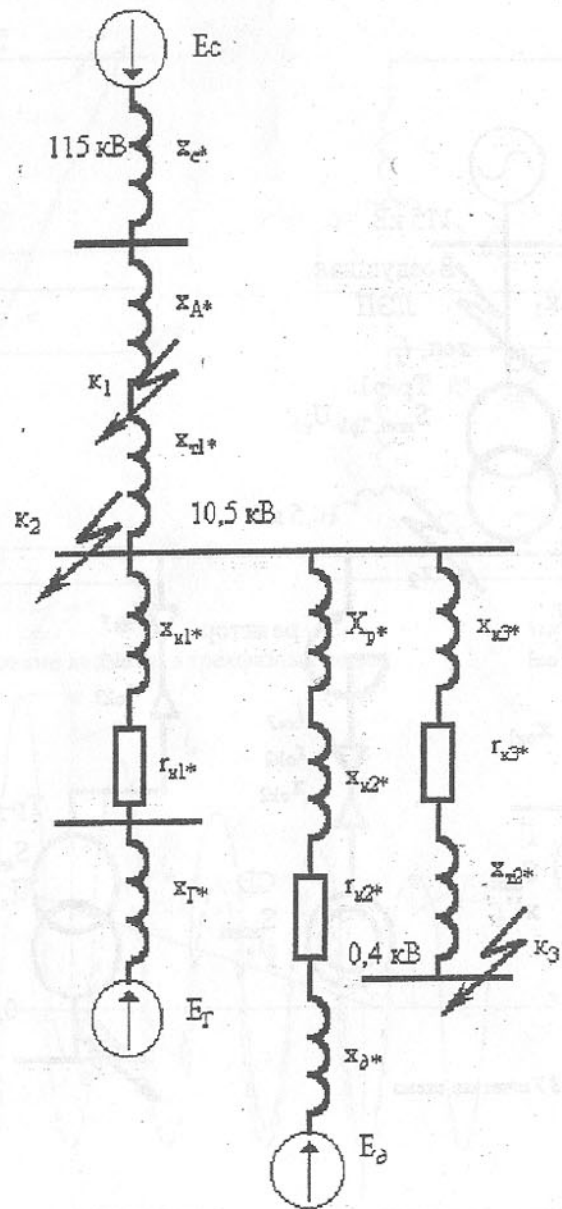


Рисунок 6.4 Схема замещения

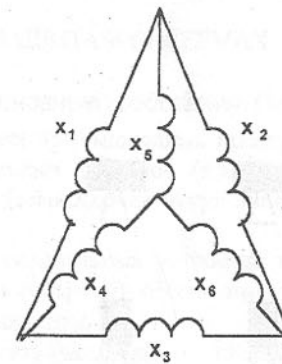


Рисунок 6.5 – Преобразование схем соединения в звезду и треугольник

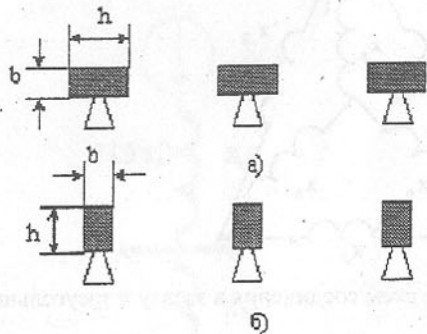


Рисунок 6.6 Расположение токоведущих шин на опорных изоляторах

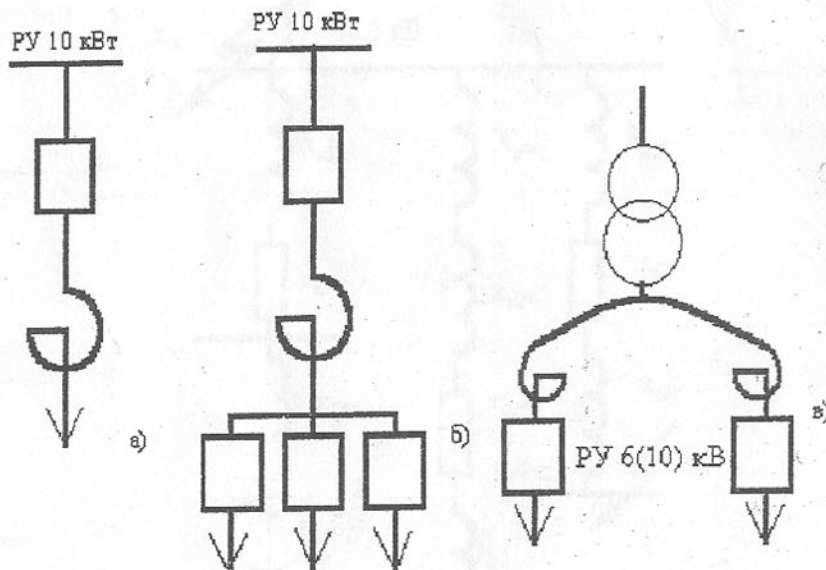


Рисунок 6.7 Схема подключения токоограничивающих реакторов

7.1 Назначение РЗ и основные требования. Параметры РЗ. Виды реле.

В электрических сетях промышленных предприятий возможно возникновение повреждений и аномальных режимов (к.з., перегрузки и т.д.), нарушающих нормальную работу ЭУ. Повреждения могут привести к аварии всей СЭС или ее части.

РЗ – совокупность специальных устройств и средств (реле, измерительные трансформаторы и другие аппараты), обеспечивающих автоматическое отключение поврежденной части ЭУ или сети.

При повреждении в сети (например, к.з.) РЗ выявляет поврежденный участок и отключает его, воздействуя на коммутационную аппаратуру. При аномальных режимах (перегрузках) РЗ действует на сигнал, предупреждающий дежурный персонал о неисправностях, или на отключение с выдержкой времени.

РЗ должна отвечать следующим требованиям:

- быстрдействие;
- селективность (избирательность) – способность отключать только поврежденный участок;
- чувствительность – способность реагировать на самые малые изменения контролируемого параметра (токи к.з. или перегрузки);
- надежность работы РЗ, которая заключается в ее правильном и безотказном действии во всех предусмотренных по ее назначению случаях.

Основными параметрами схем РЗ являются:

- ток срабатывания защиты – минимальный ток, при котором надежно работает защита (ток на первичной стороне ТТ, ко вторичной обмотке которого подключена РЗ)

$$I_{ср.з} = k_n * I_{рmax} / k_b;$$

где  $k_n$  – коэффициент надежности, учитывающий погрешности реле и измерительных трансформаторов и принимающий значение от 1,2 и выше в зависимости от назначения РЗ;

$k_b = I_b / I_{ср.р}$  – коэффициент возврата;  $I_b$  – ток возврата реле. Чем выше  $k_b$ , тем более чувствительнее защита;

- ток срабатывания реле – наименьший ток, при котором реле срабатывает

$$I_{ср.р} = k_{сх} * I_{ср.з} / k_{тт},$$

где  $k_{сх}$  – коэффициент схемы, определяемый отношением тока в обмотке реле  $I_{рл}$  к номинальному вторичному току ТТ  $I_{2н}$

$$k_{сх} = I_{рл} / I_{2н}$$

и зависящий от схемы подключения реле к ТТ;

$k_{тт}$  – коэффициент трансформации ТТ.



РЗ - коэффициент чувствительности, характеризующий надежность срабатывания

$$k_{\text{ч}} = I_{\text{кmin}} / I_{\text{ср.з}} = I_{\text{кmin}} \cdot k_{\text{сч}} / I_{\text{ср.р}} \cdot k_{\text{тт}}$$

Минимальные значения  $k_{\text{ч}}$  устанавливаются ПУЭ в зависимости от вида РЗ и места ее установки.

Приведенные выше параметры и формулы их расчета относятся к токовым РЗ. Для РЗ, реагирующих на изменения напряжения в сети, по аналогии с токовыми РЗ устанавливаются напряжения срабатывания: защиты Уср.з и реле напряжения Уср.р. кн может принимать значения как больше единицы (для защиты от повышения напряжения), так и меньше единицы (для защит минимального напряжения).

Реле, применяемые в РЗ, классифицируются по:

- принципу действия (электромагнитные, тепловые, электронные и др.);
- параметру действия (тока, напряжения и т.д.);
- по способу воздействия на отключение – прямого и косвенного действия;
- по способу включения – первичные и вторичные).

По назначению все реле делят на три группы:

- основные, непосредственно реагирующие на изменение контролируемых величин (реле тока, напряжения, мощности, частоты и т.д.);
- вспомогательные, управляемые другими основными реле и выполняющие дополнительные функции выдержки времени (реле времени), размножения числа контактов, передачи команды от одних реле к другим (промежуточные реле);
- сигнальные (указательные), фиксирующие действия РЗ и управляющие световыми и звуковыми сигналами.

Ток питания цепей РЗ называется оперативным током, который может быть переменным или постоянным. Источниками переменного оперативного тока могут быть ТТ, ТН или трансформаторы собственных нужд п/ст. Источниками постоянного оперативного тока являются аккумуляторные батареи, специальные блоки питания тока БПТ и напряжения БПН.

[1, с.294-296; 2, с.411-427]

## 7.2 Схемы соединения ТТ

В зависимости от вида РЗ, ее назначение и места установки, могут применяться различные схемы подключения токовых реле к ТТ (рис.7.1).

### Полная звезда

Применяется для защит от всех видов междуфазных к.з. и однофазных к.з. в сетях 110 кВ и выше с глухозаземленной нейтралью (рис. 7.1, а). Значение  $k_{\text{кз}}=1$ .

### Неполная звезда

Применяется для защит от междуфазных к.з. в сетях с изолированной нейтралью (рис.7.1, б). Значение  $k_{\text{кз}}=1$ .

### Треугольник

Применяется для защиты трансформаторов 35 кВ и выше со схемой соединения обмоток Y/Δ (рис. 7.1, в). Значение  $k_{\text{кз}}=\sqrt{3}$ .

### На разность токов двух фаз

Применяется для защиты от междуфазных к.з. в сетях с изолированной нейтралью (рис. 7.1, г). Значение  $k_{\text{кз}}=\sqrt{3}$ .

Последовательное соединение вторичных обмоток ТТ в одной фазе

Применяется при использовании маломощных ТТ (рис. 7.1, д). При этом нагрузка на ТТ одного класса точности распределяется равномерно.

$$Z'_{2\text{H}} = 0,5Z_{2\text{H}}$$

### Параллельное включение вторичных обмоток ТТ в одной фазе

Применяется для получения нестандартных  $k_{\text{тт}}$  (рис. 7.1, е). Например, вместо  $k_{\text{тт}}=75/5$  получим 37,5/5, увеличив ток в обмотке реле при данном токе нагрузки. При ТТ одного класса точности нагрузка на каждый из них удваивается

$$Z'_{2\text{H}} = 2Z_{2\text{H}}$$

### Фильтр нулевой последовательности

Схема на сумму токов трех фаз (рис. 7.1, ж) применяется для защиты от однофазных к.з. и замыканий на землю, которая не реагирует на междуфазные к.з. Ток в обмотке реле равен сумме токов (геометрической) трех фаз, которые в нормальном (симметричном) режиме должны быть равны нулю.

## 7.3 Максимальная токовая защита

Максимально токовая защита (МТЗ) является основным видом РЗ в электрических сетях промышленных предприятий и служит для защиты от перегрузок и одно-, двух- и трехфазных к.з. в сетях с глухозаземленной нейтралью и двух- и трехфазных к.з. в сетях с изолированной нейтралью.

Пусковым органом МТЗ является реле максимального тока и реле времени, обеспечивающее выдержку времени срабатывания МТЗ. МТЗ, выполненная на базе индукционных реле (РТ-80, РТ-90) или реле максимального тока с выдержкой времени (РТВ), называется МТЗ с зависимой от тока к.з. характеристикой времени срабатывания. Если МТЗ выполняется с помощью токовых реле мгновенного действия (РТ-40, ЭТ-520), а выдержка времени создается отдельными реле времени (РВ, РВМ), время действия которого не зависит от тока к.з. или перегрузки, то защита называется МТЗ с независимой характеристикой времени срабатывания.

При многоступенчатой схеме электроснабжения (рис. 7.2) МТЗ может защищать от к.з. не только тот участок (ступень), где она расположена, но и смежный с ним. Так в зону действия МТЗ на выключателе Q2 и ТТ 2ТТ входит линия Л2. Но эта же МТЗ может работать и при к.з. на смежном участке линии Л3 (если не работает МТЗ на Q3). В связи с этим защита на Q2 является основной для шин А2 и линии Л2 и резервной для шин А3 и линии Л3.

Основными условиями правильной работы МТЗ являются:

- правильный выбор тока срабатывания токового реле;
- обеспечение селективности действия МТЗ.

Ток срабатывания пусковых токовых реле МТЗ выбирается из следующих условий:

1) защита не должна приходить в действие при прохождении по защищаемому элементу максимального тока нагрузки  $I_{рmax}$

Для выполнения этого условия ток срабатывания реле должен быть больше (отстроен от)  $I_{рmax}$

$$I_{ср.р} = [k_H \cdot k_{сз} \cdot k_{сз} / (k_e \cdot k_{ТТ})] \cdot I_{рmax},$$

где  $k_H=1,2 \div 1,5$  – коэффициент надежности (отстройки) для учета погрешностей реле и ТТ;  $k_{сз}=2,5 \div 3$  – коэффициент самозапуска, учитывающий увеличение тока нагрузки при самозапуске ЭД;  $k_{сх}$  – коэффициент схемы включения реле;  $k_b=0,8 \div 0,9$  – коэффициент возврата реле;  $k_{ТТ}$  – коэффициент трансформации ТТ.

Если  $k_{сз}$  неизвестен, а самозапуск ЭД предусмотрен, то

$$I_{ср.р} = \frac{4 \cdot k_{сх}}{k_{ТТ}} I_{ном},$$

где  $I_{ном}$  – номинальный ток защищаемого оборудования.

2) Защита должна надежно действовать при к.з. на защищаемом участке и иметь  $k_ч$  в конце этого участка не менее 1,5. Например для МТЗ на Q2

$$k_ч = \frac{I_{к2min}}{I_{ср.р}} \geq 1,2,$$

где  $I_{к2min}$  – ток короткого замыкания в конце защищаемого участка.

3) Защита должна надежно действовать при к.з. н смежном (резервируемом) участке и иметь  $k_ч$  в конце смежного участка не менее 1,2. Например для МТЗ на Q2

$$k_ч = \frac{I_{к3min}}{I_{ср.р}} \geq 1,2$$

где  $I_{к3min}$  – ток к.з. в конце резервируемого участка.

Таким образом выполнение второго и третьего условий проверяют по  $k_ч$  в режиме, когда токи к.з. имеют минимальные значения (однофазные к.з. в сетях с глухозаземленной нейтралью и двухфазные к.з. в сетях с изолированной нейтралью). При расчете  $k_ч$  для схемы включения на разность токов двух фаз  $I^{(2)}_{кmin}$  определяется между двумя фазами, на одной из которых нет ТТ (АВ или ВС).

Выдержки времени срабатывания МТЗ выбираются для обеспечения селективности по ступенчатому принципу, при котором каждая последующая защита в направлении к ИП имеет выдержку больше предыдущей.

Так, если для ЭД выдержка времени МТЗ принимается равной  $t_4$ , то чтобы при повреждении одного из ЭД не отключился Q3, его МТЗ должна иметь выдержку времени  $t_3$  большую, чем  $t_4$  на величину ступени селективности  $\Delta t$ , т.е.

$$t_3 = t_4 + \Delta t.$$

Аналогично для последующих ступеней

$$t_2 = t_3 + \Delta t,$$

$$t_1 = t_2 + \Delta t.$$

Величина  $\Delta t$  должна быть такой, при которой защита на поврежденном участке сработает раньше, чем истечет выдержка времени защиты на вышестоящем неповрежденном участке. Для этого должны учитываться следующие составляющие ступени селективности:

$$\Delta t = t_{откл} + \Delta t_{PB1} + \Delta t_{PB2} + t_{зап}$$

где  $t_{откл}$  – время отключения выключателя от момента подачи импульса на отключающую катушку до момента гашения дуги на его контактах (0,08 ÷ 0,1 с – для воздушных, 0,08 ÷ 0,25 с – для масляных выключателей);  $\Delta t_{PB1}, \Delta t_{PB2}$  – погрешности реле времени защиты поврежденного и последующего элементов защищаемой сети (0,06-0,12 с);  $t_{зап}$  – время запаса, учитывающее неточность регулировки защиты (0,1 ÷ 0,15 с).

Выдержку времени МТЗ с зависимой характеристикой времени срабатывания выбирают при определенных значениях токов к.з. Для этого вида МТЗ  $\Delta t = 0,5 \div 0,7$  с.

[1, с.302-312; 2, с.438-450]

## 7.4 Токовая отсечка

Токовой отсечкой (ТО) называется МТЗ с ограниченной зоной действия с мгновенным отключением (в большинстве случаев) или с выдержкой времени. Селективность ТО обеспечивается не выдержкой времени, как у МТЗ, а

ограничением зоны ее действия. Для этого ток срабатывания ТО отстраивается не от максимального тока нагрузки, а от тока к.з. в конце защищаемой линии или в другой точке сети, где ТО не должна действовать.

Рассмотрим выбор тока срабатывания ТО, подключенной к ТТ1 в начале ЛЭП (рис. 7.3). Ток срабатывания ТО  $I_{ср.то}$  выбирается так, чтобы ТО на ТТ1 не работала при повреждениях в конце ЛЭП (точка К2 на рис. 7.3), расположенных по направлению от ИП к ТП за выключателем Q2. Для этого  $I_{ср.то}$  должен быть отстроен от тока к.з. в точке К2

$$I_{ср.то2} = k_H \cdot I_{к2max},$$

где  $k_H = 1,2 - 1,3$  при выполнении ТО на реле типа РТ - 40 и  $1,4 - 1,5$  - при РТ - 80;

$I_{к2max}$  - максимальное значение тока при к.з. в точке К2.

При повреждениях за выключателем Q2 (в том числе и в точке К2) должна срабатывать РЗ трансформатора ТП, подключенная к ТТ2.

В некоторых случаях предусматривается глухое присоединение ТП к ЛЭП без установки выключателя Q2 на стороне высокого напряжения. В этом случае ТО может защищать всю ЛЭП, а в формулу для определения  $I_{ср.то3}$  следует подставить значение тока к.з. на стороне низкого напряжения трансформатора ТП (точке К3)

$I_{к3max}$ .

Зона действия ТО определяется графически. Для этого вычисляются токи к.з. в начале (тока К1) и в конце (тока К2) ЛЭП, а также на расстояниях  $1/4, 1/2, 3/4$  от длины ЛЭП. По найденным значениям тока к.з. строится кривая 1 (рис. 7.3), определяемая сопротивлением сети от ИП до места к.з. и уменьшающаяся при удалении от ИП. Найденные значения  $I_{ср.то}$  наносятся на том же графике в виде горизонтальных прямых ( $I_{ср.то2}$  или  $I_{ср.то3}$ ). ТО будет действовать в зонах, где  $I_k > I_{ср.то}$  (ОА2 или ОА3). Точки пересечения горизонтальных прямых с кривой 1 определяют концы зон действия ТО. В первом случае (точка А2) надежно защищена практически вся ЛЭП, а во втором (точка А3) - кроме ЛЭП, еще и обмотка высокого напряжения трансформатора ТП.

Коэффициент чувствительности ТО определяется отношением

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{кmin}}{I_{ср.т}}$$

где  $I_{кmin}$  - минимальный ток к.з. в начале защищаемой ЛЭП (точка К1 в первом случае) или перед трансформатором ТП (точка К2 во втором случае). Значение  $k_{\text{ч}}$  должно быть не менее 1,5.

При сочетании ТО с МТЗ получают ступенчатую по времени токовую защиту. Первая ступень ТО в пределах своей зоны действует мгновенно, вторая ступень МТЗ - с выдержкой времени. При сочетании ТО с МТЗ, выполненной на РТ-80, установки дополнительных реле для ТО не требуется, так как РТ-80 имеют

встроенные электромагнитные элементы, выполняющие функции ТО. [1,с.307-309; 2,с.443-446]

## 7.5 Схемы МТЗ

В сетях с изолированной нейтралью используются следующие схемы МТЗ

1) Двухфазная МТЗ с независимой времятоковой характеристикой на постоянном оперативном токе (рис. 7.4, а). Токовые реле КА1 и КА2 выполняются на реле типа РТ-40. Схема используется для защиты от междуфазных к.з. и перегрузок. Необходимая выдержка времени срабатывания МТЗ обеспечивается реле времени КТ. Сигнал усиливается с помощью промежуточного реле КЛ. КН и УАТ - соответственно указательное реле и электромагнит отключается выключателем Q.

2) Двухфазная МТЗ с зависимой времятоковой характеристикой на постоянном оперативном токе. Могут быть применены реле прямого действия (рис. 7.4, б). Токовые реле КА1 и КА2 выполняются на реле типа РТ-80. Схема используется для защиты от многофазных к.з. и перегрузок. Индукционные элементы (контакты 1КА1 и 1КА2) токовых реле обеспечивают требуемую выдержку времени МТЗ при перегрузках. При токах к.з. срабатывают электромагнитные элементы реле (контакты 2КА1 и 2КА2) без выдержки времени (ТО).

3) С одним токовым реле, включенным на разность тока двух фаз (рис. 7.4, в). В качестве реле тока применяется реле прямого действия типа РТВ. Схема применяется для защиты от перегрузок и к.з.

Чувствительность схемы в) по сравнению с б) ниже в 1,73 раза.

Если в схемах б) и в) будут применены реле типа РТМ, то эти схемы будут схемами ТО.

4) Двухфазная МТЗ с зависимой времятоковой характеристикой на переменном оперативном токе (рис. 7.4, г). В схеме используются реле типа РТ-80. Схема применяется для защиты от перегрузок и от междуфазных к.з.

В сетях с глухозаземленной нейтралью используется трехфазная МТЗ с независимой времятоковой характеристикой на постоянном оперативном токе (рис. 7.5). Применяется для защиты от междуфазных и однофазных к.з. В схеме используются реле типа РТ-40. Реле КА1, КА2, КА3 - реле защиты от междуфазных к.з., а КАО - от однофазных к.з. КАО включена на фильтр токов нулевой последовательности, чтобы повысить чувствительность к однофазным к.з. Выдержка времени от однофазных к.з. (КТ2) устанавливается по ступенчатому принципу и она меньше, чем выдержка времени (КТ1) РЗ от многофазных к.з. [1,с.302-304; 2,с.438-442]

## 7.6 Дифференциальная токовая защита

Дифференциальная токовая защита (ДТЗ) является разновидностью МТЗ. ДТЗ может быть продольной и поперечной.

Продольная ДТЗ (рис. 7.6) основана на принципе сравнения токов в начале и конце защищаемого участка (например, в начале и конце обмоток трансформатора,

генератора, ЭД). Для осуществления этой защиты с обеих сторон защищаемого элемента устанавливаются ТТ (ТА1 и ТА2). Участок, ограниченный ТТ, называется зоной действия ДТЗ.

Если характеристики ТА1 и ТА2 одинаковы, то в нормальном режиме и при внешних к.з. (точка К1) токи во вторичных обмотках ТТ будут равны, их разность будет равна нулю, поэтому ток через обмотку токового реле КА протекать не будет и РЗ действовать не будет:

$$I_{рл} = I_1 - I_2 = 0.$$

При к.з. в защищаемой зоне (точка К2) ток к.з. проходит только через ТА1, а через ТА2 нет. Через реле КА протекает ток  $I_p = I_1$ . Реле срабатывает и производится двухстороннее отключение поврежденного участка выключателями Q1 и Q2.

Продольная ДТЗ действует при междуфазных к.з. и межвитковых замыканиях в трансформаторе. ДТЗ обладает высокой чувствительностью и является быстродействующей, так как по условиям селективности для нее не требуется выдержки времени. Условия надежной работы ДТЗ – отстройка от тока небаланса  $I_{нб}$ , возникающего из-за погрешностей ТТ (ТА1 и ТА2):

$$I_{ср.р} = k_n * k_{сх} * I_{нб} / k_{тт},$$

где  $k_n = 1,3$ .

При определении  $k_n$  в качестве  $I_{кmin}$  принимается минимальное значение тока к.з. внутри защищаемого элемента.

Поперечная дифференциальная защита применяется для защиты параллельных линий, присоединенных к шинам п/ст через один общий выключатель (рис. 7.7). В нормальных условиях  $I_p = I_1 - I_2 = 0$ . При повреждении на одной из линий  $I_1 \neq I_2$ , по обмотке реле КА идет ток, РЗ срабатывает и отключает выключатель Q.

Для выполнения поперечной ДТЗ двух параллельных линий с отдельными выключателями на каждую линию применяют реле направления мощности.

[1, с.309-311; 2, с.448-450]

## 7.7 Защита силовых трансформаторов

Выбор защиты силовых трансформаторов зависит от мощности, места установки и эксплуатационного режима трансформатора.

Для защиты трансформаторов при их повреждении и сигнализации о нарушениях нормальных режимов работы могут применяться: ДТЗ, МТЗ, ТО, газовая защита, защита предохранителями.

В качестве основной защиты от повреждений на выводах и внутренних повреждениях трансформатора при  $S_{номтр} \geq 6300$  кВА, как правило, применяется ДТЗ. Также ДТЗ устанавливается на трансформаторах 1000 кВ\*А и выше, если ТО не обеспечивает  $k_n \geq 2$  при к.з. на НН, а МТЗ имеет выдержку времени более 1с.

Если ДТЗ не предусмотрена, то в качестве основной защиты может быть принята ТО, установленная со стороны питания (трансформаторы

$S_{номтр} < 6300$  кВ\*А).  $I_{срто}$  выбирается таким, чтобы ТО не работала при к.з. за трансформатором. ТО может быть использована в качестве резервной РЗ в трансформаторах с  $S_{номтр} \geq 6300$  кВА.

Для защиты трансформаторов с  $S_{номтр} \geq 1000$  кВА от внешних к.з. и перегрузок применяется МТЗ со стороны основного питания с действием на отключение при внешних к.з. и на сигнал – при перегрузках трансформатора.

Для защиты от внутренних повреждений трансформатора (например, межвитковых замыканиях), сопровождающихся выделением газов в масле используется газовая защита. Газовая защита обязательна для трансформаторов с  $S_{номтр} \geq 6300$  кВА, а также с  $S_{номтр} = 1000 + 4000$  кВА, не имеющих ДТЗ или ТО, и если МТЗ имеет выдержку времени 1 с и более. Газовая защита обязательна для внутрицеховых трансформаторов с  $S_{номтр} \geq 630$  кВА.

Цеховые трансформаторы с  $S_{номтр} \leq 1000$  кВА могут быть защищены предохранителями, если  $S_{сз} < 200$  МВА.

[1, с.313-320; 2, с.451-460]

## 7.8 Защита кабельных и воздушных линий

Для линий напряжением 6-35 кВ с изолированной нейтралью от многофазных к.з. применяются МТЗ и ТО в двухфазном исполнении и может быть двух- или трехрелейной в зависимости от требований чувствительности и надежности. Защита от замыканий на землю с использованием ТТ нулевой последовательности устанавливают с действием на сигнал. Допускается вместо РЗ предусматривать устройство контроля изоляции с использованием ТН типа НТМИ.

На линиях 110 кВ и выше с глухозаземленной нейтралью защита предусматривается от многофазных и однофазных к.з. Применяют ступенчатые токовые защиты (МТЗ, ТО, ДТЗ).

## 7.9 Защита электродвигателей

Для защиты АД и СД напряжением выше 1000 В применяют устройства РЗ, обеспечивающие защиту при

- многофазных замыканиях на выводах и в обмотке статора (ТО или ДТЗ для СД более 2000 кВт);

- замыканиях на землю в обмотке статора для ЭД до 2000 кВт при токе однофазного замыкания не менее 10 А и более 2000 кВт при токе замыкания выше 5 А;

- перегрузках по технологическим причинам или из-за затянувшегося пуска (самопуска);

- асинхронном режиме СД (защиту совмещают с защитой от перегрузки);

- исчезновении или длительном снижении напряжения.

## 7.10 Защита электрических сетей напряжением до 1 кВ

В электрических сетях напряжением до 1 кВ в качестве защитных аппаратов могут быть использованы автоматические воздушные выключатели (автоматы) и

предохранители, которые обеспечивают автоматическое отключение поврежденных участков электросети или ЭУ.

[1, с.192-200; 3, с.70-79]

### 7.10.1 Выбор предохранителей на напряжение до 1 кВ

Плавкий предохранитель предназначен для защиты электроустановок от токов КЗ и перегрузок. Предохранитель не должен срабатывать от длительных токов нормального режима работы электроприемников и от эксплуатационных толчков тока при пуске электродвигателей, их торможении, переключении. В то же время, он должен надежно отключать токи недопустимой перегрузки и КЗ.

Параметры выбранного предохранителя должны удовлетворять следующим условиям

$$U_{\text{НОМТР}} \geq U_{\text{СЕТИ}}$$

где  $U_{\text{НОМТР}}$  и  $U_{\text{СЕТИ}}$  - соответственно, номинальные напряжения предохранителя и сети;

$$I_{\text{НОМТР}} \geq I_{\text{РМАХ}}$$

$$I_{\text{НОМВСТ}} \geq I_{\text{РМАХ}}$$

где  $I_{\text{НОМТР}}$  и  $I_{\text{НОМВСТ}}$  - соответственно, номинальные токи предохранителя и плавкой вставки предохранителя;

$I_{\text{РМАХ}}$  - рабочий максимальный ток длительного режима работы участка сети или электроприемника;

Для индивидуального предохранителя, защищающего участок сети, который питает отдельный электроприемник (например, электродвигатель), должно выполняться условие:

$$I_{\text{НОМВСТ}} \geq \frac{i_{\text{П}}}{\alpha}$$

где  $i_{\text{П}}$  - пиковый ток электроприемника, в качестве которого для электродвигателя принимается значение его пускового тока;

$\alpha$  - коэффициент, учитывающий условия пуска и принимаемый равным 1,6 - для тяжелых условий и 2,5 - для легких.

Для группового предохранителя, защищающего участок сети или ввод в распределительный шкаф (силовой пункт), от которых запитывается группа  $n$  электроприемников (электродвигателей), должно выполняться условие:

$$I_{\text{НОМВСТ}} \geq \frac{I_{\text{П}}}{\alpha}$$

где  $I_{\text{П}}$  - пиковый ток группы электроприемников. При  $n < 4$

$$I_{\text{П}} \geq i_{\text{ПМАХ}} + \sum_{i=1}^{n-1} i_{\text{Н}i}$$

где  $\sum_{i=1}^{n-1} i_{\text{Н}i}$  - сумма номинальных токов электроприемников, питающихся

от участка сети или щита, кроме электроприемника (электродвигателя) с наибольшим пиковым (пусковым) током  $i_{\text{ПМАХ}}$ . При  $n \geq 4$

$$I_{\text{П}} = i_{\text{ПМАХ}} + (I_{\text{Р}} - k_{\text{Н}} \cdot i_{\text{НМАХ}})$$

где  $I_{\text{Р}}$  - расчетный ток группы  $n$  электроприемников,

$k_{\text{Н}}$  и  $i_{\text{НМАХ}}$  - соответственно, значения коэффициента

использования и номинального тока электроприемника (электродвигателя) с наибольшим пиковым (пусковым) током.

Для защиты проводников и кабелей от перегрузки должно быть обеспечено соотношение между допустимым током проводника и выбранным значением  $I_{\text{НОМВСТ}}$  в соответствии с условием:

$$I_{\text{Д}} \cdot k_{\text{П}} \geq k_{\text{ЗАЩ}} I_{\text{НОМВСТ}}$$

где  $k_{\text{П}}$  - поправочный коэффициент, учитывающий условия прокладки проводника;

$k_{\text{ЗАЩ}}$  - защитный коэффициент (см. таблицу 4.1)

Предельный отключаемый ток предохранителя должен быть не менее максимального тока КЗ в месте установки

$$I_{\text{ПРОТКЛ}} \geq I_{\text{КМАХ}}$$

Проверка чувствительности при КЗ выполняется по условию

$$I_{\text{НОМВСТ}} \cdot k_{\text{Ч}} \leq I_{\text{КМИН}}$$

где  $I_{\text{КМИН}}$  - минимальный ток КЗ в конце защищаемого участка с учетом токоограничивающего действия электрической дуги.

$k_{\text{Ч}}$  - коэффициент чувствительности, значение которого принимаются равным 3- для невзрывоопасной среды и 4- для взрывоопасной.

### 7.10.2 Выбор автоматических выключателей

Автоматические воздушные выключатели (автоматы) напряжением до 1 кВ, предназначенные для нечастых коммутаций электрических сетей и электроустановок и защиты их от перегрузок и КЗ, должны соответствовать следующим требованиям

$$U_{НОМВ} \geq U_{СЕТИ}$$

где  $U_{НОМВ}$  - номинальное напряжение автомата;

$$I_{НОМВ} \geq I_{Рmax}$$

где  $I_{НОМВ}$  - номинальный ток автомата;

$$I_{НРАСЦ} \geq I_{Рmax}$$

где  $I_{НРАСЦ}$  - номинальный ток расцепителя (чаще всего теплового), осуществляющего защиту от перегрузки.

Для индивидуального автомата, защищающего участок сети, который питает отдельный электроприемник (например, электродвигатель) должно выполняться условие:

$$I_{СР.ЭМ} \geq k_H \cdot I_{П}$$

где  $I_{СР.ЭМ}$  - ток срабатывания электромагнитного расцепителя автомата, выполняющего роль токовой отсечки;

$k_H$  - коэффициент надежности, величина которого зависит от типа автомата.

Для группового автомата, защищающего участок сети или ввод в распределительный шкаф (силовой пункт), от которых запитывается группа  $n$  электроприемников (электродвигателей), выбор  $I_{СР.ЭМ}$  выполняется по условиям, из которых принимается наибольшее полученное значение:

$$I_{СР.ЭМ} \geq k_H \cdot k_{СЗ} \cdot I_{Рmax}$$

$$I_{СР.ЭМ} \geq k_H \cdot I_{П}$$

$$I_{СР.ЭМ} \geq k_{НС} \cdot I_{СР.ЭЛ0}$$

где  $k_{СЗ}$  - коэффициент, учитывающий возможность самозапуска  $n$  электродвигателей;

$k_{НС}$  - коэффициент надежности согласования с токовыми отсечками автоматов отходящих от щита линий ( $k_{НС} = 1.3 - 1.5$ );

$I_{СР.ЭЛ0}$  - наибольший из токов срабатывания электромагнитного расцепителя автоматов отходящих линий.

Для защиты проводников и кабелей от перегрузки должно быть обеспечено соотношением между  $I_{ДОП}$  проводника и выбранным значением  $I_{НРАСЦ}$  в соответствии с условием:

$$I_{ДОП} \cdot k_{П} \geq I_{НРАСЦ} \cdot k_{ЗАЩ}$$

Предельный ток отключения автомата (предельная коммутационная способность) должен быть не менее максимального тока КЗ в месте установки автомата

$$I_{ОТКЛ} \geq I_{УМАХ}$$

Чувствительность срабатывания автомата при КЗ проверяется по величине коэффициентов чувствительности

$$k_{Ч}^{(2)} = \frac{I_{К}^{(2)}}{I_{СРЭЛ}}$$

$$k_{Ч}^{(1)} = \frac{I_{К}^{(1)}}{I_{СРЭЛ}}$$

где  $I_{К}^{(2)}$  и  $I_{К}^{(1)}$  - минимальные токи двух- и однофазных КЗ на выводах электроприемника (при проверке индивидуального автомата) или на защищаемом щите (при проверке группового автомата). Минимальные значения  $k_{Ч}^{(2)}$  и  $k_{Ч}^{(1)}$  составляют 1,4-1,5.

Выбранные аппараты защиты должны обеспечивать селективность действия защит при КЗ на любых участках внутрицеховой электросети.

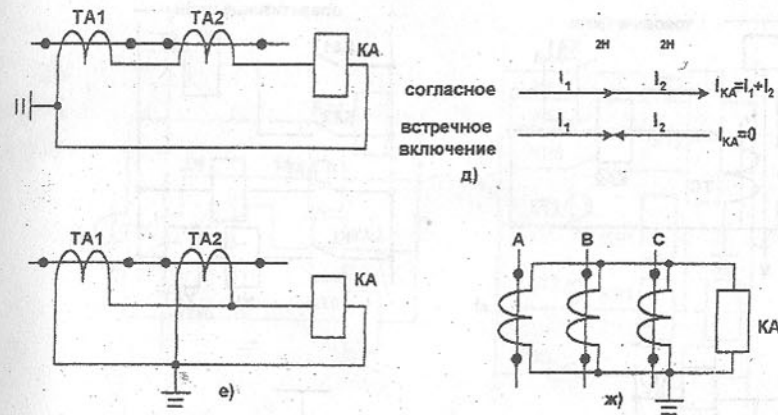
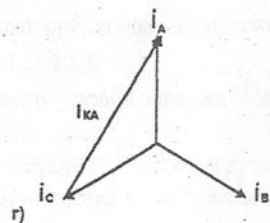
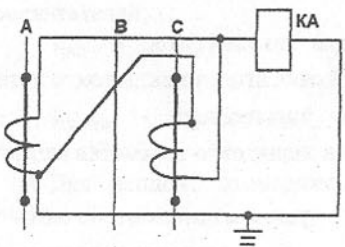
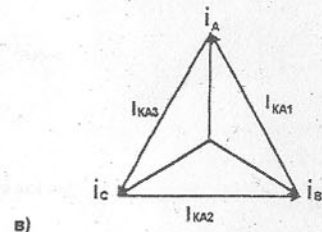
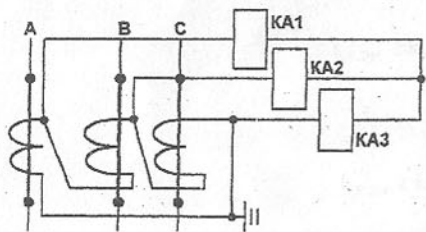
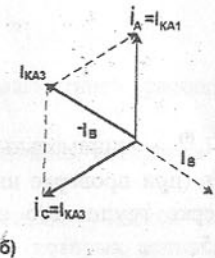
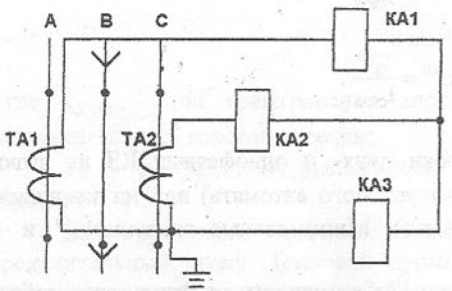
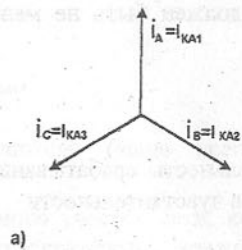
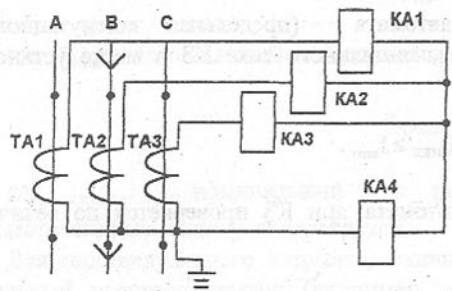


Рисунок 7.1 – Схемы подключения токовых реле и векторные диаграммы токов

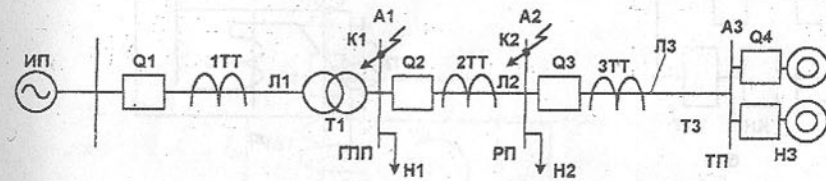


Рисунок 7.2 – Схема многоступенчатой МТЗ

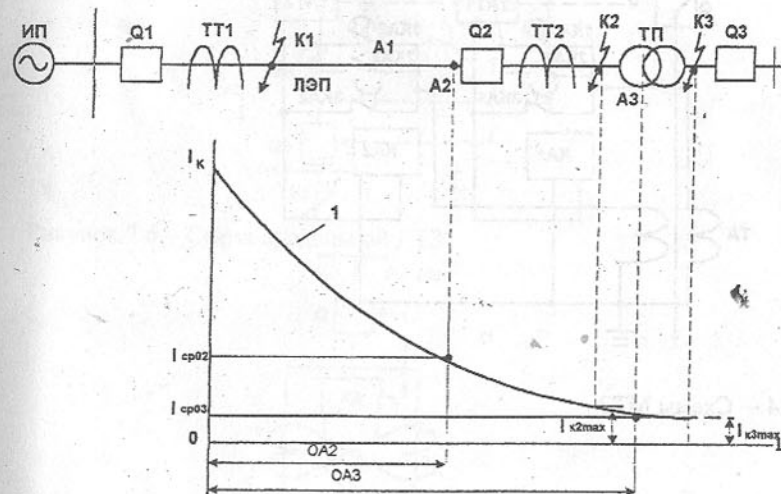


Рисунок 7.3 – Определение зоны действия токовой отсечки

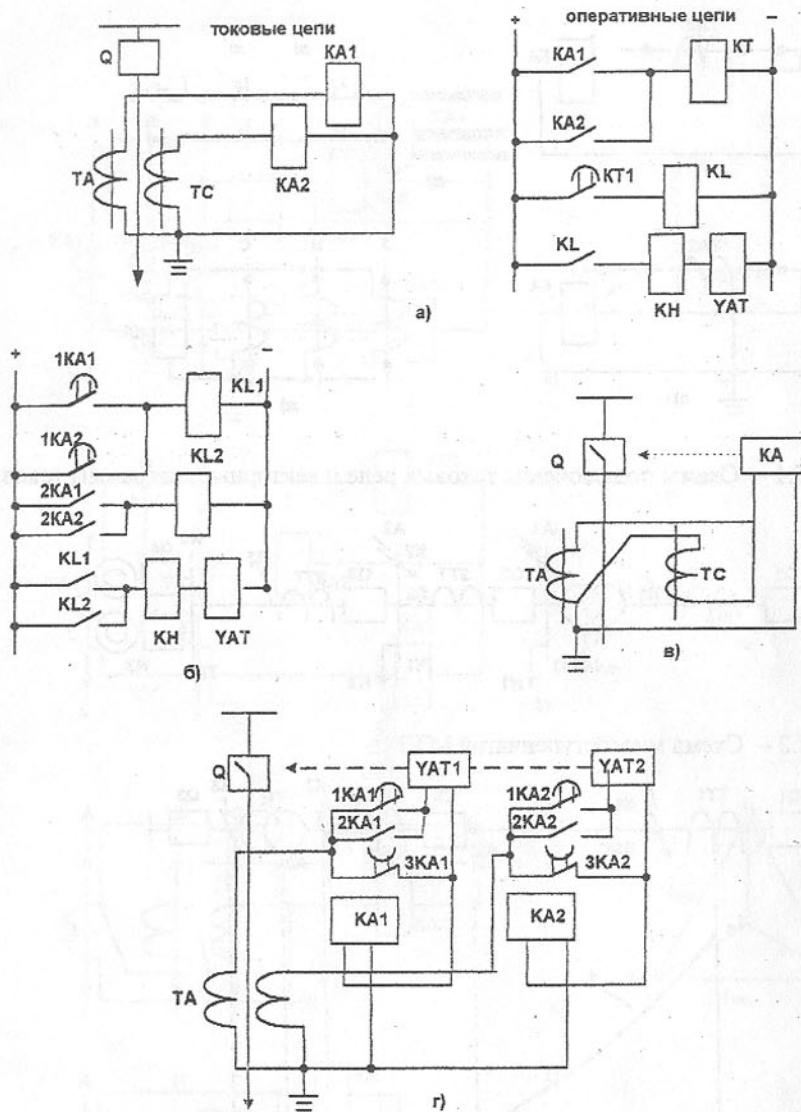


Рисунок 7.4 – Схемы МТЗ

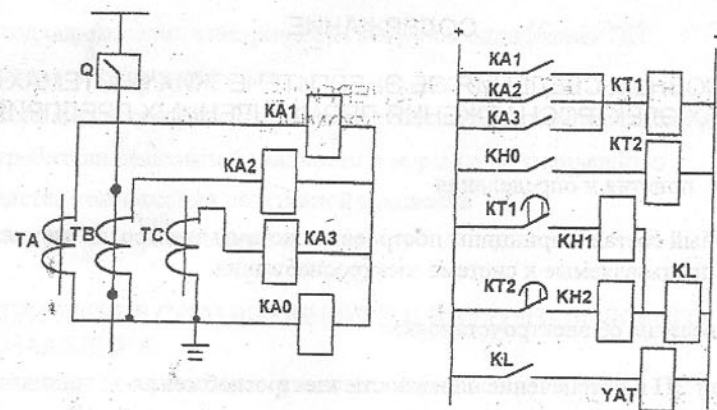


Рисунок 7.5 – Схема трехфазной МТЗ на постоянном оперативном токе

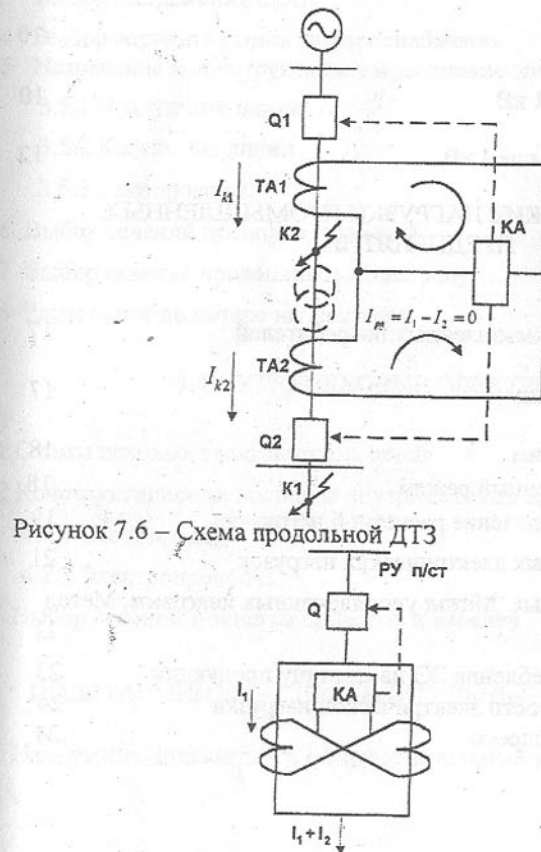


Рисунок 7.6 – Схема продольной ДТЗ

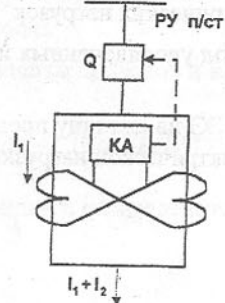


Рисунок 7.7 – Схема поперечной ДТЗ



## СОДЕРЖАНИЕ

### 1 ОСНОВНЫЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ЭНЕРГИТЕЧЕСКИХ СИСТЕМАХ И СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

1.1 Основные понятия и определения	4
1.2 Структурный состав и принципы построения системы электроснабжения. Требования, предъявляемые к системе электроснабжения	5
1.3 Общие сведения об электроустановках	6
1.4 Категории ЭП и обеспечение надежности электроснабжения	6
1.5 Напряжения электрических сетей	8
1.6 Режимы нейтрали сети	10
1.6.1 ЭУ с напряжением до 1 кВ	10
1.6.2 ЭУ с напряжением свыше 1 кВ	12

### 2 ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ НАГРУЗКИ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

2.1 Характеристики основных промышленных потребителей	17
2.1.1 Продолжительный режим	17
2.1.2 Кратковременный режим	18
2.1.3 Повторно-кратковременный режим	18
2.2 Графики нагрузок. Определение расчетной нагрузки	19
2.3 Методы определения расчетных электрических нагрузок	21
2.3.1 Метод расчетных кривых. Метод упорядоченных диаграмм. Метод коэффициента максимума	22
2.3.2 Метод удельного потребления ЭЭ на единицу продукции	23
2.3.3 Метод удельной плотности электрической нагрузки	24
2.3.4 Метод коэффициента спроса	24

2.4 Метод определения электрических нагрузок однофазных ЭП	25
2.5 Определение пикового тока	25
2.6 Потери мощности и энергии в элементах системы электроснабжения	26
2.7 Потребители реактивной мощности и меры по ее уменьшению	29
2.8 Средства компенсации реактивной мощности	31
2.9 Выбор КУ и их размещение	30

### 3 ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ ВНЕШНЕГО И ВНУТРИЗАВОДСКОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

3.1 Принципы построения схем электроснабжения	37
3.2 Распределение ЭЭ на напряжение выше 1000 В	37
3.3 Выбор напряжения СЭС	38
3.4 Выбор варианта схемы электроснабжения	38
3.5 Назначение и конструктивное исполнение электрических сетей	39
3.5.1 Воздушные линии	39
3.5.2 Кабельные линии	40
3.5.3 Токоспроводы	42
3.6 Выбор сечений проводов и кабелей	43
3.7 Выбор сечения проводников по нагреву	43
3.8 Расчет сети по потере напряжения	44

### 3. ВНУТРИЦЕХОВЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ

4.1 Схемы цеховых электрических сетей	50
4.2 Конструктивное выполнение внутрицеховых электрических сетей	51
4.2.1 Шинопровод	52
4.2.2 Электропроводка	53
4.3 Выбор сечений и защиты проводов и кабелей	54

### 5 ПОДСТАНЦИИ И РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ УСТРОЙСТВА ПРЕДПРИЯТИЙ

5.1 Назначение подстанций и распределительных устройств	58
---	----

5.2	Выбор числа и мощности трансформаторов подстанций	59
5.3	Основное электрооборудование подстанций промышленных предприятий	60
5.3.1	Выключатели высокого напряжения	60
5.3.2	Приводы выключателей	61
5.3.3	Разъединители	62
5.3.4	Короткозамыкатель	62
5.3.5	Отделитель	62
5.3.6	Выключатели нагрузки 6-10 кВ	62
5.3.7	Предохранители	63
5.3.8	Измерительные трансформаторы тока	63
5.3.9	Измерительные трансформаторы тока	64
5.3.10	Силовые трансформаторы	65
5.4	Схемы главных понизительных п/ст и цеховых ТП	67

## 6 КОРОТКИЕ ЗАМЫКАНИЯ В СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ. ВЫБОР АППАРАТОВ И ТОКОВЕДУЩИХ ЧАСТЕЙ

6.1	Общая характеристика процесса к.з.	74
6.2	Способы расчета токов к.з.	76
6.2.1	Расчет токов к.з. в относительных единицах	77
6.2.2	Особенности расчета токов к.з. в ЭУ напряжением до 1 кВ	79
6.3	Электродинамическое и термическое действие токов к.з.	81
6.4	Выбор аппаратов и токоведущих частей напряжением выше 1кВ.	83
6.4.1	Выбор шин и изоляторов	83
6.4.2	Выбор кабелей	84
6.4.3	Выбор высоковольтных выключателей	84
6.4.4	Выбор выключателей нагрузки и высоковольтных предохранителей	84
6.4.5	Выбор разъединителей, отделителей и короткозамыкателей	85
6.4.6	Выбор измерительных ТТ	85
6.4.7	Выбор измерительного ТН	86
6.5	Ограничение токов к.з. Токоограничивающие реакторы	86

## 7 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА В СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

7.1	Назначение РЗ и основные требования. Параметры РЗ. Виды реле	94
7.2	Схемы соединения ТТ	95
7.3	Максимальная токовая защита	96
7.4	Токовая отсечка	98
7.5	Схемы МТЗ	100
7.6	Дифференциальная токовая защита	100
7.7	Защита силовых трансформаторов	101
7.8	Защита кабельных и воздушных линий	102
7.9	Защита электродвигателей	102
7.10	Защита электрических сетей напряжением до 1 кВ	102
7.10.1	Выбор предохранителей на напряжение до 1 кВ	103
7.10.2	Выбор автоматических выключателей	104

## Литература

- Киязевский Б.А., Липкин Б.Ю. Электроснабжение промышленных предприятий. - М.: Высшая школа 1986 - 400с.
- Коновалова Л.Л. Электроснабжение промышленных предприятий и установок. - М.: Энергоатомиздат 1989. - 528с.
3. Липкин Б.Ю. Электроснабжение промышленных предприятий и установок. - М.: Высшая школа 1990 - 366 с.
4. Федоров А.А., Ристхейн Э.М. Электроснабжение промышленных предприятий - М.: Энергоатомиздат 1982 - 360 с.
5. Правила устройства электроустановок. - М.: Энергоатомиздат 1985 - 640 с.

