

Федеральное агентство по образованию  
Государственное образовательное учреждение высшего профессионального образования  
Ульяновский государственный технический университет

**Е. Ф. Щербаков, А. Л. Дубов**

**РАСПРЕДЕЛЕНИЕ  
ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ  
ЭНЕРГИИ  
НА ПРЕДПРИЯТИЯХ**

УДК 621.3(075)  
ББК 31.27я7  
Щ61

Рецензенты:

генеральный директор ОАО «УНИПТИМАШ», кандидат технических наук, доцент В. Е. Быстрицкий;  
главный специалист управления Ростехнадзора по Ульяновской области, кандидат технических наук Д. С. Александров

**Щербаков Е. Ф.**

Щ61      Распределение электрической энергии на предприятиях: учебное пособие / Е. Ф. Щербаков, А. Л. Дубов. – Ульяновск: УлГТУ, 2006. – 106 с.

ISBN 5-89146-850-6

Рассматриваются конструкции трансформаторных подстанций и электрических сетей на предприятиях, выбор трансформаторов и оборудования трансформаторных подстанций, расчет электрических сетей при напряжениях до и выше 1 кВ.

Предназначается в качестве учебного пособия студентам электротехнических специальностей образовательных учреждений высшего и среднего профессионального образования по дисциплине «Электроснабжение». Может быть полезна специалистам, занятым проектированием и эксплуатацией устройств электроснабжения.

**УДК 621.3(075)**  
**ББК 31.27я7**

ISBN 5-89146-850-6

© Щербаков Е. Ф., Дубов А. Л., 2006  
© Оформление. УлГТУ, 2006

## ОГЛАВЛЕНИЕ

СПИСОК ОСНОВНЫХ СОКРАЩЕНИЙ .....	4
ВВЕДЕНИЕ5	
1. ТРАНСФОРМАТОРНЫЕ ПОДСТАНЦИИ ПРЕДПРИЯТИЙ .....	7
1.1. Назначение и классификация трансформаторных подстанций.....	7
1.2. Схемы главных подстанций предприятий .....	8
1.3. Открытые распределительные устройства на подстанциях.....	10
1.4. Закрытые распределительные устройства .....	14
1.5. Распределительные пункты на предприятиях .....	15
1.6. Потребительские трансформаторные подстанции.....	16
1.7. Выбор оборудования главных трансформаторных подстанций предприятия.....	18
1.8. Выбор местоположения трансформаторных подстанций и рас- пределительных пунктов .....	28
1.9. Установка трансформаторов на потребительских подстанциях ...	32
1.10. Подстанции технологических установок.....	33
1.11. Электрические измерения и учет электроэнергии в электроу- становках .....	37
2. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ ВНЕШНЕГО И ВНУТРИОБЪЕКТНОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ .....	38
2.1. Классификация электрических линий и сетей .....	38
2.2. Схемы внешнего электроснабжения предприятий .....	39
2.3. Выбор напряжения и схем распределительных сетей промыш- ленных предприятий .....	42
2.4. Конструкции электрических сетей внешнего и внутреннего электроснабжения.....	44
2.5. Выбор проводов и кабелей в сетях напряжением выше 1 кВ.....	50
2.6. Аварийные режимы в сетях напряжением выше 1 кВ .....	52
2.7. Защита электрооборудования в сетях напряжением выше 1 кВ.....	61
3. ЦЕХОВЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ НА НАПРЯЖЕНИЕ ДО 1 КВ... ..	62
3.1. Назначение и классификация электрических сетей.....	62
3.2. Схемы цеховых электрических сетей.....	63
3.3. Конструкции распределительных сетей.....	66
3.4. Электрические сети освещения.....	69
3.5. Компенсация реактивной мощности в сетях до 1 кВ .....	71
3.6. Особенности электрических сетей в различных электроустанов- ках.....	73
3.7. Распределительные устройства в сетях до 1 кВ.....	75
3.8. Расчет и выбор проводов, кабелей и шин для сетей до 1 кВ .....	76
3.9. Расчет сетей по потере напряжения .....	79
3.10. Аварийные режимы в сетях до 1 кВ .....	85
3.11. Защита электрооборудования в сетях до 1 кВ.....	90
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК .....	104

## СПИСОК ОСНОВНЫХ СОКРАЩЕНИЙ

АВР – автоматическое включение резерва  
АПВ – автоматическое повторное включение  
БК – батарея конденсаторов  
ВЛ – воздушная линия  
ВН – высшее напряжения  
ГПП – главная понизительная подстанция  
ЗРУ – закрытое распределительное устройство  
КЗ – короткое замыкание  
ККУ – конденсаторная установка  
КРУ – комплектные распределительные устройства  
КСО – камера одностороннего обслуживания  
КТП – комплектная трансформаторная подстанция  
КУ – конденсаторная установка  
ЛЭП – линия электропередачи  
ОРУ – открытое распределительное устройство  
НН – низшее напряжение  
ПГВ – подстанция глубокого ввода  
ПИБРЭ – Правила изготовления взрывозащищенного и рудничного электрооборудования  
ПУЭ – Правила устройства электроустановок  
РП – распределительный пункт  
РУ – распределительное устройство  
РУНН – распределительное устройство низкого напряжения  
СЭС – система электроснабжения  
ТП – трансформаторная подстанция  
ТТ – трансформатор тока  
ЦРП – центральный распределительный пункт  
ШОС – осветительные шинопровода  
ШР – распределительные шинопровода  
ШМТ – осветительные шинопровода  
ЭСП – электрические сети предприятий  
ЯПБВ – ящик с блоком выключатель-предохранитель

## ВВЕДЕНИЕ

Благодаря возможности преобразования в другие виды, электрическая энергия нашла широкое применение во всех отраслях экономики. Она используется на промышленных, добывающих и перерабатывающих предприятиях, предприятиях агропромышленного комплекса и жилищно-коммунального хозяйства, на транспорте, в строительстве, быту (в дальнейшем – на предприятиях).

Потребители электрической энергии получают ее от энергетических систем и собственных электростанций по распределительным сетям. Приемниками электрической энергии являются нагреватели, электродвигатели, сварочные агрегаты, выпрямительные устройства, радиоэлектронная аппаратура, высокочастотные установки, осветительные установки. Распределение электроэнергии к приемникам осуществляется по электрическим сетям. Все приемники могут быть включены в распределительную сеть одного напряжения или в электрические сети разных напряжений.

Электрические сети предприятий (ЭСП) должны обеспечивать:

- надежность электроснабжения;
- качество передаваемой электроэнергии как вида продукции;
- безопасность электротехнического и неэлектротехнического персонала при эксплуатации сетей и электроустановок;
- экономичность, то есть снижение затрат при сооружении и эксплуатации сетей и установок;
- изменение конфигурации сетей в связи с изменением технологии производства;
- снижение потерь электроэнергии в сетях;
- экологичность, т. е. отсутствие вредного влияния на окружающую среду.

По надежности электроснабжения все электроприемники делятся на три категории.

К I категории относят электроприемники, перерыв в электроснабжении которых может повлечь опасность для жизни людей, значительный экономический ущерб предприятию, повреждение оборудования, массовый брак продукции, расстройство технологического процесса.

В составе I категории имеется особая группа электроприемников, бесперебойное электроснабжение которых должно обеспечить бесперебойный останов производства с целью предотвращения угрозы для жизни людей, взрывов, пожаров и сохранения технологического оборудования.

Ко II категории относятся электроприемники, перерыв в электроснабжении которых приводит к массовому недоотпуску продукции, простоя рабочих и оборудования.

К III категории относятся электроприемники, которые не подходят под определение I и II категорий. Это вспомогательное технологическое оборудование в основных цехах, цеха несерийного производства.

Электрическая сеть предприятия представляет собой совокупность электроустановок для передачи и распределения электроэнергии, состоящих из трансформаторных подстанций и распределительных устройств, соединенных электрическими линиями, обеспечивающими их связь с приемниками электроэнергии.

Электрические сети делят:

– п о р о д у т о к а. Существуют сети переменного и постоянного тока. В основном сети выполняются по системе трехфазного переменного тока частотой 50 Гц. Эта система позволяет осуществлять трансформацию электроэнергии и передачу ее на дальние расстояния. В сетях переменного тока широко применяются однофазные ответвления к однофазным электроприемникам. Применяются сети повышенной (до 10 кГц) и высокой (выше 10 кГц) частоты с целью обеспечения надежной работы отдельных технологических установок (нагрев металла под закалку, ковку, штамповку, плавка металлов). Для электроснабжения отдельных технологических установок (электролизных, гальванических, электропривод подъемно-транспортных механизмов, станков) необходим постоянный ток. Для преобразования служат двигатель-генераторы, выпрямители.

– п о н а п р я ж е н и ю. На предприятиях сети применяются на напряжение до 1 000 В (низкого напряжения, низковольтные) и выше 1 000 В (высокого напряжения, высоковольтные).

В электрических распределительных сетях предприятий, как правило, используются напряжения до 1 000 В (380/220, 660 и 1 140 В) и выше 1 000 В (6, 10, 20 кВ). В системе внешнего электроснабжения предприятий наиболее распространенными являются напряжения 35, 110 и 220 кВ. Напряжение 1 140 В применяется в шахтных электроустановках и горных комплексах. Электроустановки с оборудованием на 1 140 ( $\sqrt{3} \cdot 660$ ) В имеют уровень напряжения выше 1 000 В, относятся к низковольтным так как все оборудование (трансформаторы, кабели, коммутационные и защитные аппараты, электродвигатели) разработаны на базе электротехнических устройств на напряжение 660 В. Напряжение 20 кВ пока не получило широкого распространения. Применяется в районах близких от ТЭЦ с генераторным напряжением 20 кВ и в некоторых районах, получающих питание от трансформаторов с вторичным напряжением 20 кВ.

– п о к о н с т р у к т и в н ы м п р и з н а к а м. Линии электропередач в электрических сетях могут выполняться воздушными, кабельными и токопроводами.

– п о р е ж и м у н е й т р а л и. Электроустановки и электрические сети в системах электроснабжения могут быть с заземленной или изолированной нейтралью.

По электрическим сетям передается от источников к электроприемникам не только активная энергия (мощность), которая преобразуется в другие виды, но и реактивная мощность. Передача реактивной мощности по ЭСП приводит к повышенным потерям электроэнергии в сетях и к дополнительным затратам на оплату электроэнергии.

# 1. ТРАНСФОРМАТОРНЫЕ ПОДСТАНЦИИ ПРЕДПРИЯТИЙ

## 1.1. Назначение и классификация трансформаторных подстанций

*Электрической подстанцией* называется электроустановка, предназначенная для преобразования и распределения электроэнергии потребителям. Подстанция состоит из трансформаторов или других преобразователей энергии, распределительного устройства, устройств контроля и управления и вспомогательных сооружений. В зависимости от преобразователей электроэнергии подстанции делятся на трансформаторные (ТП) и преобразовательные (ПП).

*Трансформаторная подстанция* преобразует электроэнергию одного напряжения в электроэнергию другого напряжения. Основным оборудованием ТП являются двухобмоточные или трехобмоточные трансформаторы.

*Преобразовательная подстанция* чаще всего преобразует электроэнергию переменного тока в электроэнергию выпрямленного, постоянного тока. Основным оборудованием ПП наравне с трансформаторами являются преобразователи (например, выпрямительные установки).

*Главной понизительной подстанцией* (ГПП) предприятия является подстанция, получающая электроэнергию от районной энергосистемы при напряжении 35 – 220 кВ и распределяющая ее по потребительским подстанциям или мощным электроприемникам при напряжениях 6 – 35 кВ.

*Подстанцией глубокого ввода* (ПГВ) является подстанция, получающая электроэнергию от районной энергосистемы при напряжении 35–220 кВ и приближенная к мощным потребителям предприятия.

*Потребительской подстанцией* называется ТП, получающая электроэнергию при напряжении 6 – 20 кВ и распределяющая ее при напряжении 0,4 – 1,0 кВ. На промышленных предприятиях потребительские подстанции часто называют цеховыми.

*Распределительным устройством* называется электроустановка для приема и распределения электрической энергии, содержащая шины, электрические аппараты и вспомогательные устройства. Распределительные устройства делят на открытые (на открытом воздухе) и закрытые (в помещениях).

*Распределительным пунктом* (РП) называется распределительное устройство, предназначенное для приема электроэнергии от ГПП или подстанции районной энергосистемы при напряжении 6 – 20 кВ и распределения ее без трансформации по потребительским подстанциям и мощным электроприемникам.

*Центральным распределительным пунктом* (ЦРП) предприятия является РП, получающий электроэнергию от подстанции районной энергосистемы и распределяющий ее по потребительским (цеховым) подстанциям.

Трансформаторные подстанции и распределительные пункты на предприятиях играют роль источников питания в системе электроснабжения предприятия. Они являются основным звеном системы электроснабжения предприятия

## 1.2. Схемы главных подстанций предприятий

Схемой соединения элементов подстанции называется графическое изображение элементов на чертеже с указанием связей между ними. Главной схемой электрических соединений подстанции также называется совокупность основного оборудования со всеми выполненными физическими соединениями элементов между собой. К схемам подстанций предъявляются следующие требования:

- схема должна обеспечивать необходимую надежность в электроснабжении потребителей;
- схема должна быть простой и удобной в эксплуатации;
- схема должна допускать развитие предприятия с учетом роста нагрузки без коренной реконструкции сети;
- схема должна обеспечивать надежную защиту всего электрооборудования в аварийных режимах и автоматическое восстановление питания;
- схема должна обеспечивать электроснабжение потребителей при аварийном выходе из строя одного из основных элементов (трансформатор, линия электропередачи), при этом оставшиеся в работе элементы должны принять на себя полностью или частично нагрузку отключившегося элемента с учетом допустимой перегрузки в послеаварийном режиме;
- схема должна иметь резервирование отдельных элементов, позволяющих проводить ремонтные и противоаварийные работы.

На выбор схем оказывает влияние категория потребителей электроэнергии по надежности и степени бесперебойности электроснабжения. Надежность подстанции, как и надежность систем электроснабжения, определяется числом независимых источников питания и схемой подстанции.

Электроприемники 1 категории должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых источников питания, которые должны обеспечивать взаимное резервирование. Перерыв в электроснабжении от одного из источников питания допускается лишь на время автоматического восстановления питания от другого источника.

К независимым источникам питания относятся системы или секции шин одной или двух подстанций, распределительных устройств.

Электроприемники 2 категории, как правило, снабжаются электроэнергией от двух независимых источников питания, при этом допускаются перерывы в электроснабжении на время, необходимое для включения резервного питания оперативным путем (действием оператора).

Электроснабжение электроприемников 3 категории может осуществляться от одного источника питания, если восстановление электроснабжения, связанное с ремонтом или заменой поврежденного элемента потребует не более 1 суток.



Главные понизительные подстанции предприятий, как и подстанции глубокого ввода, выполняются без сборных шин на стороне первичного напряжения (рис. 1.1). В основном используются блочные схемы.

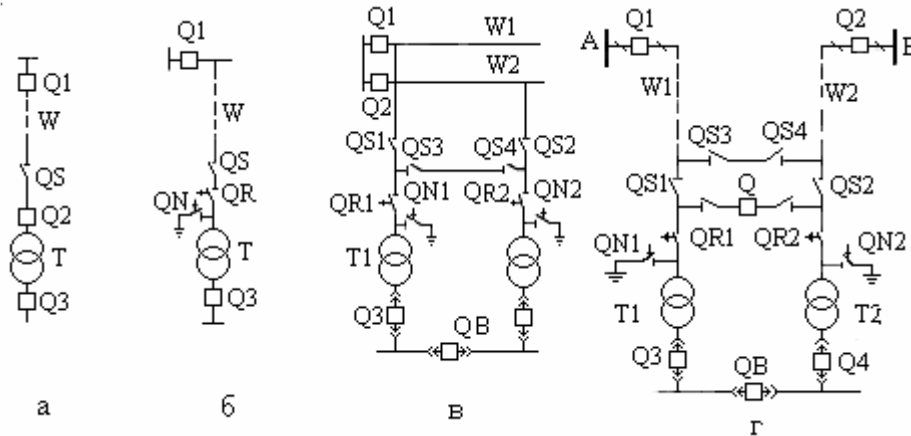


Рис.1.1. Схемы подстанций без сборных шин на первичном напряжении 35–220 кВ  
 а) подстанция с выключателем;  
 б) подстанция с короткозамыкателем и отделителем;  
 в) двухтрансформаторная отпаечная подстанция;  
 г) подстанция с двухсторонним питанием

Как правило, они питаются от районных сетей энергосистемы по схеме «блок линия – трансформатор». Отключить трансформатор  $T$  от питающей линии можно выключателем  $Q2$  (рис. 1.1, а). Однако установка выключателя для большинства случаев считается нецелесообразной, так как при необходимости вывода трансформатора в ремонт его можно отключить выключателем  $Q1$  на районной подстанции и отсоединить от питающей линии разъединителем  $QS$  (рис. 1.1, б). Большинство трансформаторов можно отсоединить от питающей линии разъединителем после снятия с них нагрузки выключателем  $Q3$  на стороне низшего напряжения без отключения выключателя  $Q$  на районной подстанции. Вместо выключателя устанавливаются короткозамыкатель  $QN$  и отделитель  $QR$ . Для отключения трансформатора в нормальном режиме достаточно отключить нагрузку выключателем  $Q2$  со стороны низшего напряжения (6 – 20 кВ), а затем отключить ток намагничивания трансформатора отделителем  $QR$ .

Наиболее рациональной и достаточно надежной считается схема двухтрансформаторной подстанции с применением на стороне высшего напряжения короткозамыкателей и отделителей (рис. 1.1, в). При повреждении внутри трансформатора срабатывает релейная защита, которая замыкает цепь привода короткозамыкателя, который включается, создавая короткое замыкание на линии. Это короткое замыкание вызывает срабатывание релейной защиты выключателя на районной подстанции, который отключает линию вместе с трансформатором. При повреждении одной линии и отключении ее на районной подстанции, можно включить разъединители в перемычке и осуществить питание двух трансформаторов по одной линии.

В схеме на рис. 1.1, г применена схема с двухсторонним питанием с выключателем  $Q$  в переемычке и с разъединителями в ремонтной переемычке, обеспечивающих надежность электроснабжения при ревизии выключателя. Выключатель  $Q$  обеспечивает транзит мощности к другим подстанциям при необходимости. В цепях трансформаторов устанавливаются отделители. В нормальном режиме выключатель  $Q$  включен, разъединители  $QS3$  или  $QS4$  отключены.

При повреждении трансформатора  $T1$  отключается  $Q3$ , включается  $QN1$ , отключается  $Q$ , а затем  $Q1$  на опорной подстанции А. В бестоковую паузу отключается отделитель  $QR1$ , затем включаются  $Q1$  и  $Q2$ . Переток мощности не нарушен, трансформатор  $T1$  отключен. Потребители 6–20 кВ получают питание от трансформатора  $T2$  через секционный выключатель  $QB$ .

При повреждении на одной линии, например,  $W2$ , отключится  $Q$ , затем  $Q2$  на опорной подстанции Б. Если АПВ линии оказалось неуспешным, отключится  $Q4$  и действием АВР будет включен выключатель  $QB$ . Таким образом, электроснабжение потребителей не нарушится.

При необходимости ревизии выключателя  $Q$  включается переемычка  $QS3$ ,  $QS4$ , через которую осуществляется переток мощности.

Если по климатическим условиям установка отделителей и короткозамыкателей недопустима, то в цепи трансформатора могут применяться выключатели, если это подтверждается технико-экономическим обоснованием.

### 1.3. Открытые распределительные устройства на подстанциях

Распределительные устройства подстанций напряжением 35–220 кВ, как правило, выполняются открытыми (ОРУ). Они должны обеспечивать надежность работы, безопасность и удобство обслуживания оборудования при минимальных затратах на сооружение. В открытых распределительных устройствах устанавливаются трансформаторы, применяются в соответствии со схемой коммутационные, защитные и контролирующие аппараты. В ОРУ могут применяться выключатели, разъединители, трансформаторы тока и напряжения, разрядники. С целью удешевления ОРУ на большинстве подстанций предприятий выключатели заменяются короткозамыкателями и отделителями. Все аппараты ОРУ располагаются на невысоких металлических или железобетонных основаниях. Трансформаторы устанавливаются на бетонированных или асфальтированных площадках, на фундаментах. Площадки подготавливаются с уклоном в сторону от закрытого распределительного устройства (ЗРУ) для отвода воды и покрываются слоем гравия или ракушечника для обеспечения фильтрации воды и предупреждения растительности. Под трансформаторами и аппаратами с трансформаторным маслом предусматриваются маслоприемники с уклоном днища в сторону маслоприемника. Укладывается слой гравия толщиной не менее 25 см. Площадь гравийного покрытия должна быть не менее площади трансформатора или аппарата.

Основания под аппараты и фундаменты под опорные конструкции возвышаются над уровнем гравийной засыпки не менее 20 см. Основными строительными сооружениями являются П- или Т-образные металлические или железобетонные опорные конструкции.

Питание подстанций осуществляется по двухцепным или по двум радиальным линиям. Питающие линии подходят к порталам. Опорные конструкции для крепления токопроводов рассчитывают на одностороннее тяжение проводов от ветра и гололеда.

Ошиновка в ОРУ может быть гибкой из многопроволочных проводов или жесткой из шин различного сечения и конфигурации. Гибкие шины крепятся с помощью подвесных изоляторов, а жесткие – на опорных изоляторах.

При проектировании и сооружении подстанции все оборудование должно размещаться так, чтобы при монтаже, обслуживании и ремонте оборудования можно было использовать грузоподъемные механизмы, был обеспечен проезд автотранспорта для доставки оборудования и вывоза его при необходимости в ремонт. На мощных подстанциях может быть предусмотрена закрытая площадка для ревизии и ремонта трансформаторов.

В ОРУ устанавливаются устройства защиты от грозовых разрядов, молниеотводы и разрядники. Все оборудование подстанции подлежит заземлению.

Кабели контрольных цепей и управления коммутационными аппаратами прокладываются в лотках по конструктивным и опорным элементам. ОРУ должно иметь ограждение (забор).

В соответствии с требованиями ПУЭ [8] расстояния между токоведущими частями и от них до различных устройств выбираются, как указано в табл. 1.1.

Таблица 1.1

### Минимальные расстояния между токоведущими частями, мм

	при напряжении, кВ		
	35	110	220
- от жестких токоведущих частей до заземленных конструкций	400	900	1 800
- между жесткими проводниками разных фаз	440	2 000	2 800
- от неогражденных токоведущих частей до земли или кровли зданий	3 100	3 600	4 500

Трансформаторы и аппараты ограждают, если высота от изолятора до уровня планировки менее 2,5 м. Ограждение может быть сетчатое высотой 2 м или в виде барьеров высотой 1,2 м. Расстояние между трансформаторами зависит от их мощности и должно быть не менее 1.25 м, а между трансформатором и огнеупорной стеной здания ЗРУ – не менее 0,8 м.

На рис. 1.2 представлена конструкция комплектной трансформаторной подстанции блочного типа КТПБ на напряжение 110/6-10 кВ с ОРУ и закрытым распределительным устройством наружной установки (КРУН). В ОРУ имеется переключатель между питающими линиями. Имеются исполнения без переключателя. Ошиновка выполнена жесткими шинами 9 и гибкими шинами 11.

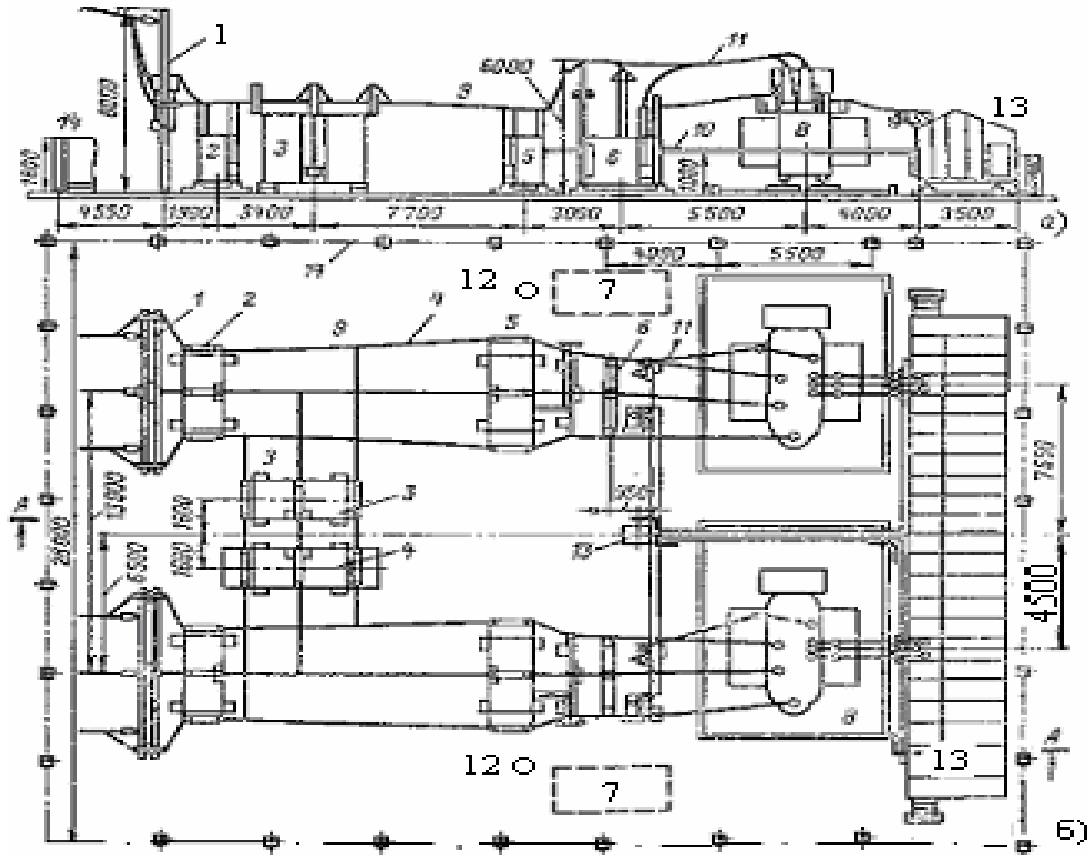


Рис. 1.2. Унифицированная подстанция КТПБ с напряжением 110/6-10 кВ:  
а – разрез; б – план;

1 – устройство ВЧ-связи; 2 – линейный разъединитель; 3 – разъединители в переключателе; 4 – отделитель в переключателе; 5 – отделитель в цепи трансформатора; 6 – короткозамыкатель; 7 – площадка под трансформатор собственных нужд; 8 – силовой трансформатор; 9 – шины; 10 – кабельные лотки; 11 – гибкие провода; 12 – место для молниевывода; 13 – КРУН; 14 – ограда

На ГПП устанавливаются трансформаторы собственных нужд с напряжением 6 – 10/0,4 кВ. Приемниками собственных нужд подстанции являются оперативные цепи управления, релейной защиты и автоматики, система связи и телемеханики, вентиляторы и насосы системы охлаждения силовых трансформаторов, механическое оборудование мастерской, освещение, система пожаротушения. При оперативном постоянном токе приемниками собственных нужд также являются зарядный и подзарядный агрегаты.

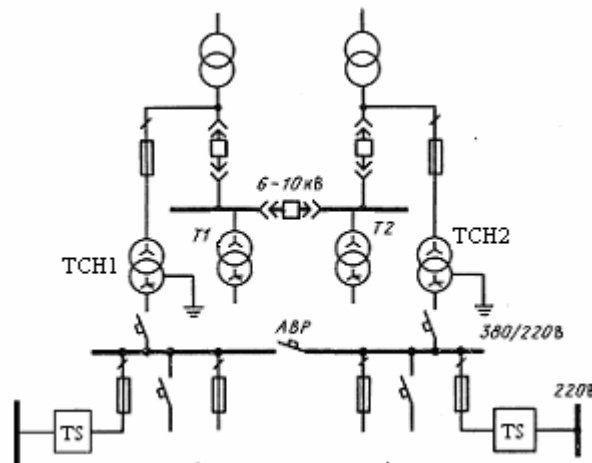


Рис.1.3. Схема присоединения трансформаторов собственных нужд на подстанциях с переменным оперативным током

Трансформаторы собственных нужд на подстанциях с переменным оперативным током присоединяются отпайкой к выводам главных трансформаторов (рис. 1.3). Это необходимо для управления выключателями 6 – 10 кВ при потере напряжения на шинах 6 – 10 кВ подстанции.

Трансформаторы собственных нужд на подстанциях с постоянным оперативным током присоединяются к шинам 6 – 35 кВ (рис. 1.4).

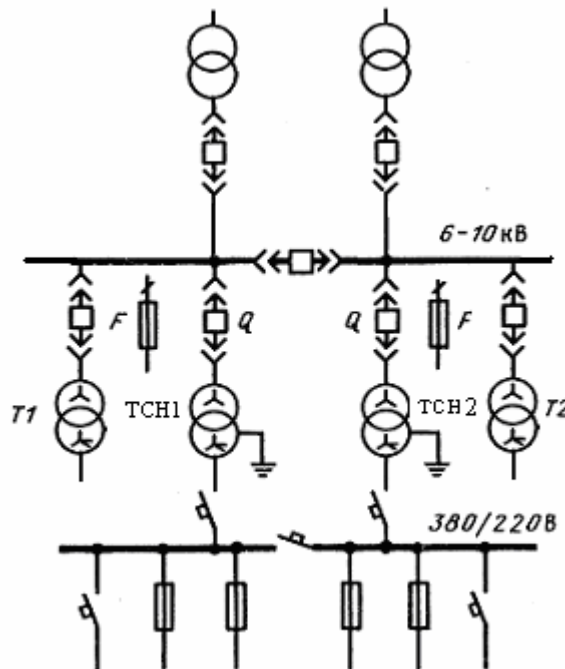


Рис.1.4. Схема присоединения трансформаторов собственных нужд на подстанциях с постоянным оперативным током

Шины подстанции собственных нужд напряжением 0,4 кВ секционируются автоматическими выключателями.

## 1.4. Закрытые распределительные устройства

ЗРУ на главных подстанциях сооружаются для распределения электроэнергии от ГПП по потребительским подстанциям, распределительным пунктам и отдельным электроприемникам при напряжении 6 – 20 кВ. ЗРУ должно быть удобным и безопасным в обслуживании и при ремонтах. Токоведущие части должны быть помещены в камеры или надежно ограждены от случайного к ним прикосновения. Ограждение может быть сплошным или сетчатым. Часто применяется смешанное ограждение. На сплошной части крепятся приводы коммутационных аппаратов, а через сетчатое ограждение можно наблюдать за оборудованием. Ячейки сетки должны иметь размеры не более 25×25 мм. Ограждения или дверцы камер должны запираются на замок.

Оборудование внутри помещения ЗРУ может располагаться в один или два ряда. Ширина зоны наблюдения должна иметь размеры не менее 1 м при однорядном расположении оборудования и не менее 1,2 м при двухрядном расположении. Если в зоне наблюдения расположены приводы коммутационных аппаратов, то ширина зоны наблюдения должна быть не менее 1,5 и 2,0 м соответственно.

Распределительные устройства комплектуются из КСО или ячеек КРУ. В состав камер КСО входят выключатели с шинными и линейными разъединителями. Ячейки КРУ комплектуются выключателями на выкатных тележках. Вместо разъединителей применяются втычные контакты, обеспечивающие видимый разрыв цепи при обслуживании и ремонте оборудования ячейки.

Выкатная тележка в условиях эксплуатации может занимать три положения:

- рабочее: тележка находится в ячейке, главные и вспомогательные цепи замкнуты;
- контрольное: тележка находится в ячейке, главная цепь разомкнута, вспомогательные цепи позволяют производить включение и отключение выключателя без нагрузки;
- ремонтное: тележка находится вне ячейки, главные и вспомогательные цепи разомкнуты.

При выкатывании выключателя из ячейки происходит автоматическое отделение выключателя от частей РУ, находящихся под напряжением, металлическими шторками. При этом исключается случайное прикосновение к токоведущим частям, находящимся под напряжением.

При наличии прохода с задней стороны КРУ его ширина должна быть не менее 0,8 м.

ЗРУ должны иметь два выхода наружу. Двери должны открываться наружу и иметь самозапирающиеся замки, открываемые без ключа со стороны РУ. Здание ЗРУ сооружается из огнестойких материалов или стены пропитываются огнестойким составом.

В ЗРУ предусматривается естественная вентиляция, а также аварийная вытяжная вентиляция. Предусматривается отопление электрическими калориферами. Освещение выполняется лампами накаливания.

Окна и двери в стене здания ЗРУ вблизи трансформатора не допускаются.

### 1.5. Распределительные пункты на предприятиях

На многих предприятиях в качестве источника питания применяется ЦРП, получающий электроэнергию от подстанции районной энергосистемы и распределяющий ее по потребительским (цеховым) трансформаторным подстанциям или другим РП.

На распределительных пунктах устанавливаются, как и в ЗРУ главной трансформаторной подстанции, комплектные распределительные устройства – камеры КСО или ячейки КРУ с выключателями. РУ могут иметь однорядное или двухрядное размещение. В помещении РП могут размещаться комплектные конденсаторные установки, служебное помещение, мастерская для мелкого ремонта оборудования. РП могут сооружаться как отдельно стоящие здания, пристроенные к промышленным корпусам или встроенные в них. Они могут совмещаться с одной из цеховых подстанций.

На рис. 1.5 показаны варианты размещения РП, совмещенных с комплектной трансформаторной подстанцией (КТП) и конденсаторной установкой (ККУ).

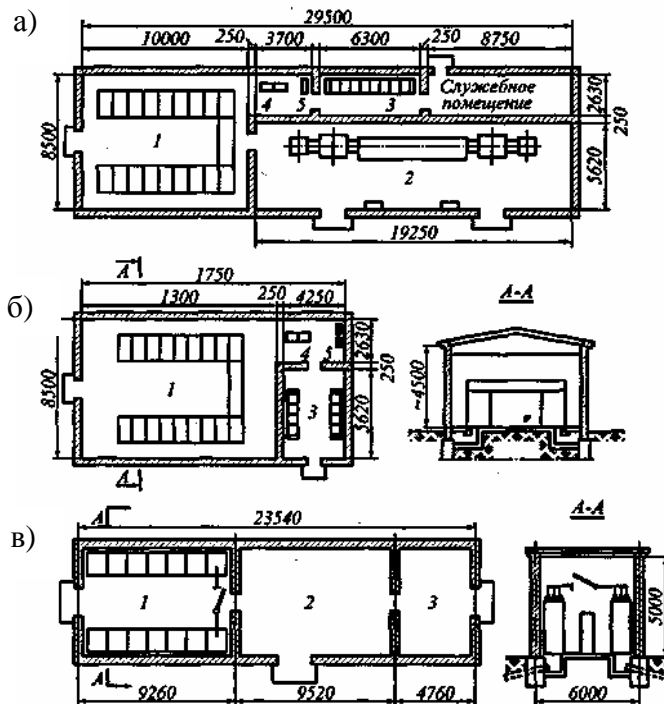


Рис.1.5. Выполнение распределительных пунктов:

а – отдельностоящий РП с камерами КРУ, совмещенный с КТП и ККУ;

б – отдельностоящий РП с камерами КРУ, совмещенный с ККУ;

в – отдельностоящий РП с камерами КСО, совмещенный с КТП и ККУ;

1 – камеры КРУ или КСО; 2 – КТП; 3 – ККУ

## 1.6. Потребительские трансформаторные подстанции

Потребительские подстанции рассчитаны на напряжение 6–20/0,4–1,2 кВ. К ним относятся цеховые подстанции промышленных предприятий, подстанции горных и добывающих отраслей промышленности, агропромышленного комплекса, жилых кварталов в городах и сельской местности. Подстанции выполняются без сборных шин первичного напряжения.

Цеховые трансформаторные подстанции (рис. 1.6) по их размещению делят на:

- отдельно стоящие (а);
- пристроенные (б) к производственному корпусу, примыкающие к стене корпуса снаружи;
- встроенные (в) в производственный корпус, примыкающие к стене внутри корпуса;
- внутрицеховые (г), располагаемые внутри корпуса. Это, как правило, КТП.

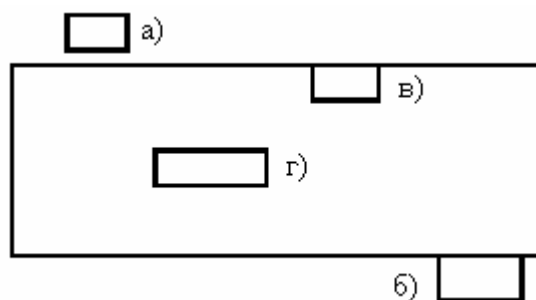


Рис.1.6. Размещение цеховых трансформаторных подстанций.

а) отдельно стоящая; б) пристроенная; в) встроенная; г) внутрицеховая

В городских электрических сетях в основном применяются отдельно стоящие закрытые подстанции, располагаемые внутри жилых кварталов. В сельской местности – отдельно стоящие открытые подстанции.

Широко применяются КТП.

Трансформаторы цеховых трансформаторных подстанций могут размещаться как внутри, так и снаружи помещений. Установка маслонаполненных трансформаторов у стен зданий допускается только при условии обработки стен огнестойкими составами. Отдельно стоящие закрытые цеховые ТП применяют только в тех случаях, когда по условиям технологии или пожаро- и взрывоопасности производства подстанции невозможно разместить внутри цеха или снаружи вблизи стен здания.

Компоновка цеховых трансформаторных подстанций предприятий приведена на рис. 1.7. Распределительное устройство низкого напряжения (РУНН) размещается в помещении щитовой. РУНН комплектуется распределительными щитами ЩО-70, в которых размещаются неавтоматические и автоматические выключатели.



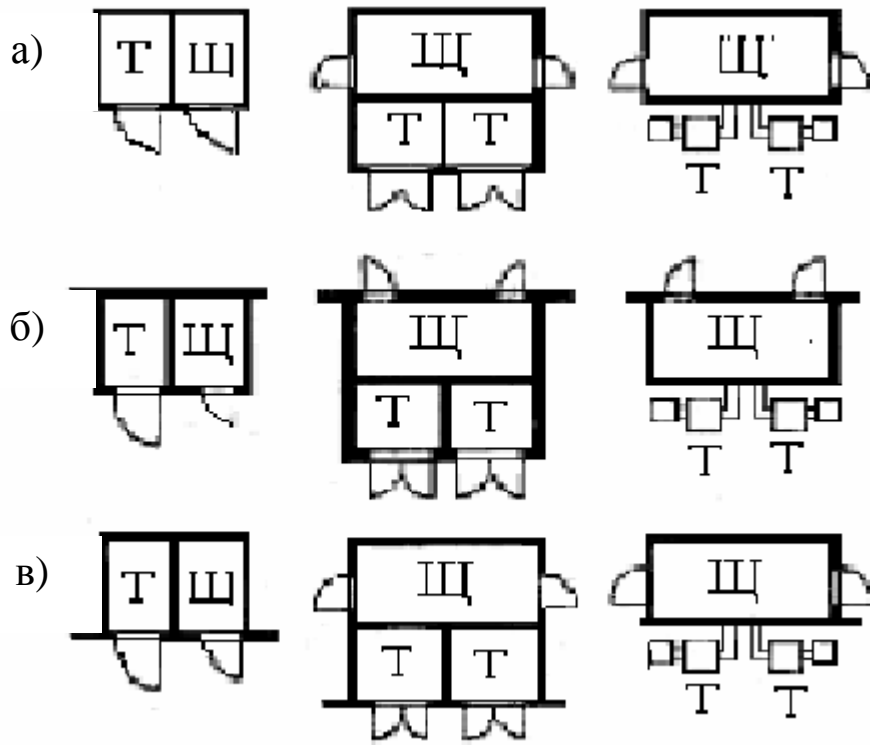


Рис.1.7. Компоновки цеховых ТП:

Т – камера трансформатора;

Щ – щитовое помещение (распределительное устройство низкого напряжения);

а) отдельно стоящие; б) пристроенные; в) встроенные

На рис. 1.8 показана комплектная трансформаторная подстанция для внутрицеховой установки мощностью 630 – 1 000 кВА. Подстанции могут быть однострансформаторными и двухтрансформаторными. Электрооборудование подстанции может иметь однорядное и двухрядное расположение.

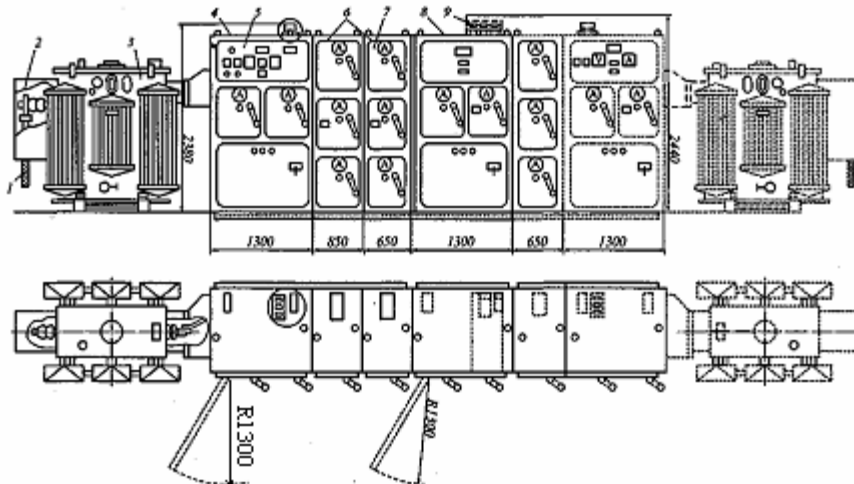


Рис.1.8. Комплектная трансформаторная подстанция мощностью 630 – 1 000 кВА для внутренней установки с однорядным расположением оборудования (фасад и план):

1 – кабель; 2 – шкаф ввода высокого напряжения; 3 – трансформатор; 4 – шкаф ввода низкого напряжения; 5 – шкаф приборов; 6 – шкаф отходящих линий НН; 7 – секционный шкаф; 8 – шинный короб

Распределительное устройство низкого напряжения КТП комплектуется вводными шкафами (одним или двумя в зависимости от количества трансформаторов), секционным и линейными шкафами. В однострансформаторной подстанции секционный шкаф отсутствует. Шкафы комплектуются автоматическими выключателями серий «Электрон» и ВА50. В водном и секционном шкафах, кроме вводного и секционного выключателя, могут устанавливаться выключатели отходящих линий.

### **1.7. Выбор оборудования главных трансформаторных подстанций предприятия**

**Выбор трансформаторов.** Основным оборудованием подстанций являются силовые трансформаторы. Они предназначены для преобразования электроэнергии одного напряжения в другое, напряжения со стороны питающих линий на напряжение распределительных сетей. Наибольшее распространение получили трехфазные двухобмоточные трансформаторы. На ГПП могут применяться трехфазные трехобмоточные трансформаторы и трансформаторы с расщепленными обмотками. Могут применяться автотрансформаторы и однофазные трансформаторы, с соединением обмоток в трехфазную группу. На ТП применяются трехфазные двухобмоточные трансформаторы.

Трансформаторы характеризуются номинальной мощностью, номинальным напряжением обмоток при холостом ходе, напряжением короткого замыкания, током холостого хода и потерями мощности при коротком замыкании и холостом ходе.

Шкала мощностей трансформаторов стандартная и выбирается из ряда: 100, 160, 250, 400, 630, 1 000 кВА и 10 – кратная этим мощностям до 80 000 кВА включительно. На ГПП применяются трансформаторы мощностью от 1 до 40 МВА, на потребительских подстанциях от 100 до 2 500 кВА.

Обмотки трансформаторов обычно соединяют между собой по схемам звезда  $Y$  и треугольник  $\Delta$ . Соединение обмоток высшего напряжения (ВН) в звезду позволяет выполнить внутреннюю изоляцию на фазную ЭДС, то есть в  $\sqrt{3}$  раз меньше линейной. Обмотки НН преимущественно соединяют в треугольник, что позволяет уменьшить ток в  $\sqrt{3}$  раз и, следовательно, сечение и расход обмоточного провода. Кроме того, при соединении обмоток трансформатора в треугольник создается замкнутый контур для токов высших гармоник, кратных трем, которые при этом не выходят во внешнюю сеть, из-за чего улучшается симметрия напряжений на нагрузке.

В процессе работы трансформатора происходит нагрев обмоток и магнитопровода. С целью снижения нагрева трансформатора, его обмотки должны охлаждаться. Применяется естественное воздушное охлаждение, естественное масляное, масляное охлаждение с дутьем и естественной циркуляцией масла, масляное охлаждение с дутьем и принудительной

циркуляцией масла через воздушные охладители, масляно-водяное охлаждение и принудительной циркуляцией масла.

Трансформаторы допускают определенную перегрузку в зависимости от первоначальной загрузки, длительности перегрузки и температуры охлаждающей среды. Аварийная максимальная перегрузка в течение 0,5 часа не должна допускать двухкратного значения от номинальной мощности трансформатора. Если трансформатор с масляным охлаждением имел нагрузку не более  $0,9 S_{\text{ном}}$ , то он может допустить перегрузку на 40% в течение 6 часов при температуре охлаждающего воздуха не более  $+20^{\circ}\text{C}$ .

Для обеспечения нормальной работы потребителей на шинах подстанции должен поддерживаться определенный уровень напряжения. Этот уровень можно поддерживать изменением коэффициента трансформации  $n = U_1 / U_2$  (отношение напряжения первичной и вторичной обмоток). Для этих целей обмотки трансформаторов снабжаются дополнительными ответвлениями. Переключение ответвлений можно осуществлять без возбуждения (ПВВ), то есть при отключении обмоток трансформатора от сети и под нагрузкой (РПН).

Кроме конструктивных особенностей трансформаторов для подстанции необходимо выбрать их количество и мощность.

При выборе количества трансформаторов на подстанции учитывают категорию приемников электроэнергии. Для электроснабжения приемников 1 и 2 категории применяются двухтрансформаторные подстанции. Двухтрансформаторные подстанции также целесообразно применять при неравномерном суточном и годовом графиках нагрузки предприятия, при значительной разнице загрузки смен при двухсменной работе. Электроприемники 3 категории обеспечиваются электроэнергией от одного трансформатора.

**На ГПП**, как правило, применяются два трансформатора, что обеспечивает надежное электроснабжение потребителей всех категорий. Применение однострансформаторных подстанций допустимо, если имеется возможность обеспечить послеаварийное питание электроприемников по линиям вторичного напряжения от соседних подстанций или других источников питания.

На двухтрансформаторных подстанциях трансформаторы обычно работают раздельно. Однако в отдельных случаях применяется параллельная работа трансформаторов. Стремятся применять трансформаторы одного конструктивного исполнения, одинаковой мощности. Это упрощает замену трансформатора в случае выхода одного из строя, сокращает номенклатуру заводского резерва. Кроме того, при параллельной работе трансформаторов одинаковой мощности не появляется недопустимый переток мощности по обмоткам трансформаторов.

Рост нагрузки на подстанциях приводит к ее реконструкции. Реконструкция может заключаться либо в установке третьего трансформатора, либо в замене трансформаторов на более мощные. Установка третьего трансформатора целесообразна, если имеется возможность выделения по-

требителей, создающих резкопеременные, несимметричные или несинусоидальные режимы в системе электроснабжения и перевода их на отдельный трансформатор. Если нет возможности перевода потребителей с характерными режимами работы на отдельный трансформатор, то существующие трансформаторы лучше заменять на более мощные, а демонтированные использовать на других подстанциях.

Мощность трансформаторов определяется активной нагрузкой предприятия и реактивной мощностью, передаваемой из системы в период максимального потребления электроэнергии предприятием.

$$S_m = \frac{S_{расч}}{k_3 N} = \frac{\sqrt{P_{расч}^2 + Q_{расч}^2}}{k_3 N}, \quad (1.1)$$

где  $S_m$  – расчетная мощность трансформатора;  $S_{расч}$  – расчетная мощность нагрузки предприятия;  $P_{расч}$  – расчетная максимальная активная нагрузка предприятия;  $Q_{расч}$  – расчетная реактивная мощность, потребляемая предприятием в период максимума нагрузки с учетом или без учета компенсации реактивной мощности;  $k_3$  коэффициент загрузки трансформатора;  $N$  – количество трансформаторов на подстанции.

За расчетную нагрузку может быть принята не максимальная активная нагрузка предприятия, а средняя нагрузка за наиболее загруженную смену.

Величину коэффициента загрузки трансформаторов можно принимать:

- при преобладании потребителей 1 категории –  $k_3 = 0,6 - 0,7$ ;
- при преобладании потребителей 2 категории –  $k_3 = 0,7 - 0,8$ ;
- для потребителей 3 категории –  $k_3 = 0,9 - 0,95$ .

Мощность трансформаторов должна выбираться такой, чтобы при выходе из строя одного из трансформаторов, другой, резервирующий его, мог принять всю нагрузку на себя с учетом нормальных и аварийных перегрузок.

Номинальная мощность трансформатора выбирается равной или большей расчетной мощности  $S_m$ :

$$S_{т.ном} \geq S_m.$$

Однако можно выбрать номинальную мощность трансформатора и меньше расчетной, если при этом фактический коэффициент загрузки трансформатора в послеаварийном режиме не будет превышать 1,6. Чтобы не было недопустимой перегрузки трансформатора должна быть преду-

смотрена автоматическая разгрузка по току до перегрузки, не превышающей 1,4 номинальной.

Для питания приемников собственных нужд на ГПП устанавливаются трансформаторы собственных нужд. На однострансформаторной ГПП принимается один трансформатор с мощностью  $S_m \geq S_{расч}$ . Мощность трансформаторов собственных нужд составляет приблизительно 1% мощности главного трансформатора и не превышает 630 кВА. На двухтрансформаторных подстанциях применяется не менее двух трансформаторов мощностью до 630 кВА.

**На потребительских (цеховых) ТП** трансформаторы по конструктивным особенностям выбирают в зависимости от способа установки – наружной или внутренней установки. Количество и мощность трансформаторов так же, как и на ГПП, зависит от категории надежности электропитания электроприемников при напряжении до 1 000 В и компенсации реактивной мощности.

Однострансформаторные подстанции применяются при наличии электроприемников 3 категории, которые допускают перерыв в электропитании на время замены вышедшего из строя трансформатора или при резервировании от соседних ТП по линиям вторичного напряжения.

Двухтрансформаторные подстанции применяются при преимущественном количестве приемников 1 и 2 категории, при сосредоточенных нагрузках с высокой удельной плотностью нагрузки (0,5 – 0,7 кВА/м<sup>2</sup>), а также при наличии приемников особой группы. Целесообразным является применение двухтрансформаторных подстанций при неравномерном суточном или годовом графике нагрузок.

В цехе промышленного предприятия ориентировочно можно определить количество трансформаторов по удельной плотности нагрузки  $\sigma_H = S_{расч} / F$ , где  $S_{расч}$  – расчетная нагрузка цеха;  $F$  – площадь цеха.

При удельной плотности нагрузки  $\sigma_H \leq 0,2$  кВА/м<sup>2</sup> целесообразно применять трансформаторы мощностью 1 000 кВА, при плотности  $\sigma_H = 0,2 \div 0,3$  кВА/м<sup>2</sup> – 1 600 кВА, при плотности  $\sigma_H \geq 0,3$  кВА/м<sup>2</sup> – 2 500 кВА. Трансформаторы мощностью 630 кВА и менее применяются для электроснабжения вспомогательных цехов, административных зданий.

Количество трансформаторов цеховых ТП может быть определено по формуле

$$N = \frac{S_{рсч}}{K_3 S_{ном}}$$

где  $S_{ном}$  – номинальная мощность трансформатора, выбранная в зависимости от удельной плотности расчетной нагрузки;  $S_{рсч}$  – расчетная мощность нагрузки;  $K_3$  – коэффициент загрузки трансформатора.

На выбор мощности трансформаторов оказывает влияние режим компенсации реактивной мощности, передаваемой через трансформатор в сеть низкого напряжения.

При условии полной компенсации реактивной мощности потребуется минимальное количество трансформаторов:

$$N_{\min} = \frac{P_{\text{рсч}}}{K_3 S_{\text{ном}}}.$$

Если нагрузка по участкам цеха распределяется неравномерно, то мощность трансформаторов на подстанции определяют по формуле

$$S_{\text{тр}} = \frac{S_{\text{рсч}}}{N K_3}$$

и выбирают по соотношению  $S_{\text{ном}} \geq S_{\text{тр}}$ , где  $N$  – количество трансформаторов, выбранное в зависимости от категории электроприемников;  $K_3$  – коэффициент загрузки трансформаторов на ТП, выбранных в соответствии с категорией нагрузки по надежности и бесперебойности электроснабжения.

Полной компенсации реактивной мощности практически не достигается. Уровень компенсации реактивной мощности можно связывать с коэффициентом реактивной мощности  $\text{tg } \varphi_c$ , который согласовывается с поставщиком и потребителем электроэнергии. Рекомендуемый нормативный коэффициент реактивной мощности приведен в табл. 1.2.

Таблица 1.2

Значение нормативного коэффициента мощности  
в зависимости от напряжения

Напряжение на шинах узла нагрузки, кВ	До 1	6 – 20	35	110	220
$\text{tg } \varphi_n$	0,15	0,20	0,25	0,40	0,6

С учетом компенсации реактивной мощности мощность трансформаторов можно определить по формуле

$$S_{\text{т.ном}} = \frac{P_{\text{расч}}}{N K_3} \sqrt{1 + \text{tg } \varphi_c^2}$$

Выбор количества и мощности трансформаторов с учетом компенсации реактивной мощности проводится на основе технико-экономических расчетов, учитывающих затраты на компенсацию реактивной мощности и уменьшение количества трансформаторов и подстанций, а также снижение потерь электроэнергии в сетях.

Если компенсация реактивной мощности признается целесообразной, то в качестве компенсирующих устройств применяют комплектные конденсаторные установки и размещают их на РП.

**Выбор коммутационных аппаратов.** Аппараты и проводники первичных цепей должны удовлетворять следующим требованиям:

- соответствовать окружающей среде и виду установки;
- иметь необходимую прочность изоляции для надежной работы в длительном режиме и при кратковременных перенапряжениях;
- не вызывать нагрев токоведущих и изоляционных частей в длительном режиме до сверхдопустимой температуры;
- быть устойчивыми к токам короткого замыкания;
- иметь достаточную механическую стойкость;
- обеспечивать безопасную эксплуатацию и ремонт;
- обеспечивать технико-экономическую целесообразность;
- не допускать сверхдопустимых потерь напряжения и мощности в нормальном и послеаварийном режимах.

Соответствие аппаратов окружающей среде и виду установки определяется их изоляцией. Изоляция может быть нормальной и облегченной. Для выбора вида изоляции учитывают вид установки (на открытом воздухе, в помещении), температуру и влажность окружающей среды, высоту над уровнем моря. При выборе аппарата достаточно соблюсти условие

$$U_{ном.а} \geq U_{ном},$$

где  $U_{ном.а}$  – номинальное напряжение аппарата,  $U_{ном}$  – номинальное напряжение установки, в которой используется аппарат.

При установке аппарата на высоте до 1 000 м допускается максимальное рабочее напряжение ( $1,15 U_{ном}$ ), при больших высотах напряжение не должно превышать номинального значения.

**В ОРУ на ГПП** в качестве коммутационных аппаратов применяют выключатели и разъединители. Часто выключатели заменяются короткозамыкателями и отделителями.

*Выключатель* – это коммутационный аппарат, предназначенный для включения и отключения цепи под нагрузкой, в том числе при коротких замыканиях. Выключатели характеризуются номинальным током отключения  $I_{отк.ном}$ , и номинальным током включения  $I_{вкл}$ .

Номинальный ток отключения – это наибольшее действующее значение тока короткого замыкания, который способен отключить выключатель при напряжении, равном наибольшему рабочему напряжению сети. Отключающая способность выключателя гарантируется при стандартных циклах:

$$\begin{aligned} & O - 180 - BO - 180 - BO \\ & O - t_{бр} - BO - 180 - BO, \end{aligned}$$

где O – операция отключения; BO – операция включения и немедленного отключения (при КЗ); 180 – выдержка времени в секундах;  $t_{бр}$  – гарантируемая для выключателей минимальная бестоковая пауза при АПВ.

Номинальный ток включения – ток КЗ, который выключатель способен включить без приваривания контактов или других повреждений при номинальном напряжении.

Для выключателей должно соблюдаться условие:

$$I_{\text{вкл.ном}} \geq I_{\text{отк.ном}}$$

$$i_{\text{вкл.ном}} \geq 1,8\sqrt{2} I_{\text{отк.ном}}$$

Выключатели должны быть устойчивыми к сквозным токам короткого замыкания. Их устойчивость характеризуется термической стойкостью  $I_{\text{тс}} \geq I_{\text{кз}}$  и электродинамической стойкостью  $i_{\text{дс}} \geq i_{\text{уд}}$

$$i_{\text{уд}} = 1,8\sqrt{2} I_{\text{кз}},$$

то есть ток термической стойкости выключателя должен быть больше действующего тока КЗ, а ток динамической стойкости должен быть больше ударного значения тока КЗ.

*Разъединители* применяются для включения и отключения цепей без тока и для создания видимого разрыва цепи. Если разъединители применяются совместно с выключателями, то между ними должна предусматриваться механическая и электромагнитная блокировка, не допускающая отключение разъединителя при включенном выключателе. Разъединители также могут применяться для заземления и разземления нейтралей силовых трансформаторов и заземляющих дугогасящих реакторов, включения и отключения трансформаторов на холостом ходу. Разъединители выпускаются одно- и трехполюсными, могут иметь один или два заземляющих ножа.

*Короткозамыкатели и отделители* – коммутационные аппараты, снабженные приводами, действующими автоматически. С помощью короткозамыкателей создается случайное и преднамеренное короткое замыкание на землю, которое отключается выключателем на головном распределительном пункте. Отделители отключаются в бестоковую паузу, которая возникает при отключении выключателя на головном распределительном пункте до АПВ выключателя.

Разъединители, короткозамыкатели, отделители выбирают по номинальному напряжению  $U_{\text{ном}}$ , номинальному длительному току  $I_{\text{ном}}$ , а в режиме короткого замыкания проверяют термическую и электродинамическую стойкость. Для короткозамыкателей выбор по номинальному току не требуется.

Условия выбора:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$$

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{р. max}}$$



$$i_{dc} \geq i_{yd}$$

$$I_m^2 t_m \geq I_k^2 t_k = B,$$

где  $B$  – тепловой импульс;  $I_m$  – ток термической стойкости в течение времени  $t_m$ ;  $I_k$  – ток короткого замыкания;  $t_k$  – время действия тока КЗ.

При выборе коммутационных аппаратов должны учитываться условия эксплуатации и конструктивное исполнение.

На подстанциях с напряжением 6 – 10 кВ применяются *выключатели нагрузки* – разъединители, снабженные дугогасительными камерами (ВНП). Для защиты от токов КЗ выключатели нагрузки комплектуются кварцевыми предохранителями ПК. Предохранителями могут комплектоваться и разъединители. В защищаемых цепях выключатели нагрузки устанавливаются после предохранителей, а разъединители перед предохранителями. Это объясняется тем, что при отключении линии выключателем нагрузки возможно перекрытие электрической дугой между полюсами. *Предохранители* в этом случае мгновенно отключат линию и ограничат возможную аварию.

В ОРУ до 110 кВ для защиты трансформаторов мощностью до 4000 – 6 300 кВА применяются стреляющие предохранители. В закрытых помещениях их установка не допускается.

Выбор выключателей нагрузки производится по тем же условиям, что и разъединителей. Кроме того, при выборе плавкой вставки предохранителя следует учитывать, что ток плавкой вставки выбирается в 1,6 – 2,5 раза больше номинального тока в защищаемой цепи. Это необходимо для того, чтобы исключить ложные срабатывания плавких вставок от случайных толчков тока при включении трансформаторов с небольшой нагрузкой.

**В ЗРУ** применяются выключатели, встраиваемые в ячейки РУ. В РУ используются комплектные ячейки КСО и КРУ. В РУ применяются маломагнитные, электромагнитные, вакуумные, элегазовые выключатели. В ячейках КСО применяются выключатели стационарного исполнения, в ячейках КРУ – выключатели на выкатных тележках.

Выбор выключателей в ЗРУ проводится по тем же параметрам, что и выключателей в ОРУ.

**Выбор трансформаторов тока и трансформаторов напряжения.** На подстанциях для контроля за режимом работы потребителей электроэнергии, учета электроэнергии, обеспечения защиты и автоматики применяются электроизмерительные приборы и реле. К цепям высокого напряжения они включаются через трансформаторы тока и трансформаторы напряжения.

Трансформаторы тока выбираются по номинальному напряжению, номинальному току, роду установки, классу точности, конструктивному исполнению и проверяются на электродинамическую и термическую стойкость к токам КЗ.

Трансформаторы тока применяют проходные встроенные. Встроенные трансформаторы встраиваются в проходные изоляторы силовых трансформаторов и аппаратов.

Номинальное напряжение трансформатора тока должно быть равно или более номинального напряжения установки

$$U_{ном.тт} \geq U_{ном.у}.$$

Номинальный ток в первичной цепи трансформатора тока должен быть равен или более тока послеаварийного режима

$$I_{1ном.тт} \geq I_{па}.$$

Номинальная нагрузка трансформатора тока должна быть равной или более расчетной нагрузки вторичной обмотки трансформатора в нормальном режиме

$$S_{2ном.тт} \geq S_{расч}.$$

Ток динамической стойкости должен быть равен или больше ударного тока КЗ

$$i_{дс} \geq i_{у}.$$

Термическая стойкость должна быть равна или более теплового импульса

$$I_m^2 t_m \geq I_k^2 t_k = B.$$

Класс точности трансформаторов тока должен быть для счетчиков 0,5; для щитовых приборов и реле – 1 и 3. Цифры означают погрешность в процентах.

Выбор трансформаторов напряжения производят по номинальному напряжению первичной обмотки, классу точности, схеме соединения обмоток и конструктивному исполнению.

Номинальное напряжение трансформатора напряжения должно соответствовать номинальному напряжению сети, в которую он включается

$$U_{1ном.тн} = U_{с.ном}.$$

Номинальная мощность трансформатора напряжения должна быть равна или больше расчетной мощности нагрузки, подключенной к вторичной обмотке трансформатора

$$S_{2ном} \geq S_{2.расч}.$$

Трансформаторы напряжения применяются однофазные и трехфазные, сухие и масляные (НОС, НТМ). Для контроля изоляции применяют трансформаторы напряжения НТМИ.

Для расчетных счетчиков применяют трансформаторы класса 0,5; для измерительных приборов – 2,5; для релейной защиты – 3.

**Выбор шин и изоляторов.** Ошиновка в РУ выполняется жесткими алюминиевыми одно- и двухполосными шинами. Шины крепятся на опор-

ных фарфоровых изоляторах. Соединение шин по длине осуществляют сваркой. Концы шин на изоляторе имеют скользящее болтовое крепление через продольные овальные отверстия. Для стабилизации контактного давления применяются пружинные шайбы. Присоединение коммутационных аппаратов с медными выводами к ошиновке выполняют через переходные медь-алюминиевые зажимы.

Для лучшей теплоотдачи шины окрашивают, а для удобства эксплуатации цвет краски выбирают разный. Шины фазы А окрашивают в желтый цвет, фазы В – в зеленый и фазы С – в красный цвет.

Шины распределительных устройств выбирают по номинальному току и механическому напряжению и проверяют на стойкость к токам короткого замыкания (термическую и электродинамическую стойкость).

Опорные и проходные изоляторы выбирают по номинальному напряжению и номинальному току и проверяют на динамическую стойкость.

Усилия, действующие на жесткие шины и изоляторы, рассчитываются по наибольшему значению тока КЗ – по ударному значению тока  $i_y$ .

Электродинамическая сила, действующая на шинную конструкцию

$$F = \sqrt{3} \frac{l}{a} i_y^2 10^{-7},$$

где  $l$  – расстояние между двумя опорами;  $a$  – расстояние между шинами.

Электродинамическая сила  $F$  создает изгибающий момент

$$M = F l.$$

Механическое напряжение в материале шин от изгиба

$$\sigma_{расч} = M / W,$$

где  $W$  – момент сопротивления сечения, зависящий от формы и расположения шин. При горизонтальном расположении шин «плашмя» (рис. 1.9)

$$W = \frac{bh^2}{6}.$$

При расположении шин вертикально «на ребро»

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

где  $b$  и  $h$  – размеры поперечного сечения шины.

Расчетное механическое напряжение в материале шин не должно превышать допустимого значения.

Эти же усилия воздействуют и на изоляторы. Они не должны превышать допустимого значения усилия, которое принимается равным 0,6 от разрушающего усилия.

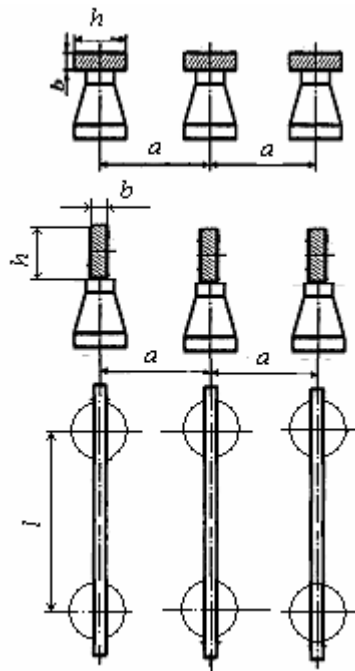


Рис. 1.9. Расположение шин на изоляторах, плашмя и на ребро

### 1.8. Выбор местоположения трансформаторных подстанций и распределительных пунктов

Правильный выбор места расположения источников питания в СЭС предприятия имеет большое значение для построения рациональной распределительной сети. Подстанции всех мощностей, напряжений и токов должны быть максимально приближены к центру электрических нагрузок (ЦЭН), подключаемых к ним. Это обеспечивает наилучшие технико-экономические показатели по расходу проводниковых материалов, потерям электроэнергии в распределительной сети, т. е. обеспечивает минимум приведенных затрат. Чтобы выбрать наиболее выгодный вариант размещения подстанций на территории предприятия строят картограммы нагрузок. Картограмма нагрузки представляет собой размещение на плане цеха, корпуса, предприятия электроприемников, нагрузка которых представляется кругами с площадью соответствующей мощности приемника. На рис. 1.10 показана картограмма электрических нагрузок цеха.

На картограмме заданы координаты  $(x_i, y_i)$  приемников, их мощность  $P_i$ . Радиус круга, характеризующего активную нагрузку, определяется по формуле

$$r_i = \sqrt{\frac{P_i}{\pi m}}, \quad (1.2)$$

где  $m$  – масштаб для определения площади круга.

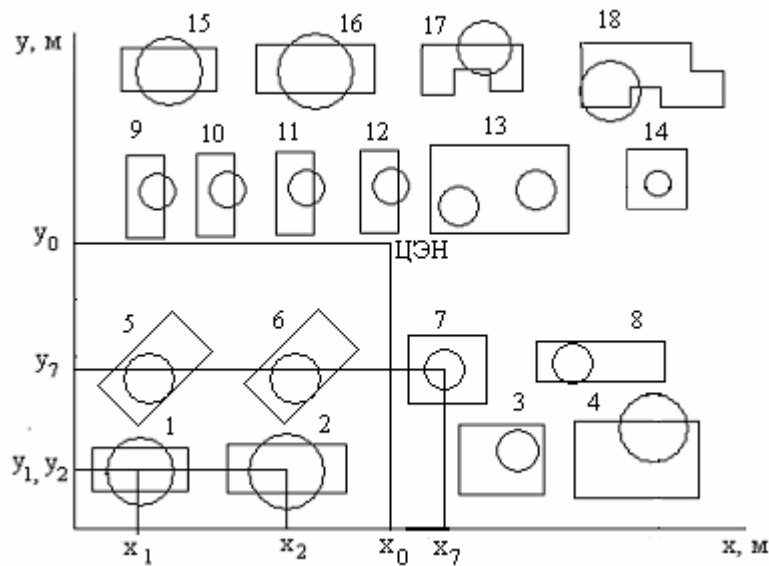


Рис. 1.10. Картограмма электрических нагрузок цеха

ЦЭН, если провести аналогию между массами и электрическими нагрузками, будет совпадать с геометрическим центром тяжести. Его координаты определяют по формулам

$$x_0 = \frac{\sum_1^n P_i x_i}{\sum_1^n P_i} \quad (1.3)$$

$$y_0 = \frac{\sum_1^n P_i y_i}{\sum_1^n P_i}$$

где  $x_i, y_i$  – координаты нагрузок;  $P_i$  – номинальная или расчетная мощность нагрузки;  $n$  – количество электроприемников.

При необходимости строят картограммы реактивных нагрузок. Радиус круга, характеризующего реактивную нагрузку и координаты центра реактивных нагрузок определяют по (1.2) и (1.3); заменяя в них  $P_i$  на  $Q_i$ .

Картограммы активных и реактивных нагрузок строят отдельно либо совмещают на одной картограмме, показывая окружности кругов, характеризующих нагрузки, различными линиями. Каждый круг на картограмме может быть разделен на секторы, соответствующие, например, силовой и осветительным нагрузкам.

В расчетных центрах активных и реактивных нагрузок стремятся разместить цеховые ТП и источники реактивной мощности, например, ККУ.

Чаще всего ККУ размещают в помещении цеховой ТП, поэтому фактические центры активных и реактивных нагрузок цехов следует считать совпадающими. Центры активных и реактивных нагрузок не будут совпадать, если ККУ подключаются к распределительным пунктам и шинопроводам внутри цеха.

При определении ЦЭН для выбора месторасположения РП, ЦРП и ГПП следует считать, что цеховые нагрузки сосредоточены на цеховых ТП. Координаты ЦЭН определяют по формулам

$$x_0 = \frac{\sum_1^n S_i x_i}{\sum_1^n S_i} \quad y_0 = \frac{\sum_1^n S_i y_i}{\sum_1^n S_i} \quad (1.4)$$

где  $x_i, y_i$  – координаты цеховых ТП;  $S_i$  – мощность трансформаторов ТП, кВА;  $n$  – количество ТП.

Определение ЦЭН по полной мощности по формуле 1.4 дает сокращение длины распределительной сети на 13–17% по сравнению с формулой 1.3 [10].

Для определения ЦЭН можно воспользоваться методом «линейки», который заключается в следующем. Вертикально расположенную линейку перемещают от начала координат до тех пор, пока разность сумм нагрузок левее и правее рабочей грани линейки не станет равной нулю или не поменяет знак. На плане проводится вертикальная линия. Затем процедура повторяется при горизонтальном расположении линейки. На пересечении вертикальной и горизонтальной линий получают координаты ЦЭН ( $x_0, y_0$ ) [2].

При расположении РП в ЦЭН суммарная длина ветвей (линий) распределительной сети будет минимальная. Однако расположить РП, ЦРП или ГПП в ЦЭН часто не удастся. Рекомендуется [2] смещать РП к наибольшей нагрузке, ближе к источнику питания, чтобы исключить обратный поток энергии, хотя при этом увеличивается длина распределительных сетей.

Целесообразной является следующая методика переноса РП из расчетного ЦЭН [10, 11].

- 1) находится ЦЭН;
- 2) определяют моменты электрических нагрузок от расчетного ЦЭН до всех ТП;
- 3) РП переносится в помещение или располагается рядом с ТП, момент электрической нагрузки которой минимальный;
- 4) от найденной ТП, где разместится РП, строится распределительная сеть предприятия.

При переносе РП из расчетного ЦЭН по указанному методу несколько увеличивается суммарная длина распределительной сети, но увеличивается удельная передаваемая мощность на единицу длины распределительной сети.

$$S_{y\partial} = \frac{\sum_1^n S_i l_i}{\sum_1^n l_i}, \quad (1.5)$$

где  $l_i$  – расстояние от РП до ТП.

ГПП, как правило, смещают в сторону внешнего источника питания. Выбор места ГПП зависит и от местных условий окружающей среды. В зоне с повышенными загрязнениями ГПП располагают так, чтобы они не попадали в факел загрязнений или по направлению уноса промышленных выбросов ветром. На предприятиях, связанных со взрывами (карьеры) подстанции должны сооружаться вне зоны взрывов, чтобы действие взрывной волны не отражалось на работе электрооборудования [3].

Внутрицеховые подстанции (КТП) на промышленных предприятиях стремятся расположить ближе к ЦЭН, между колоннами, в мертвой зоне обслуживания подъемных кранов, под антресолями, чтобы максимально использовать полезную площадь цеха под производственные нужды.

КТП наружной установки располагаются на площадке на высоте не менее 0,2 м от уровня планировки, а в районах с большим снежным покровом на высоте 1 – 1,2 м.

В пристроенных и встроенных ТП применяются разные варианты размещения электрооборудования. Возможно размещение трансформаторов и распределительных щитов в помещениях и вне здания цеха. Возможно размещение трансформаторов вне здания, а РЩ – внутри цеха. ТП размещается вблизи ЦЭН со смещением от ЦЭН к стене вдоль узкой стороны цеха.

В многоэтажных зданиях допускается установка ТП и выше первого этажа. Масляные трансформаторы выше второго этажа не устанавливаются. При этом стены здания должны быть огнеупорными. Выше второго этажа допускается установка сухих или совтоловых трансформаторов. Трансформаторы не допускается размещать под помещениями с мокрыми процессами [1].

Установка ТП в подвальных помещениях применяется редко из-за неудобства монтажа и вентиляции. Установка ТП на крышах зданий в нашей стране не нашла применения, хотя на первый взгляд кажется привлекательной (трансформаторы хорошо охлаждаются, увеличиваются производственные площади в цехе). Повышается суммарная длина распределительной сети, наблюдаются встречные потоки энергии.

Подземные ТП для угольных шахт должны удовлетворять требованиям Правил безопасности в угольных шахтах, ПИВРЭ [12]. В таких ТП применяются сухие трансформаторы мощностью до 630 кВА.

Трансформаторы потребительских подстанций подключаются к сети 6 – 10 кВ через выключатели, выключатели нагрузки, разъединители, применяется глухое присоединение (без коммутационных аппаратов).

Глухое присоединение применяется при радиальной схеме питания подстанции. Разъединитель применяется при значительном удалении ТП от РП. Выключатель нагрузки применяется при необходимости защиты трансформатора, например, с действием газовой защиты на выключатель нагрузки. Выключатели с предохранителями применяются для коммутации и защиты трансформаторов мощностью до 1 000 кВА. Выключатели на вводе в ТП предусматриваются при необходимости АВР.

РУНН комплектуются из различных шкафов и щитов. На ТП мощностью до 630 кВА включительно распределительные щиты, состоящие из панелей, комплектуются выключателями стационарного исполнения и обслуживаются с одной стороны. КТП мощностью 630 кВА и более комплектуются шкафами с выключателями выдвигного исполнения. Шкафы делят на вводные, секционные и линейные. Вводные и секционные шкафы имеют по два выключателя отходящих линий, линейный шкаф имеет три выключателя отходящих линий.

### **1.9. Установка трансформаторов на потребительских подстанциях**

На закрытых трансформаторных подстанциях каждый силовой трансформатор с масляным охлаждением обычно устанавливается в отдельной камере (рис. 1.11). Из каждой камеры имеется выход наружу, позволяющий выкатывать трансформатор.

В отдельно стоящих, пристроенных и встроенных подстанциях в камере трансформатора с объемом масла до 600 кг в дверном проеме предусматривается порог из несгораемого материала, рассчитанный на удержание 20% масла. При объеме масла более 600 кг предусматривается бетонированный маслоприемник площадью не менее площади основания трансформатора, рассчитанный на полный объем масла, перекрытый решеткой с насыпанным на ней слоем гравия толщиной 25 см.

Между трансформатором и стенами камеры должно быть расстояние до 0,6 м, а до двери – до 1 м.

Камеры силовых трансформаторов оборудуют естественной вентиляцией, выполненной так, чтобы разность температур воздуха, входящего в камеру и выходящего из нее не превышала 15 °С. Воздух входит через проем, расположенный внизу двери камеры и выходит через проем в верхней части камеры. Проем закрывается жалюзийной решеткой.



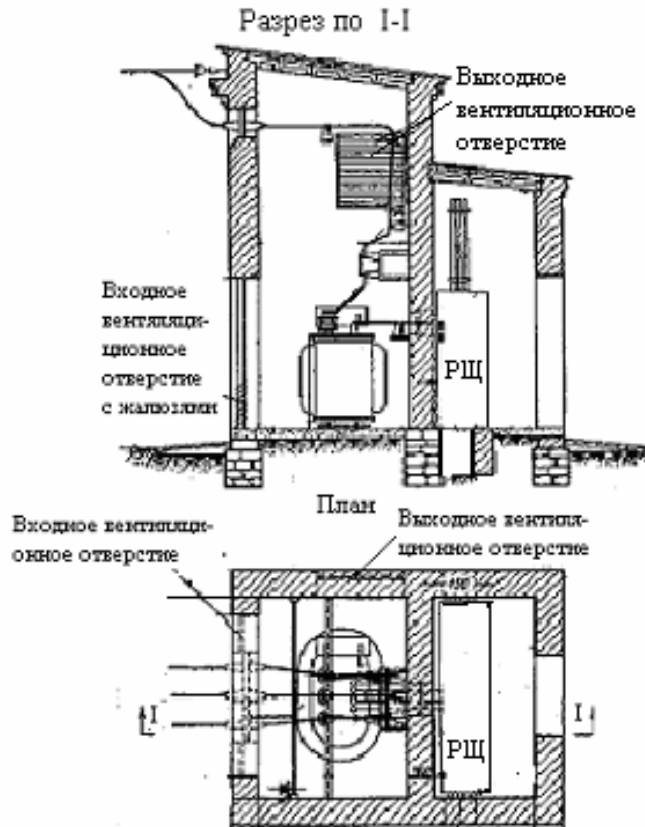


Рис. 1.11. Камера с трансформатором

Стены зданий трансформаторных подстанций выполняют из кирпича, шлакоблоков или сборного железобетона.

Охлаждение трансформаторов внутрицеховых КТП осуществляется за счет приточной и вытяжной вентиляции цеха.

### 1.10. Подстанции технологических установок

Технологической установкой является установка, участвующая в технологическом процессе. К технологическим установкам можно отнести сталеплавильные и руднотермические печи, индукционные и термические печи, преобразовательные установки с использованием в технологическом процессе постоянного тока.

**Подстанции электропечей.** В дуговых и руднотермических печах технологический процесс обеспечивается при напряжении от 15 до 500 В. Поэтому для их питания применяются трансформаторы с нестандартным вторичным напряжением. В связи с тем, что мощность печей достигает десятков МВт, а напряжение во вторичной обмотке не превышает 500 В, рабочие токи печей могут превышать сотни килоампер. Поэтому трансформатор размещают в непосредственной близости от печи.

Подстанции электропечей с первичным напряжением 6 – 10 кВ выполняются в виде КТП, при более высоком напряжении (до 220 кВ) электрооборудование подстанции поставляется комплектно с технологическим оборудованием. В комплект электрооборудования входят: КРУ высокого

напряжения, печной трансформатор, элементы короткой сети (сеть между печным трансформатором и печью), щиты управления и контроля за режимом работы установки.

Трансформаторы включаются подключаются к источнику выключателями, которые могут выполнять оперативные, защитные и оперативно-защитные функции. В качестве защитных выключателей обычно применяют масляные выключатели. Для печей большой мощности с частными коммутационными операциями применяют защитный (масляный) с высокой коммутационной способностью и оперативный (электромагнитный), с большим количеством коммутационных циклов [2]. Выключатели устанавливаются в цепи последовательно, защитный на РП, оперативный непосредственно у трансформатора.

Короткая сеть состоит из шинных пакетов 1 (рис. 1.12), гибких токопроводов 2, жестких токопроводов 3, подключаемых к электродам 4.

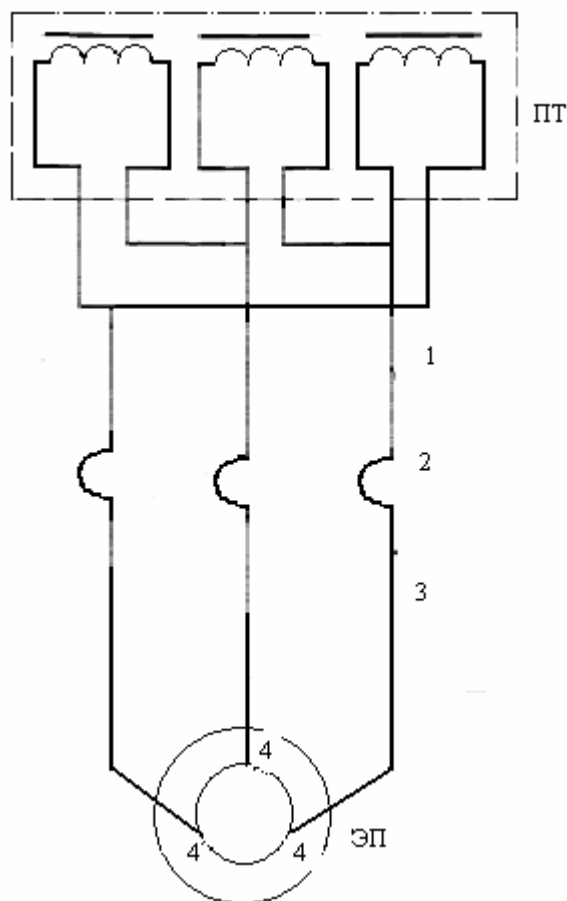


Рис. 1.12. Схема короткой сети дуговой сталеплавильной сети

Для электропечей ЭП большой мощности вместо трехфазных печных трансформаторов ПТ применяются три однофазных.

**Подстанции преобразовательных установок.** Преобразовательные установки преобразуют трехфазный ток частотой 50 Гц в трех- или однофазный ток повышенной или пониженной частоты, либо в постоянный ток.

Для преобразования переменного тока в постоянный применяются выпрямительные агрегаты. Постоянный ток используется для электролиза металлов, водорода, хлора, для гальванических покрытий металлов, для электротранспорта. Электролизные установки состоят из трансформаторов, выпрямительных кремниевых блоков, устройств управления и контроля, а также технологического и комплектного электрооборудования. Трансформаторы преобразовательных установок питаются от РП напряжением 6 – 20 кВ.

Напряжение постоянного тока для электроприемников различного назначения в цехах промышленных предприятий и на транспорте применяется в широком диапазоне (табл. 1.3).

Таблица 1.3

## Характеристики преобразовательных установок

Назначение	Ток, кА	Напряжение, В
Питание электролизных производств	12,5–175	75, 150, 300, 450, 600, 850, 1 200
Питание дуговых вакуумных печей	12,5–37,5	75
Питание графитировочных печей и гальваностегия	25–200	150, 300
Электрохимическая обработка металлов	0,1–25	6, 12, 24, 42, 48
Питание электрифицированного транспорта	0,5–3,2	275, 600, 825, 1 650, 3 300
Питание цеховых сетей постоянного тока	1–4	230,460

Для выпрямления переменного тока в постоянный применяются трехфазная нулевая схема, трехфазная мостовая схема, шестифазная нулевая схема с уравнительным реактором. Трехфазную нулевую схему имеют агрегаты малой мощности. В этой схеме первичная обмотка соединяется в треугольник, а вторичная – в звезду или первичная соединяется в звезду, а вторичная – в зигзаг с выведенной нулевой точкой.

При трехфазной мостовой схеме (рис 1.13, *а*) обмотки трансформаторов могут соединяться в звезду и в треугольник.

Шестифазная нулевая схема (рис. 1.13, *б*) получается при соединении первичной обмотки в звезду или треугольник. Две вторичные обмотки соединяются в звезду, их нулевые точки соединяются через уравнительный реактор. Средняя точка уравнительного реактора является отрицательным полюсом выпрямленного тока.

Трансформаторы выпрямительных установок позволяют регулировать напряжение под нагрузкой (РПН). Регулирование может осуществляться вручную, дистанционно и автоматически. Регулирование напряжения осуществляется ступенями, что приводит к применению дросселей насыщения. В этом случае агрегаты снабжаются автоматическими стабилизаторами тока. При необходимости могут применяться стабилизаторы напряжения и фильтры высших гармоник.

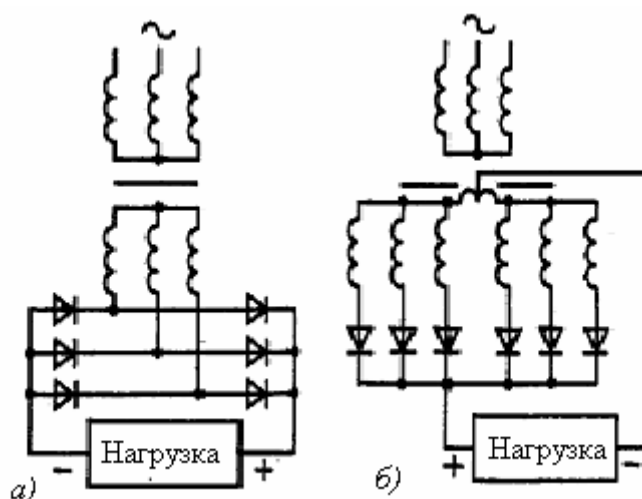


Рис. 1.13. Схемы выпрямления переменного тока в преобразовательных установках:  
а) трехфазная мостовая; б) шестифазная нулевая

Для электроснабжения приемников постоянного тока в цеховых сетях широко применяются комплектные выпрямительные преобразовательные подстанции (КВПП). Схема подстанции приведена на рис. 1.14. Выпрямление переменного тока осуществляется по шестифазной схеме, при которой первичная обмотка трансформатора соединена в звезду, а вторичная (вентильная) – в две обратные звезды с уравнивающим реактором. Средняя точка уравнивающего реактора является отрицательным полюсом выпрямленного тока.

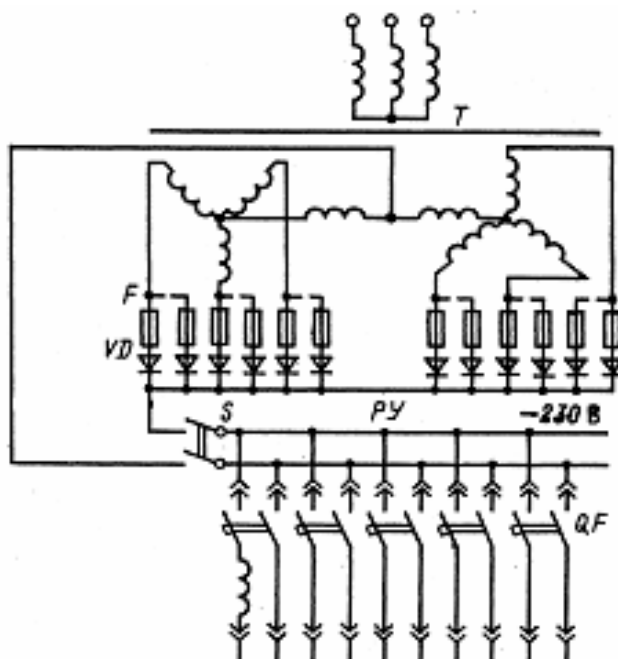


Рис. 1.14. Схема выпрямительной подстанции с шестифазным выпрямлением и уравнивающим реактором

С целью повышения номинального тока вентили VD в фазе включаются параллельно. Для защиты выпрямителя последовательно с каждым вентилем включается быстродействующий предохранитель, а на отходящих линиях – быстродействующий выключатель QF.

Охлаждение выпрямителей – воздушное с помощью вентиляторов или водяное, дистиллированной водой, проходящей по каналам в корпусе вентиля. В этом случае применяются также водоохлаждаемые предохранители.

### **1.11. Электрические измерения и учет электроэнергии в электроустановках**

Для обеспечения безаварийной и экономичной работы электроустановок требуется постоянный контроль параметров систем электроснабжения и электропотребления, показателей качества электроэнергии.

Для непрерывного контроля значения тока на вводах подстанций, РП и отходящих линиях применяются *амперметры*. При равномерной нагрузке устанавливается, как правило, по одному амперметру на присоединение, а при неравномерной нагрузке и при необходимости контролировать ток по фазам амперметры устанавливаются в каждой фазе. Амперметры включаются через трансформаторы тока.

Контроль показателей качества электроэнергии осуществляется с помощью *вольтметров*, которые устанавливаются на вводах в подстанцию, РП и на каждой секции шин всех напряжений. На шинах с напряжением 0,4 кВ напряжение измеряется вольтметрами прямого включения, при более высоком напряжении – через трансформаторы напряжения. Для измерения фазных и линейных напряжений одним вольтметром, применяются переключатели цепи вольтметра. В сетях с изолированной нейтралью вольтметры также используют для контроля изоляции.

Измерение активной мощности, потребляемой из энергосистемы через трансформатор ГПП, на линиях высоковольтных синхронных двигателей, а также на линиях, где необходимо контролировать перетоки мощности при питании от энергосистемы и собственной электростанции. Для этих целей применяют *ваттметры*, а для измерения реактивной мощности – *варметры*.

Для расчета за потребленную (отпущенную) электроэнергию на подстанциях и РП осуществляется учет активной и реактивной электроэнергии с помощью *счетчиков активной и реактивной энергии*. Счетчики включаются через трансформаторы тока и напряжения.

Контрольно-измерительные приборы устанавливаются на лицевой панели распределительных щитов или шкафов комплектных распределительных устройств.

Схема включения приборов контроля и учета показана на рис. 1.15.

На ГПП для контроля температуры трансформаторного масла применяются термометры, устанавливаемые в трансформаторе и замыкающие контакты в цепи сигнализации. Сигнализация может быть световой и звуковой.

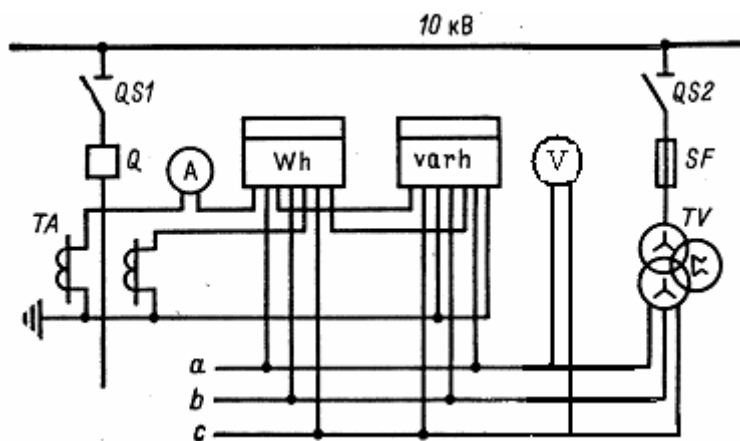


Рис.1.15 Схема включения приборов контроля и учета

## 2. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ ВНЕШНЕГО И ВНУТРИОБЪЕКТНОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

### 2.1. Классификация электрических линий и сетей

Электрическая энергия на промышленные предприятия передается из энергосистемы по линиям электропередач. *Линией электропередачи* (ЛЭП) называется сооружение из проводов или кабелей и вспомогательных устройств (опор) для передачи электрической энергии от электростанций к потребителям. Таким образом, линии электропередачи могут быть *воздушными* (проводными) и *кабельными*.

Совокупность электроустановок для передачи и распределения электроэнергии на определенной территории, состоящая из подстанций, ЛЭП и распределительных устройств называется *электрической сетью*.

Совокупность нескольких крупных электростанций, предприятий для производства электрической и тепловой энергии, и электрических и тепловых сетей для их передачи составляют *энергосистему*. Энергосистема представляет собой электроэнергетическую и теплоэнергетическую составляющие.

Для обеспечения электроэнергией предприятий или других объектов служит совокупность устройств, предназначенных для производства, передачи и распределения электроэнергии, представляющих собой *систему электроснабжения (СЭС)*. В системе электроснабжения предприятия можно выделить три составляющих, три подсистемы, каждая из которых может рассматриваться как самостоятельная система. Это система внешнего электроснабжения, внутриобъектного электроснабжения и внутрицехового электроснабжения.

В систему внешнего электроснабжения входят электростанции, подстанции и линии электропередачи, находящиеся в ведении энергосистемы, вплоть до ГПП. В сетях системы внешнего электроснабжения применяются, в основном, напряжения 35, 110, (150), 220 кВ.

В систему внутреннего электроснабжения предприятия входят ГПП, ЦРП, РП, собственные электростанции предприятия, потребительские ТП и линии электропередачи, связывающие подстанции и РП между собой.

## 2.2. Схемы внешнего электроснабжения предприятий

Схема электроснабжения предприятия показывает связь между источниками питания и потребителями электроэнергии. В качестве источника электроснабжения предприятия, как правило, выбирается энергосистема. Передача электроэнергии от РП энергосистемы может осуществляться по радиальным схемам без трансформации (рис. 2.1, а), если напряжение распределительного пункта энергосистемы и распределительного пункта предприятия, на который подается напряжение, совпадают и с трансформацией напряжения (рис. 2.1, б), если напряжения не совпадают.

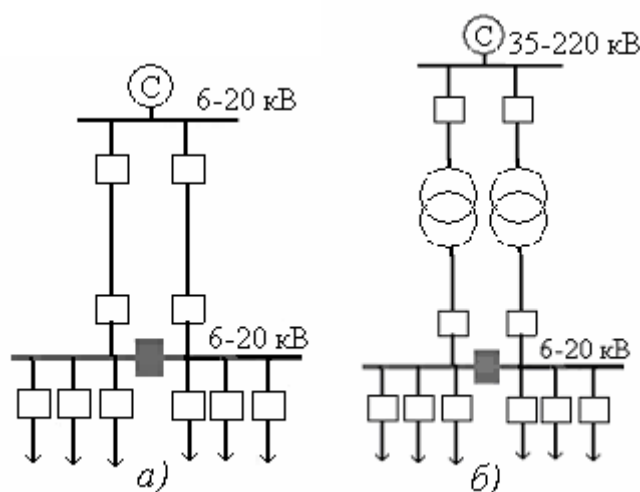


Рис. 2.1. Радиальные схемы внешнего электроснабжения:  
а) без трансформации; б) с трансформацией напряжения

По схеме, представленной на рис. 2.1, б, могут питаться как ГПП, так и ПГВ. Радиальные глубокие вводы применяют, как правило, при загрязненной окружающей среде.

Подстанции глубокого ввода часто питаются по двойным сквозным магистралям (рис. 2.2), к которым подключаются по магистральной схеме однострансформаторные и двухтрансформаторные подстанции. Обычно ПГВ выполняют по простой схеме, без выключателей и сборных шин на стороне высшего напряжения.

Применяются также одиночные магистрали без резервирования для электроснабжения потребителей 3 категории. Такие схемы электроснабжения обладают меньшей надежностью, так как повреждение магистрали ведет к отключению всех питающихся от нее потребителей.

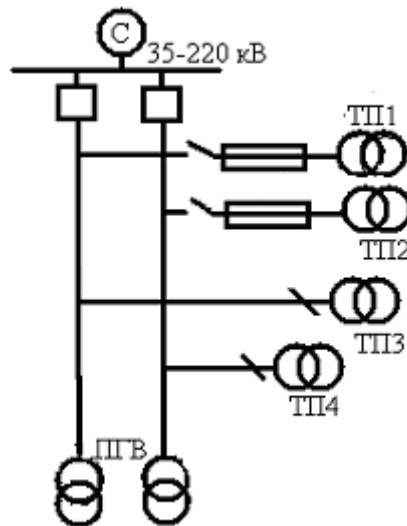


Рис. 2.2. Питание подстанции глубокого ввода по схеме двойной сквозной магистрали

Глубокие вводы выполняют в виде магистральных воздушных или кабельных линий. Магистральные глубокие вводы применяют при нормальной и малозагрязненной окружающей среде. При магистральной схеме электроснабжения при напряжениях 35 – 220 кВ к одной линии не рекомендуется присоединять более трех-, четырех подстанций при мощности трансформаторов до 25 МВА и более двух-, трех подстанций с трансформаторами большей мощности.

На рис. 2.3 приведена схема электроснабжения предприятия с трехобмоточным трансформатором с трансформацией на два напряжения. Такая схема характерна для мощных предприятий и для предприятий, находящихся друг от друга на значительном расстоянии.

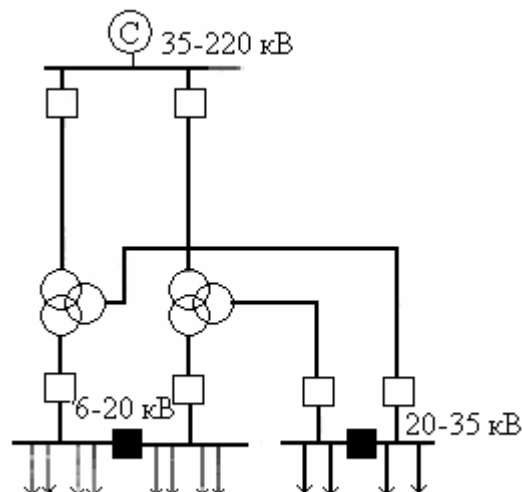


Рис. 2.3. Схема электроснабжения с трансформациями на два напряжения

Возможно электроснабжение предприятий от смежных источников питания, например, от энергосистемы и от собственной электростанции (рис. 2.4).



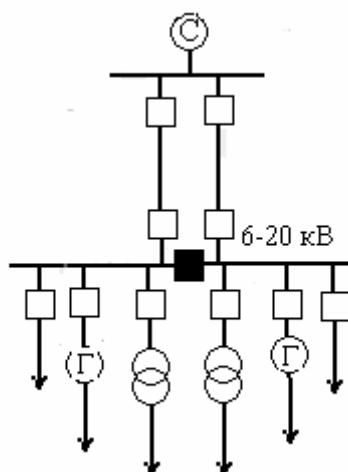


Рис. 2.4. Схема электроснабжения от энергосистемы и собственной электростанции на одинаковом напряжении

Напряжение энергосистемы и собственной электростанции при этом должно совпадать. При несовпадении напряжений применяется трансформация напряжения от энергосистемы (рис. 2.5). Возможно электроснабжение при двухстороннем питании.

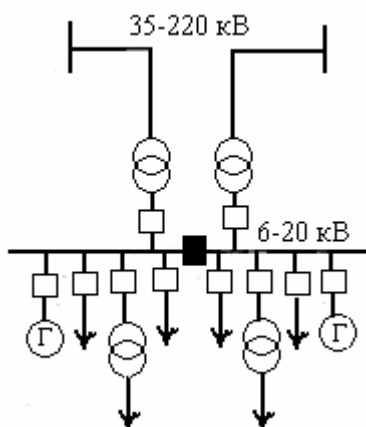


Рис. 2.5. Схема электроснабжения от энергосистемы с двухсторонним питанием с трансформацией напряжения и от собственной электростанции

Схемы электроснабжения с двухсторонним питанием повышают надежность электроснабжения, так как при повреждении одной из линий электроснабжение от второй линии сохраняется и через секционный выключатель на стороне низшего напряжения восстанавливается электроснабжение потребителей, питающихся от поврежденной линии.

### 2.3. Выбор напряжения и схем распределительных сетей промышленных предприятий

Система внутреннего (внутриобъектного) электроснабжения предприятий является продолжением системы внешнего электроснабжения. Она начинается от РП подстанции энергосистемы и включает в себя ГПП,

ЦРП, РП, собственные электростанции предприятия, потребительские ТП, электроприемники на напряжение выше 1 кВ и линии электропередачи, связывающие подстанции, РП и электроприемники между собой. Напряжения электрических сетей в системе внутреннего электроснабжения может быть 6, 10 и 20 кВ. Наиболее распространенным является напряжение 10 кВ. Оно является более экономичным по сравнению с напряжением 6 кВ по уровню потерь мощности и напряжения в сетях. Напряжение 6 кВ используется на предприятиях, где переход на напряжение 10 кВ считается нерациональным в связи с заменой трансформаторов и электроприемников (например, электродвигателей).

Напряжение 20 кВ пока применяется только на предприятиях близких от ТЭЦ с генераторным напряжением 20 кВ и на предприятиях, имеющих трансформаторы с вторичным напряжением 20 кВ.

Электроснабжение предприятий может осуществляться от собственной электростанции, если она находится в непосредственной близости от цехов и напряжение генераторов совпадает с напряжением распределительной сети. Цеховые ТП и электроприемники на напряжение 6 – 20 кВ присоединяются непосредственно к шинам РУ электростанции.

**Распределение электроэнергии в сетях предприятия.** Электроэнергия в сетях предприятия распределяется по радиальным (рис. 2.6), магистральным (рис. 2.7 и 2.8) и смешанным схемам.

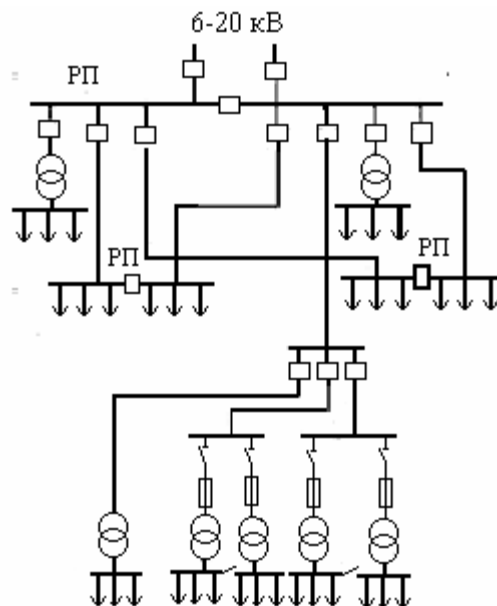


Рис. 2.6. Радиальная схема распределения электроэнергии

*Радиальные схемы* обладают высокой надежностью. Недостатком схемы является то, что при аварийном отключении питающей линии может оказаться обесточенной большая группа потребителей. Этот недостаток устраняется применением резервирования.

Распределение электроэнергии *по магистральной схеме* осуществляется путем выполнения ответвлений от воздушной линии (рис. 2.7, а) на

отдельные подстанции. Питание ТП можно осуществить путем поочередного ввода кабелей, сначала от РП к одной ТП, затем от нее к другой ТП и т. д. При магистральных схемах уменьшается протяженность сетей, количество выключателей на РП, снижаются потери мощности в сетях, затраты на сооружение сетей.

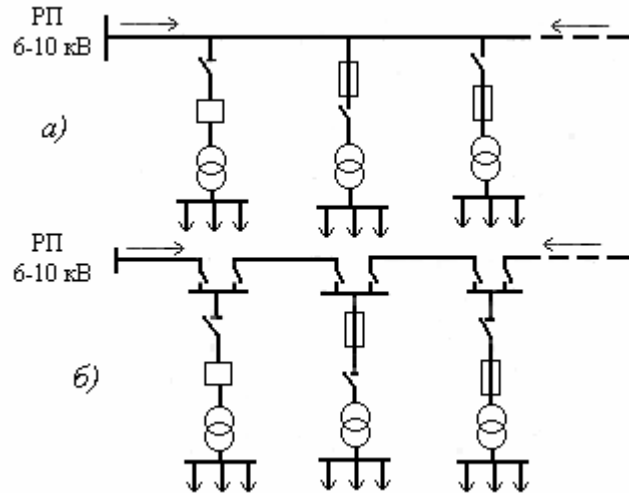


Рис. 2.7. Магистральные схемы распределения электроэнергии.

а) по воздушной линии; б) по кабелям

Недостатком магистральных схем является снижение надежности по сравнению с радиальными схемами, так как при повреждении магистрали обесточенными оказываются все потребители, питающиеся от нее.

Надежность электроснабжения повышается при использовании сквозных двойных магистралей (рис. 2.8). В этом случае от одного РП две магистрали заводятся поочередно на каждую секцию подстанции.

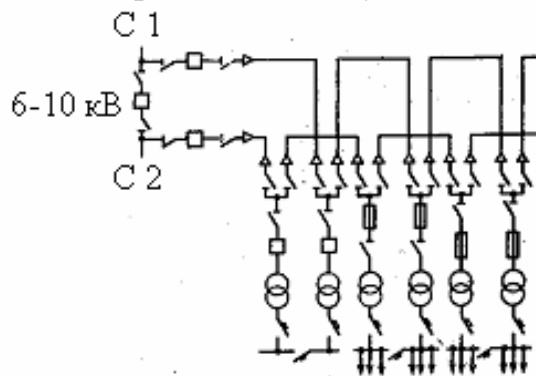


Рис. 2.8. Распределение электроэнергии по сквозным двойным магистралям

**Распределение электроэнергии к электроприемникам** осуществляется по радиальным схемам (рис. 2.9). Схема на рис. 2.9, а применяется для управления и защиты одиночного двигателя, находящегося на значительном расстоянии от РП. Выключатель Q1 на РП выполняет функции защитного выключателя, а Q2 – оперативного, предназначенного для частых пусков и остановов электродвигателя.

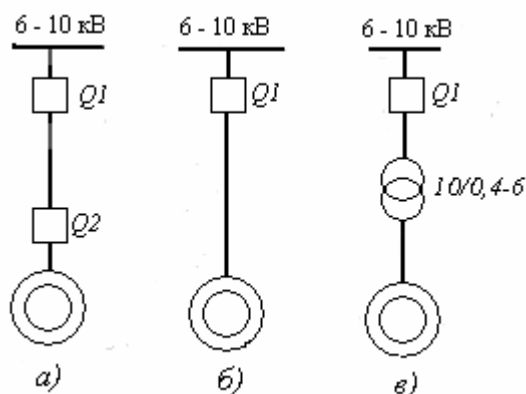


Рис. 2.9. Схемы присоединения электродвигателей 6-10 кВ к РП

Схема на рис. 2.9, б применяется, когда электродвигатель расположен вблизи от РП. Выключатель выполняет коммутационные и защитные функции.

Если напряжение распределительной сети и электроприемника не совпадают, то применяется промежуточный трансформатор. Например, напряжение на шинах РП 10 кВ, а электродвигатель рассчитан на 6 кВ, должен быть применен трансформатор 10/6 кВ (рис. 2.9, в).

#### 2.4. Конструкции электрических сетей внешнего и внутреннего электроснабжения

**Воздушные линии.** Воздушной линией (ВЛ) называют линию электропередачи электроэнергии по проводам, расположенным на открытом воздухе и закрепленных с помощью изоляторов и арматуры к специальным опорам или кронштейнам и стойкам инженерных сооружений (мостов, путепроводов и т. п.).

**Провода.** В воздушных линиях используют неизолированные (голые) провода. Наибольшее применение находят многопроволочные алюминиевые (А) и сталеалюминиевые (АС) провода. АС провода применяют для повышения механической прочности. Сердечник провода выполняется из одной или нескольких свитых стальных оцинкованных проволок. Алюминиевые проволоки, расположенные вокруг сердечника одним-тремя пучками являются токоведущей частью провода. Сечение проводов выбирается по длительно допустимому току и механической прочности с учетом гололеда и ветровой нагрузки. По условиям уменьшения потерь на корону рекомендуется применять провода с наименьшим сечением: 110 кВ – 70 мм<sup>2</sup>, 220 кВ – 240 мм<sup>2</sup>.

ВЛ выполняют *одноцепными* и *двухцепными*. При сооружении двухцепных линий на опорах размещается практически две линии.

**Опоры** ВЛ представляют собой конструкцию для поддержания проводов на необходимой высоте над землей и сооружениями, которые пересекаются воздушной линией, а также для изоляции проводов друг от друга. Кроме проводов, на опорах подвешивают стальные заземленные тросы для защиты проводов от прямых ударов молний и возникающих при этом перенапряжений.

Конструкции опор разнообразны. Опоры делят на промежуточные, анкерные, угловые, концевые и транспозиционные. Материалом для изготовления опор может быть древесина, железобетон, металлический прокат.

Основными элементами опор являются стойки, траверсы для крепления изоляторов, фундаменты, обеспечивающие закрепление опоры в грунте.

*Промежуточные опоры* предназначены для поддержания проводов на прямых участках трассы. *Анкерные опоры* устанавливают на прямых участках трассы ВЛ на пересечениях с различными сооружениями, а также там, где изменяется сечение и марка проводов. На этих опорах предусматриваются жесткие и прочные конструкции для крепления проводов, воспринимающие их тяжения в пролетах при различных условиях.

*Концевые опоры* по конструкции выполняют либо как промежуточные с уклоном в сторону тяжения проводов, либо как анкерные. Угловые опоры устанавливают в местах изменения направления линий. Они, как и концевые, имеют уклон, располагаемую по биссектрисе угла поворота. *Переходные опоры* применяют при пересечении железных дорог, рек, озер, ущелий. Длина пролета достигает одного и более километров, а высота – нескольких десятков метров. *Транспозиционные опоры* устанавливают в местах, где провода меняются местами для обеспечения симметрии трехфазной системы.

На рис. 2.10 представлена конструкция П – образной деревянной опоры линии электропередачи на напряжение 35 – 220 кВ, на рис. 2.11 – конструкции металлических опор (а) – двухцепной линии на 110 кВ, б) – одноцепной линии на 220 кВ).

Деревянные опоры на напряжение 35 – 220 кВ изготавливают из сосны и лиственницы, из древесины более стойкой к гниению. Для повышения срока службы деревянные опоры пропитывают антисептиками. Подземная часть опор снабжается ригелями. Деревянные опоры могут комплектоваться железобетонными стульями или пасынками.

Железобетонные опоры применяются в линиях электропередачи на напряжение 35 – 220 кВ. Длина стоек опор до 25 м.

Металлические опоры применяют на напряжение 110 кВ и выше. Металлические опоры устанавливают на фундаменты или подпятники.

Опоры воздушных линий на напряжение 6 – 10 кВ изготавливаются деревянными и железобетонными.

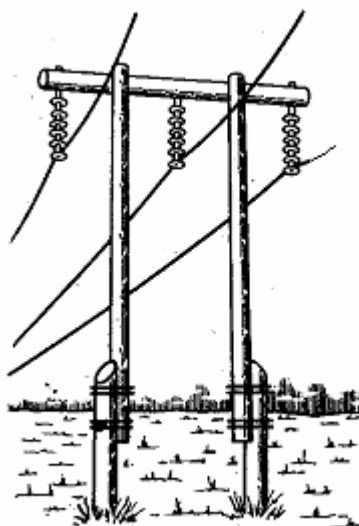


Рис. 2.10. Деревянная П-образная опора воздушных линий на напряжение 35 – 220 кВ

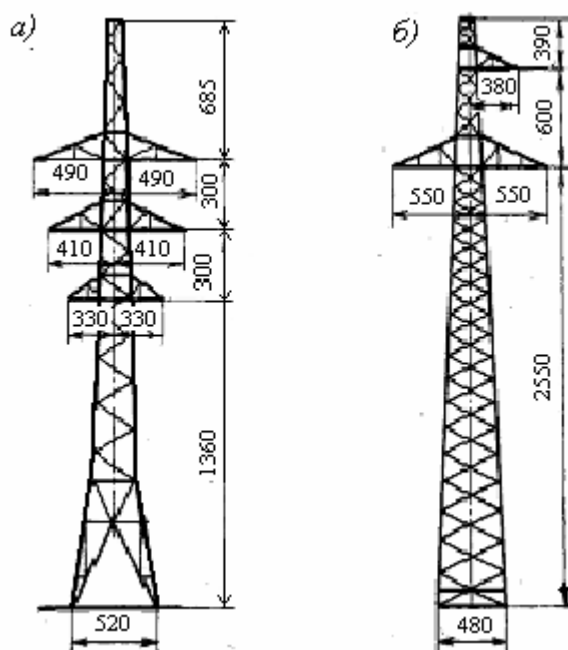


Рис. 2.11. Металлические опоры воздушных линий (размеры в см):  
 а) двухцепная линия на 110 кВ; б) одноцепная на 220 кВ.

Расстояние между двумя соседними опорами называют пролетом. Провода между двумя соседними опорами подвешиваются свободно и под влиянием собственной массы провод в пролете провисает на величину, называемую стрелой провиса  $f$  (рис. 2.12). Наименьшее расстояние от низшей точки провода до поверхности земли называется габаритом линии  $h$ .

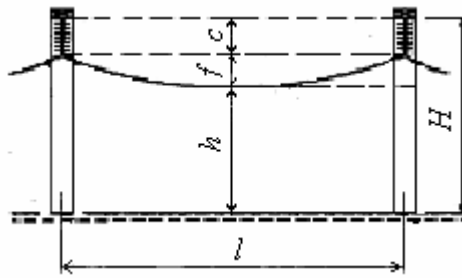


Рис.2.12. Пролет линии на подвесных изоляторах

Провода на опорах размещают либо в вершинах треугольника, либо горизонтально.

Линии 35 кВ и выше снабжают грозозащитными тросами, которые располагаются выше проводов воздушной линии.

**Изоляторы и арматура** применяются для крепления проводов на опорах. На опорах воздушной линии напряжением 35 – 220 кВ провода крепят с помощью гирлянд подвесных или стержневых изоляторов (рис. 2.13). Изоляторы крепят к крюку, закрепленному на траверсе с помощью серьги 1. Гирлянда подвесных изоляторов набирается в зависимости от напряжения. На линии 35 кВ на деревянных опорах подвешиваются два изолятора, на железобетонных и стальных опорах – три. При напряжении 110 кВ – шесть и семь, при 220 кВ – 11 и 13 изоляторов соответственно. Провод укладывается в поддерживающий зажим 2, который соединяется с нижним изолятором ушком 2. Зажимы служат для жесткого крепления провода и не допускают его проскальзывания при одностороннем тяжении в случае обрыва провода в соседнем пролете. На анкерных опорах применяют клиновые и болтовые зажимы.

Провода между собой соединяют зажимами, после чего концы сваривают между собой

Провода могут крепиться с помощью натяжных гирлянд (рис. 2.14). Натяжные гирлянды крепят с двух сторон к траверсе анкерной опоры 1. Провода соединяются между собой обходной петлей 2. Натяжные гирлянды содержат на один – два изолятора больше, чем подвесные.

В пролетах большой длины наблюдается вибрация проводов, что может привести к обрыву проволок проводов и снизить их механическую прочность. При наличии гололеда возникает «пляска» проводов – вибрация с повышенной амплитудой. На линиях 35 – 220 кВ применяют защиту от вибрации установкой виброгасителей, которые поглощают энергию вибрации и уменьшают амплитуду колебания проводов у зажимов.

Крепление проводов ВЛ на напряжение 6 – 20 кВ осуществляется с помощью штыревых изоляторов, которые крепятся на крюках или штырях.

**Пересечение высоковольтных линий с дорогами и линиями других напряжений.** Пересечения ВЛ с железными и автомобильными дорогами должно производиться под углом близким к  $90^\circ$ , но не менее  $45^\circ$ . Опоры, ограничивающие пролет пересечения должны быть анкерными.

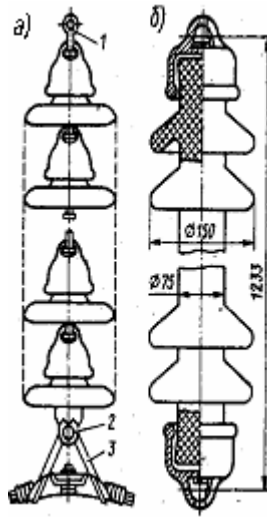


Рис. 2.13. Подвесной (а) и стержневой (б) изоляторы

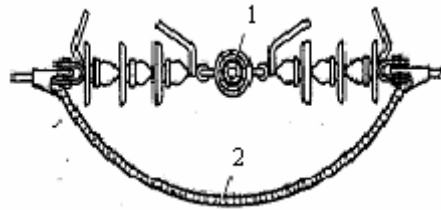


Рис. 2.14. Натяжная гирлянда на линии 35 кВ на деревянной опоре

Минимальное расстояние от провода ВЛ до головки рельса должно быть не менее 7,5 м; до полотна автомобильной дороги – не менее 7 м.

При пересечении ВЛ 150 – 220 кВ между собой наименьшее расстояние между проводом верхней линии и проводом или грозозащитным тросом нижней линии должно быть не менее 5 м. При пересечении этих линий с линиями меньшего напряжения и с линиями связи – не менее 4 м. Пересечения линий 35 – 110 кВ между собой, с линиями меньшего напряжения и с линиями связи должны иметь минимальное расстояние – 3 м, линии 6 – 20 кВ – не менее 2 м.

Прохождение ВЛ над зданиями и сооружениями не допускается.

**Кабельные линии.** В местах, где затруднено сооружение воздушных линий, прокладываются кабельные линии. На вводах в ГПП предприятий широко применяют маслонаполненные кабели с бумажной изоляцией, пропитанной минеральным маслом. Кабели находятся под давлением масла до 0,5 МПа.

Наибольшее распространение кабели получили в распределительных сетях напряжением 6 – 10 кВ.

Конструктивно трехжильный кабель состоит из токоведущих жил, выполненных в виде сегментов, свитых из отдельных проволок (рис. 2.15).



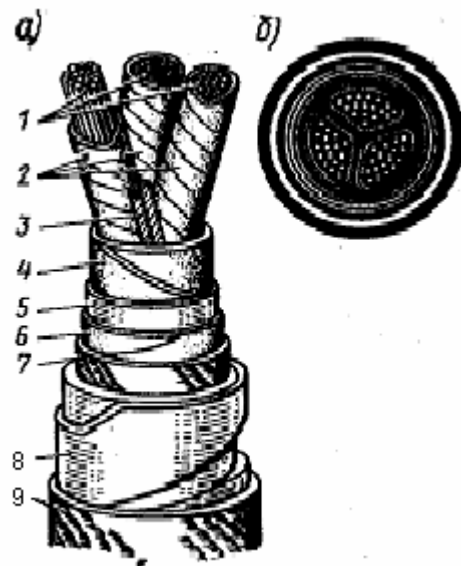


Рис. 2.15. Трехжильный бронированный кабель (а) и его сечение (б)

Жилы кабеля 1 имеют фазовую изоляцию 2, поверх которой наложена общая поясная изоляция 4 из пропитанной маслом бумаги. Пространство между жилами заполняется джутовым наполнителем. Кабель имеет герметизирующую свинцовую или алюминиевую оболочку 5. По оболочке кабель покрывается слоем кабельной бумаги 6 и джутовой рубашкой 7. От механических повреждений кабель защищается броней из стальной ленты 8, а от коррозии джутовым покровом 9.

Кабели прокладываются в земляных траншеях с защитой от механических повреждений кирпичом или железобетонными плитами. В одной траншее укладывают не более 6 кабелей. Прокладка выполняется змейкой для компенсации температурных деформаций.

При пересечении кабельными линиями дорог, трасс холодного и горячего водоснабжения кабели прокладывают в защитных блоках или трубах.

По территории предприятия кабели преимущественно прокладывают в кабельных каналах, в которых можно уложить до 30 кабелей (рис. 2.16). Каналы изготавливаются из сборных железобетонных элементов. Каналы закрываются плитами. Кабели размещают на кабельных конструкциях (кронштейнах) 1. При размещении кабелей в несколько рядов, применяют огнестойкие перегородки 2. В кабельном канале возможно размещение кабелей на разное напряжение. В самом верхнем ряду размещают кабели высокого напряжения 3. В самых нижних рядах – контрольные кабели 5 и кабели связи 6. Кабели на напряжение до 1 кВ 4 размещают в средних рядах, а также где имеется возможность их размещения в других рядах.

В местах изменения направления кабелей устанавливают кабельные колодцы.

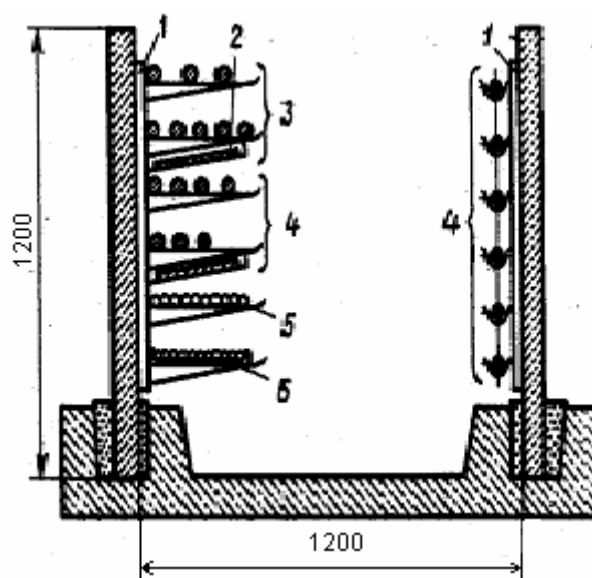


Рис. 2.16. Размещение кабелей в кабельном канале на кабельных конструкциях

При большом количестве кабелей, проходящих в одном направлении, их прокладывают в туннелях. Можно прокладывать кабели в галереях, по эстакадам и стенам зданий.

При прокладке кабелей в помещениях с них снимают джутовый покров.

Трассы кабельных линий должны прокладываться параллельно стенам промышленных корпусов или образующим кварталов.

## 2.5. Выбор проводов и кабелей в сетях напряжением выше 1 кВ

При проектировании питающих линий к ГПП и ЦРП, а также распределительной сети внутри предприятия решается вопрос надежности и экономичности системы электроснабжения. При выборе проводов и кабелей учитывают:

- нагрев от длительного тока в рабочих режимах;
- нагрев от кратковременного выделения теплоты при токах короткого замыкания в аварийном режиме;
- потери напряжения в линии в рабочем и послеаварийном режимах;
- механическую прочность проводников.

При выборе сечения проводников определяют расчетную нагрузку и расчетный ток. По таблицам ПУЭ [8] выбирают стандартное сечение проводника, соответствующее ближайшему большему значению тока.

Кабели выбирают по номинальному напряжению, номинальному току. Проверка кабеля на термическую стойкость, т. е. на стойкость к тепловому воздействию токов КЗ проводится по выражению

$$s_{\min} = \frac{\sqrt{B}}{C} = \frac{I_{\text{к}} \sqrt{t_{\text{к}}}}{C},$$

где  $s_{\min}$  – минимальное сечение жилы кабеля;  $V$  – тепловой импульс;  $t_k$  – время действия тока КЗ;  $C$  – коэффициент, учитывающий нагрев кабеля до допустимой при КЗ температуре.

Коэффициент  $C$  [1] принимается в соответствии с табл. 2.1.

Таблица 2.1

Конструкция кабеля	Коэффициент $C$
Кабели с бумажной изоляцией:	
с медными жилами	141
с алюминиевыми жилами	85
Кабели с поливинилхлоридной или резиновой изоляцией:	
с медными жилами	123
с алюминиевыми жилами	75

Кабели, защищаемые плавкими предохранителями на термическую стойкость не проверяют, так как время перегорания вставки мало и кабель не успевает нагреться до допустимой температуры.

Таблица 2.2

#### Экономическая плотность тока

Проводники	Экономическая плотность тока, $A/mm^2$ , при числе часов использования максимума нагрузки в год		
	более 1 000 до 3 000	более 3 000 до 5 000	более 5 000
Неизолированные провода и шины:			
медные	2,5	2,1	1,8
алюминиевые	1,3	1,1	1,0
Кабели с бумажной и провода с резиновой и поливинил-хлоридной изоляцией с жилами:			
медными	3,0	2,5	2,0
алюминиевыми	1,6	1,4	1,2
Кабели с резиновой и пластмассовой изоляцией с жилами:			
медными	3,5	3,1	2,7
алюминиевыми	1,9	1,7	1,6

Сечение проводников часто определяют по экономической плотности тока

$$S_{э} = \frac{I_p}{J_{э}},$$

где  $S_{э}$  – экономически обоснованное сечение провода или жилы кабеля;  $I_p$  – расчетный ток;  $J_{э}$  – экономическая плотность тока.

Экономическая плотность тока зависит от конструкции линии и количества часов использования максимума нагрузки [8] и выбирается по табл. 2.2.

Сечения проводов и жил кабелей в распределительной сети 6 – 10 кВ, выбранные по техническим и экономическим условиям проверяются по потерям напряжения от центра питания до удаленного потребителя. Отклонения напряжения на выводах первичной обмотки потребительских трансформаторов и электродвигателей не должны превышать значений, установленных ГОСТ 13109–99. Проверка проводится с учетом допустимой перегрузки в послеаварийном режиме.

На механическую прочность кабели не проверяются.

## 2.6. Аварийные режимы в сетях напряжением выше 1 кВ

На предприятиях часто возникают аварийные режимы, приводящие к перерыву в электроснабжении. Аварийный режим может быть вызван обрывом проводов или жил кабелей питающих линий, что приводит к потере напряжения у электроприемников. Обрыв проводников, как правило, приводит к КЗ. В сети КЗ самый неблагоприятный режим, который может привести к длительному выходу из строя электрооборудования.

*Коротким замыканием* называется соединение между двумя точками сети с разными потенциалами, не предусмотренное нормальными условиями работы установки. Это может быть соединение каких-либо точек разных фаз, фазного и нейтрального (нулевого) провода, соединение проводов с землей или ее эквивалентом.

Основными видами коротких замыканий являются:

- трехфазное КЗ, при котором все три фазы замыкаются между собой в одной точке (рис. 2.17, а). Точка трехфазного КЗ обозначается  $K^{(3)}$ ;
- двухфазное КЗ, когда между собой замыкаются две фазы (рис. 2.17, б);
- двухфазное на землю (рис. 2.17, в);
- однофазное на землю (рис. 2.17, г).

Трехфазное КЗ является симметричным, так как все три фазы находятся в одинаковых условиях. Другие виды КЗ являются несимметричными, при которых фазы находятся в различных условиях. Токи и напряжения фаз являются искаженными.

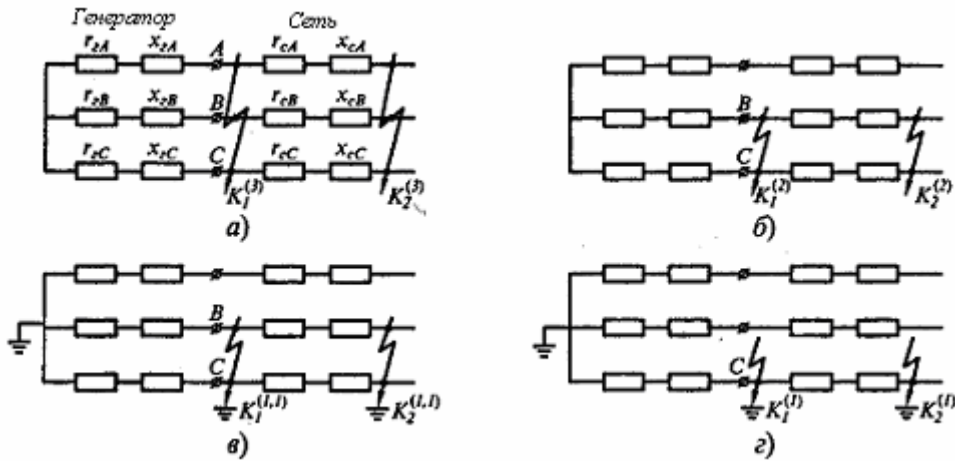


Рис. 2.17. Виды коротких замыканий

В большинстве случаев причиной КЗ является износ (старение) изоляции. КЗ могут быть вызваны механическим повреждением кабельных линий, схлестыванием проводов ВЛ, ошибками обслуживающего персонала. При КЗ сопротивление до точки КЗ уменьшается, токи в системе резко увеличиваются. Напряжения в узлах изменяются. При длительном протекании тока КЗ (более 0,01 с) проявляются термическое и электродинамическое воздействие тока на все элементы СЭС, что может вывести оборудование из строя.

Рассмотрим симметричную трехфазную цепь с активно-индуктивным сопротивлением (рис. 2.18), в которой произошло трехфазное КЗ. Цепь питается от источника, у которого в нормальном режиме и при КЗ сохраняется симметричная система напряжений. Для сетей промышленного предприятия таким источником можно считать трансформатор ГПП.

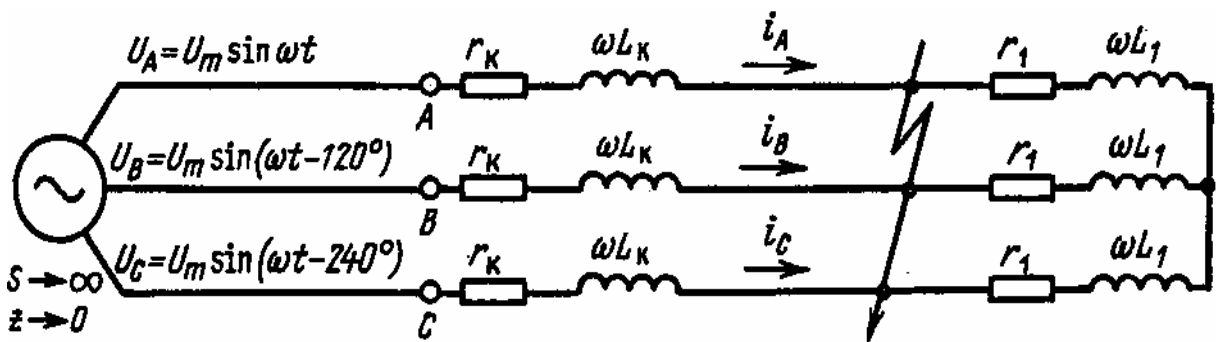


Рис. 2.18. Трехфазное короткое замыкание в симметричной цепи

Короткое замыкание делит цепь на две части: левую, содержащую источник питания и сопротивления цепи КЗ  $r_k$  и  $x_k = \omega L_k$ , и правую часть с сопротивлениями  $r_1$  и  $x_1 = \omega L_1$  в каждой фазе. Процессы в обеих частях схемы при КЗ протекают независимо. Правая часть зашунтирована коротким замыканием и ток в ней поддерживается, пока энергия магнитного по-

ля, запасенная в индуктивности  $L$  не выделится в виде теплоты в активном сопротивлении  $r_1$ . Этот ток от величины тока рабочего режима спадает до нуля и для цепи опасности не представляет.

В левой части также наблюдается переходный процесс, который описывается уравнением

$$u = ir_k + L_k \frac{di}{dt},$$

где  $u$  и  $i$  – мгновенные значения тока и напряжения в цепи.

Решение этого уравнения определяет мгновенное значение тока в любой момент времени от начала КЗ:

$$i_{k.t} = \frac{U_m}{Z_k} \sin(\omega t + \alpha - \varphi_k) + i_{a.0} e^{-\frac{t}{T_a}},$$

где  $U_m$  – амплитудное значение фазного напряжения;  $Z_k$  – полное сопротивление цепи КЗ;  $\alpha$  – фазовый угол напряжения источника в момент  $t = 0$ ;  $\varphi_k$  – угол сдвига тока относительно напряжения фазы;  $T_a$  – постоянная времени цепи КЗ

$$T_a = \frac{L_k}{r_k} = \frac{x_k}{\omega r_k}.$$

Полный ток короткого замыкания представляет собой сумму двух составляющих: вынужденной, имеющей периодический характер и свободной, имеющей аperiodический характер

$$i_{n.t} = \frac{U_m}{Z_k} \sin(\omega t + \alpha - \varphi_k) = I_{n.m} \sin(\omega t + \alpha - \varphi_k);$$

$$i_{a.t} = i_{a.0} e^{-\frac{t}{T_a}}.$$

Максимальное мгновенное значение полного тока обычно наступает через 0,01 с после начала процесса КЗ. Этот ток называют ударным током  $i_y$  (рис. 2.19)

$$i_y = I_{n.0} + I_{n.0} e^{-\frac{t}{T_a}} = I_{n.0} (1 + e^{-\frac{t}{T_a}});$$

$$i_y = k_y I_{n.0};$$

$$k_y = (1 + e^{-\frac{t}{T_a}}),$$

где  $k_y$  – ударный коэффициент, зависящий от постоянной времени цепи КЗ.

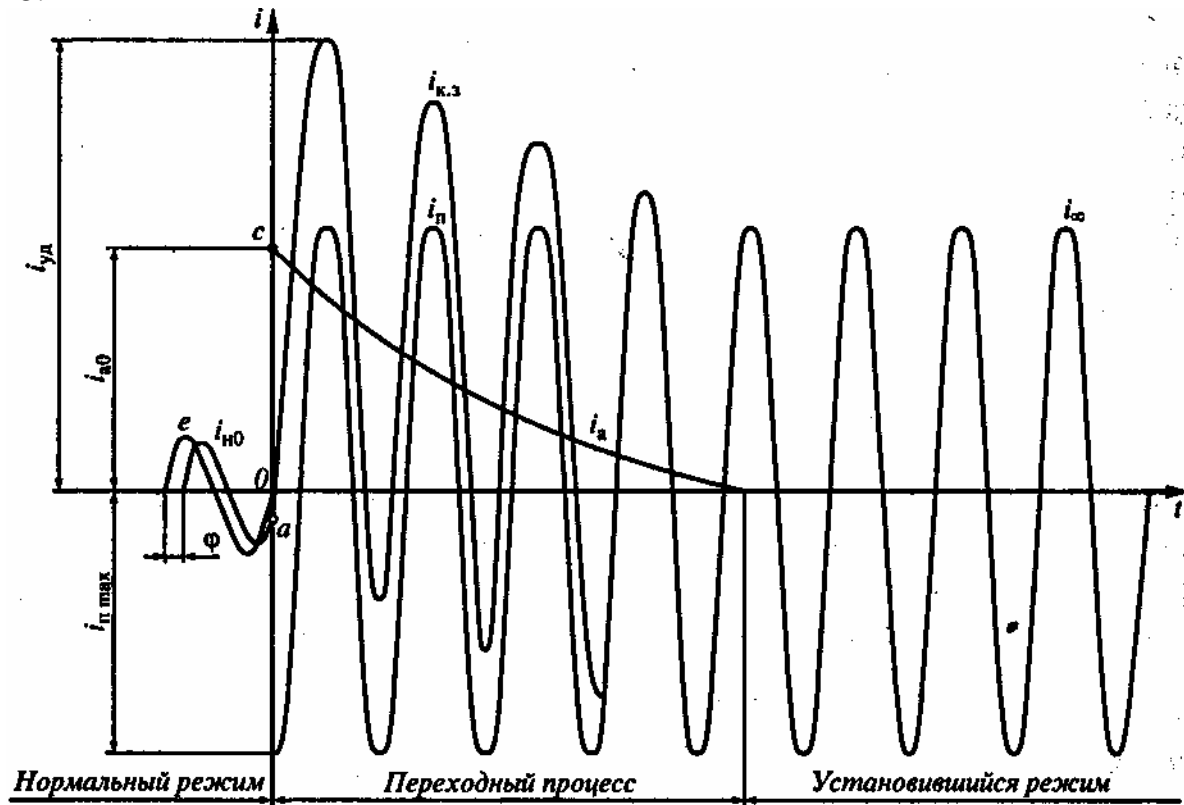


Рис. 2.19. Изменение тока короткого замыкания

С целью выбора оборудования, устойчивого к токам КЗ, необходимо определить (рассчитать) токи короткого замыкания.

**Расчет токов короткого замыкания.** При расчете токов КЗ в электроустановках предприятий принимаются следующие допущения:

- электродвижущие силы источников питания считают неизменными;
- трехфазную систему считают симметричной;
- не учитывают насыщение магнитных систем, что позволяет считать все цепи линейными;
- пренебрегают емкостными проводимостями всех элементов короткозамкнутой цепи;
- не учитывают влияние неподвижной нагрузки на токи КЗ;
- не учитывают подпитку места КЗ со стороны электродвигателей напряжением до 1 кВ;
- если активное сопротивление цепи КЗ меньше одной трети индуктивного сопротивления ( $r < x/3$ ), то им можно пренебрегать.





линии, трансформаторы мощностью до 1 600 кВА представляются активными и индуктивными сопротивлениями (рис. 2.21).

Все сопротивления выражают в именованных единицах (Ом) или в относительных единицах. При расчете задаются базисными величинами: напряжением  $U_б$  и мощностью  $S_б$ . За базисное напряжение на любой ступени напряжения, где определяется ток КЗ, принимают среднее номинальное напряжение (220, 115, 37, 21, 10,5; 6,3 кВ).

За базисную мощность принимают полную мощность одного из источников питания (системы, электростанции или питающего трансформатора) или величины 100 или 1 000 МВА.

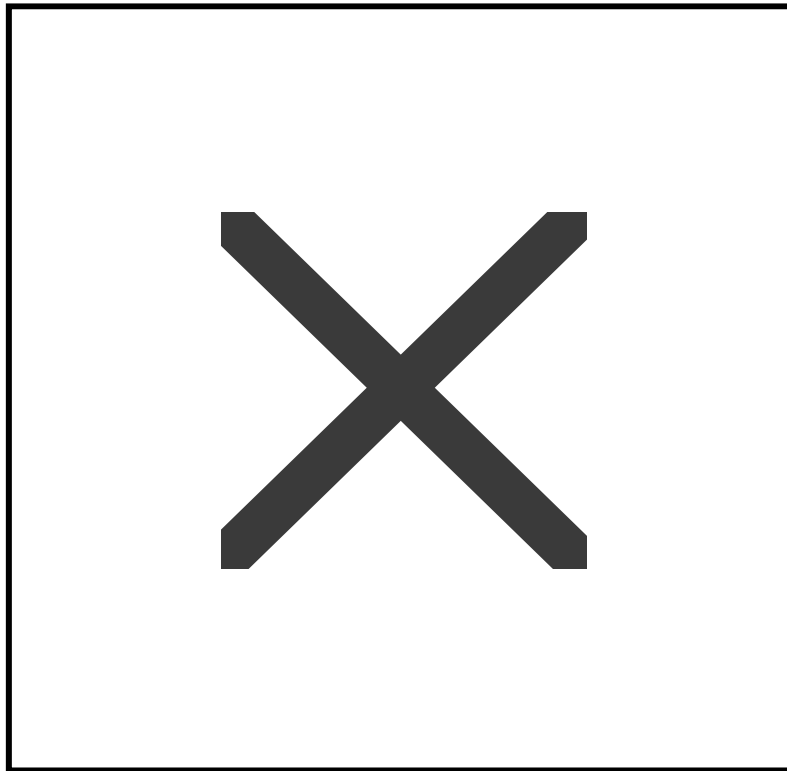


Рис. 2.21. Схема замещения для расчета токов короткого замыкания

Другими словами при расчете токов КЗ принимают сопротивления элементов цепи КЗ в Ом, напряжение – в кВ, мощность в МВА. Значение тока получают в кА.

Базисный ток определяется по формуле

$$I_б = \frac{S_б}{\sqrt{3} U_б}.$$

При расчете тока КЗ определяется начальное действующее значение периодической составляющей

$$I_{n.0} = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} x_{pez}}.$$

Если в расчете учитываются активные сопротивления

$$I_{n.0} = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} z_{рез}},$$

где  $z_{рез} = \sqrt{x_{рез}^2 + r_{рез}^2}$  – полное результирующее сопротивление.

Если сопротивления употребляются в относительных единицах

$$I_{n.0} = \frac{I_{\sigma}}{x_{*рез}} \quad \text{или} \quad I_{n.0} = \frac{I_{\sigma}}{z_{*рез}},$$

где  $x_{*рез}$ ,  $z_{*рез}$  – сопротивления индуктивное и полное в относительных единицах.

Если напряжение на шинах источника при КЗ остается неизменным, что имеет место в системах электроснабжения промышленных предприятий, то ток КЗ считается равным начальному действующему значению периодической составляющей

$$I_{n.0} = I_n = I_{\kappa}^{(3)}$$

Ударный ток короткого замыкания

$$i_y = \sqrt{2} k_y I_{\kappa}^{(3)}$$

Мощность короткого замыкания

$$S_{\kappa} = \sqrt{3} U I_{\kappa}^{(3)}$$

При расчете токов КЗ важным является определение сопротивлений элементов системы электроснабжения. Для определения эквивалентного сопротивления до точки короткого замыкания приходится производить преобразования схемы с целью ее упрощения. Преобразование выполняется в направлении от источника к точке короткого замыкания.

При последовательном соединении двух и более сопротивлений

$$x_{э\kappa\text{в}} = x_1 + x_2 + \dots + x_n;$$

при параллельном соединении двух сопротивлений

$$x_{э\kappa\text{в}} = \frac{x_1 x_2}{x_1 + x_2};$$

при параллельном соединении трех и более (например, четырех) сопротивлений

$$x_{\text{экв}} = \frac{x_1 x_2 x_3 x_4}{x_2 x_3 x_4 + x_1 x_3 x_4 + x_1 x_2 x_4 + x_1 x_2 x_3}.$$

Если все сопротивления равны, то  $x_{\text{экв}} = x/n$ .

Преобразование треугольника в звезду (рис. 2.22)

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

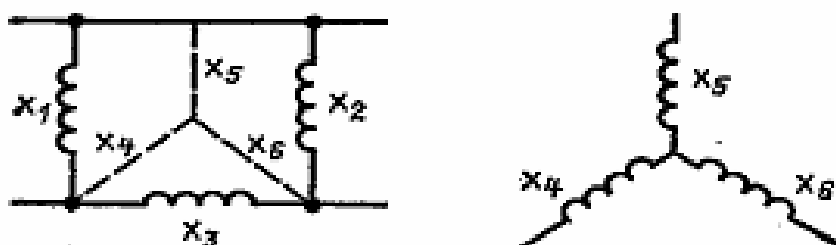


Рис.2.22. Схема преобразований треугольника в звезду и звезды в треугольник

Преобразование звезды в треугольник

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

$$x_3 = x_4 + x_6 + \frac{x_4 x_6}{x_5}.$$

Сопротивления воздушных и кабельных линий в именованных единицах определяют по формулам

$$x = x_0 l \quad r = r_0 l,$$

где  $x_0$  и  $r_0$  – удельные индуктивное и активное сопротивления проводников;  $l$  – длина линии.

Сопротивления воздушных и кабельных линий в относительных единицах

$$x_* = x_0 l \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_{cp}^2} \quad r_* = r_0 l \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_{cp}^2}.$$

Сопротивления двухобмоточного трансформатора

$$x = \frac{u_k \% U_{\bar{\sigma}}^2}{100 S_{ном}} \quad x_* = \frac{u_k \% S_{\bar{\sigma}}}{100 S_{ном}}.$$

Сопротивления трансформаторов с учетом активных сопротивлений (трансформаторы мощностью до 1 600 кВА)

$$r = \frac{P_k U_{\bar{o}}^2 10^{-3}}{S_{\text{НОМ}}^2} \quad r_* = \frac{P_k S_{\bar{o}} 10^{-3}}{S_{\text{НОМ}}^2}$$

$$x = \sqrt{u_{*k}^2 - \left(\frac{P_k}{S_{\text{НОМ}}}\right)^2} \frac{U_{\bar{o}}^2}{S_{\text{НОМ}}} ; \quad x_* = \sqrt{u_{*k}^2 - \left(\frac{P_k}{S_{\text{НОМ}}}\right)^2} \frac{S_{\bar{o}}}{S_{\text{НОМ}}} .$$

Расчет сопротивлений других элементов производится по справочникам.

На схемах замещения сопротивления элементов системы электроснабжения указываются в именованных единицах (рис. 2.21).

При определении ударного тока учитывается ударный коэффициент, зависящий от постоянной времени контура короткого замыкания или от коэффициента реактивной мощности контура короткого замыкания  $\text{tg}\varphi_k = x_k/r_k$ . Ударный коэффициент можно определить по кривой (рис. 2.23).

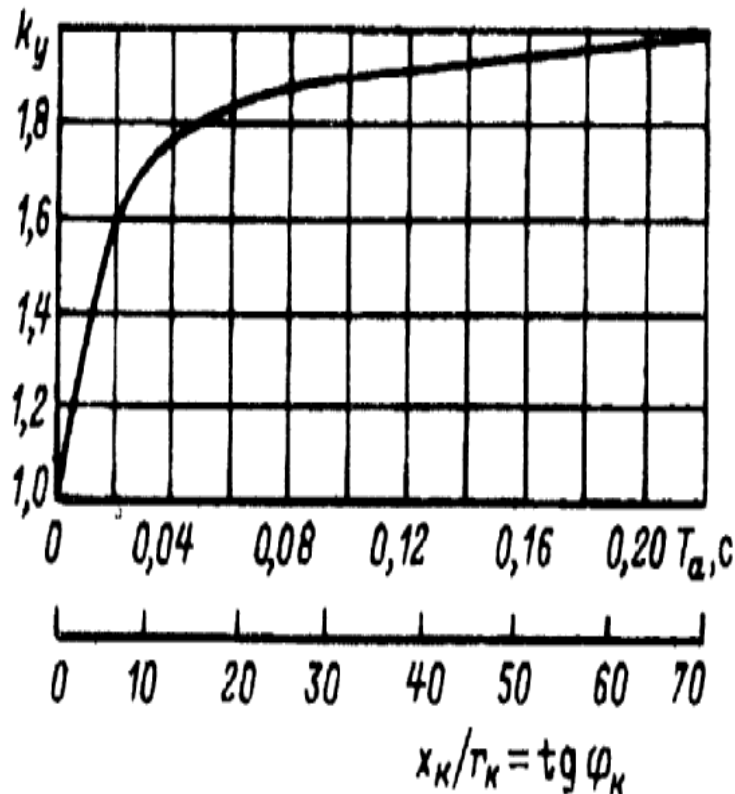


Рис. 2.23. Зависимость ударного коэффициента  $k_y$  от постоянной времени  $T_a$  и от отношения  $x_k/r_k$

Для упрощенных расчетов можно принимать [14]:

- в сетях 110 – 220 кВ  $k_y = 1,8$ ;
- за трансформатором ГПП  $k_y = 1,7$ ;
- в сети 6 – 10 кВ при длине линии до 300 м  $k_y = 1,4$ .

По расчетным значениям тока трехфазного КЗ и ударного тока производится проверка коммутационных аппаратов в местах расчетных точек КЗ на коммутационную способность и на стойкость к токам КЗ.

Для проверки чувствительности релейной защиты определяется минимальное значение тока короткого замыкания. Таким током является ток двухфазного КЗ. Его значение принимают равным  $0,866 I_K^{(3)}$  или

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

## 2.7. Защита электрооборудования в сетях напряжением выше 1 кВ

В сетях напряжением выше 1 кВ предусматривается защита электрооборудования от аварийных режимов [15]. Для защиты от коротких замыканий применяется выключатели, отключающие поврежденную цепь от устройств релейной защиты. Устройства релейной защиты содержат одно или несколько реле, включаемых в защищаемую цепь через ТТ, являющиеся первичными измерительными преобразователями тока. ТТ обеспечивают изоляцию цепей тока устройств защиты от высокого напряжения и позволяют получать стандартное значение вторичного тока ( $I_{2 \text{ ном}} = 1 \text{ А}; 5 \text{ А}$  при любых значениях тока в первичной цепи).

При коротком замыкании ток во вторичной цепи ТТ резко возрастает, реле срабатывают и в зависимости от схемы либо отключают выключатель (рис. 2.24, а), либо замыкают или размыкают свои контакты. При этом контакт одного из реле даст команду на включение отключающей катушки выключателя (рис. 2.24, б). Отключающая катушка отключит выключатель и защитит оборудование от действия тока КЗ.

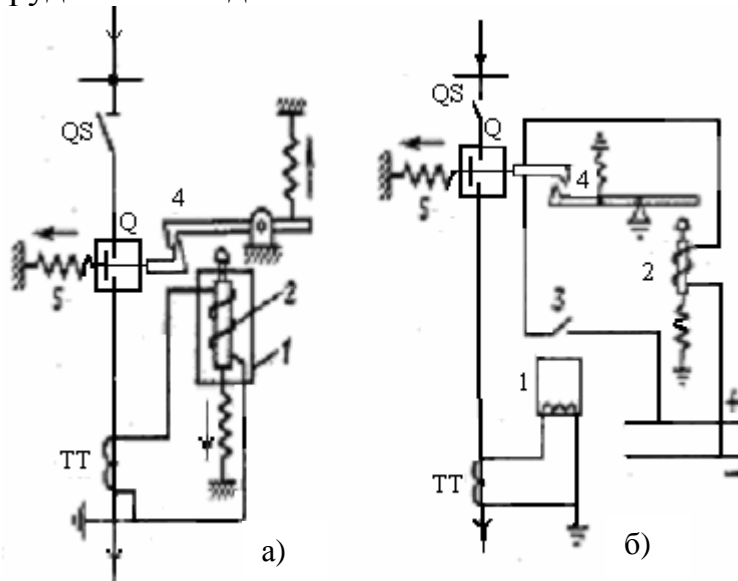


Рис. 2.24. Схемы релейной защиты с различными реле:  
а) с вторичным реле прямого действия;  
б) с вторичным реле косвенного действия

Обмотки реле тока рассчитаны на длительное или кратковременное (аварийное) протекание тока. В реле прямого действия ток по обмотке 2 протекает постоянно, но реле срабатывает только при превышении тока определенной величины. Тогда электромагнит реле 1 воздействует на защелку 4. С помощью отключающей пружины контакты выключателя Q разомкнутся. Реле косвенного действия 1 (рис. 2.24, б) непосредственно выключатель не выключает, а подает импульс на отключающий электромагнит 2, встроенный в привод выключателя через контакт 3. Срабатывание электромагнита осуществляется от источника оперативного тока (переменного или постоянного). В качестве источника постоянного тока могут применяться аккумуляторы или выпрямительные блоки.

В схемах релейной защиты могут применяться сигнальные, указательные реле, которые сообщают о состоянии схемы путем подачи светового или звукового сигнала.

### **3. ЦЕХОВЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ НА НАПРЯЖЕНИЕ ДО 1 кВ**

#### **3.1. Назначение и классификация электрических сетей**

Электрические сети низкого напряжения на предприятиях служат для распределения электрической энергии к электроприемникам при напряжении до 1 000 В. Они делятся на внешние и внутренние (цеховые). В настоящее время передача электроэнергии к электроприемникам в основном осуществляется по цеховым сетям, так как питающие трансформаторные подстанции находятся либо внутри цехов, либо пристроены к ним. Применение наружных сетей ограничено. Они применяются для передачи электроэнергии от цеховых подстанций в соседние здания, в которых расположены электроприемники незначительной суммарной мощности, для которых сооружение подстанции экономически не оправдано. Наружные сети широко применяются в системах электроснабжения городов, населенных пунктов.

Электрические сети напряжением до 1 кВ различаются по виду применяемых проводников, способам их изоляции и конструктивному выполнению.

По конструкции проводников сети делят на сети, выполненные проводами, кабелями, шинами.

По способу изоляции проводники делят на голые (неизолированные) и изолированные. К голым проводникам относятся провода воздушных линий и шины токопроводов. К изолированным проводникам относятся изолированные провода и шины, кабели.

Токопроводы выполняют в виде отдельных шин, закрепленных на изоляторах и в виде комплектных шинопроводов. По назначению шинопровода делят на магистральные, распределительные, осветительные, троллейные.

Кабельные линии выполняют открытыми, скрытыми, в кабельных сооружениях. Открытые кабельные линии прокладывают в воздухе, по конструкциям зданий и сооружений, по эстакадам. Кабели прокладывают также в кабельных сооружениях в кабельных каналах, тоннелях. Скрытая прокладка кабелей осуществляется в полах, трубах, в земле.

Сети выполненные изолированными проводниками сечением до 16 мм<sup>2</sup> называются электропроводами. Они прокладываются открыто и скрыто внутри зданий и по конструкциям снаружи зданий.

### 3.2. Схемы цеховых электрических сетей

Цеховые сети по своему назначению делятся на питающие и распределительные. Питающие сети отходят от источника питания (цеховой подстанции – ТП) к электроприемникам или группе электроприемников. Часто применяются КТП, обеспечивающие распределение электроэнергии к распределительным пунктам (щитам, шкафам, распределительным шинопроводам) внутри цеха или РП, находящимся в разных цехах. Распределительные сети отходят от распределительных устройств подстанции или РП к электроприемникам.

Схемы внутрицеховых электрических сетей могут быть радиальными, магистральными и смешанными.

В радиальных схемах электрические линии отходят от ТП по «радиусам» к мощным одиночным электроприемникам или к РП для питания группы электроприемников (рис. 3.1).

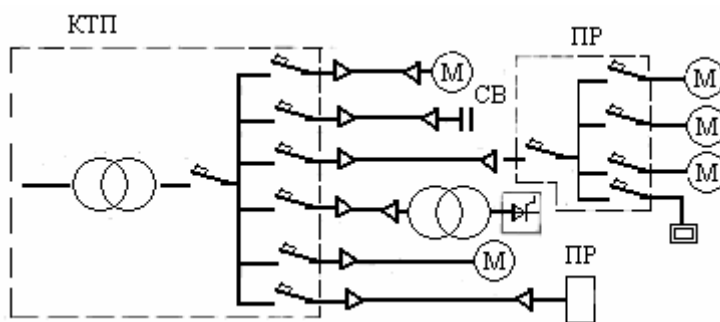


Рис. 3.1. Радиальная схема цеховой электрической сети

Радиальные схемы применяются для электроснабжения сосредоточенных нагрузок, с неравномерным распределением их по площади цеха, для электроснабжения приемников в пожароопасных, взрывоопасных цехах и в цехах с химически агрессивной средой.

Радиальные схемы обеспечивают более высокую надежность электроснабжения и удобство эксплуатации. При оперативном или аварийном отключении отходящей линии оказывается отключенным только один электроприемник, получающий электроэнергию по этой линии. Другие приемники в цехе продолжают работать. Радиальные схемы позволяют осуществлять технический учет электроэнергии для одного электроприемника, агрегата.

Недостатком радиальных схем является удорожание сетей, связанное с увеличением протяженности линий и повышенным расходом проводникового и монтажного материала. Увеличивается количество коммутационных и защитных аппаратов.

*Магистральные схемы* применяются для электроснабжения нескольких электроприемников одной технологической установки (рис. 3.2) и для большой группы электроприемников небольшой мощности, не связанных между собой технологическим процессом. К таким приемникам относятся электродвигатели металлорежущих станков, сварочных установок, термических установок. Технологическое оборудование, как правило, распределяется относительно равномерно по цеху (рис. 3.3).

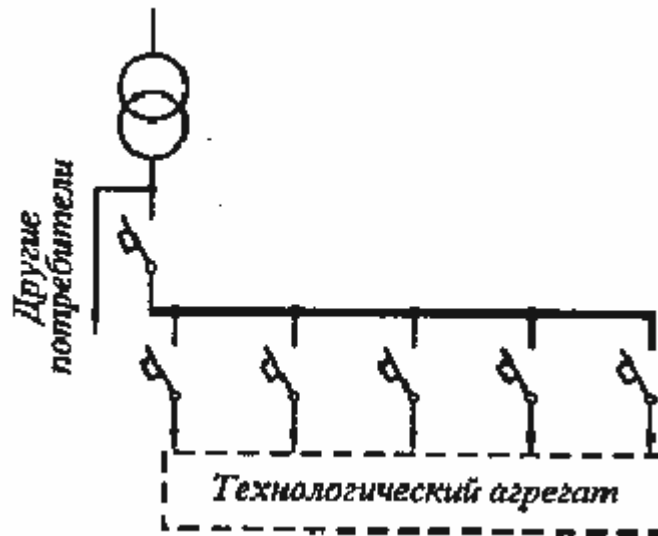


Рис. 3.2. Магистральная схема электроснабжения электроприемников технологического агрегата

При электроснабжении одиночных электроприемников применяются два вида магистральных линий: питающая (магистральный шинопровод) и распределительная (распределительный шинопровод).

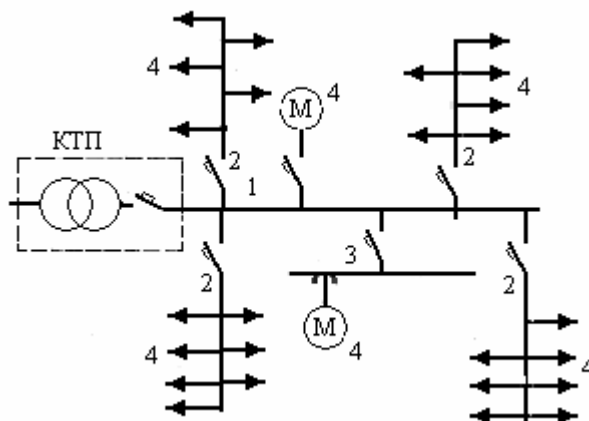


Рис. 3.3. Магистральная схема электроснабжения с использованием различных шинопроводов:

- 1 – магистральный шинопровод; 2 – распределительный шинопровод;
- 3 – троллейный шинопровод; 4 – электроприемники



Магистральные схемы часто используются в системе «блок трансформатор-магистраль». Подключение к трансформатору магистрали производится с помощью шкафа с встроенным автоматическим выключателем. Магистрали выполняют, как правило, магистральными шинпроводами. К магистральному шинпроводу подключаются распределительные шинпровода и отдельные электроприемники.

Магистральные схемы позволяют снизить трудоемкость монтажа. Сети, выполненные шинпроводами, являются наиболее гибкими. Они позволяют развивать сеть или сокращать количество присоединений.

Недостаток магистральных сетей – меньшая надежность по сравнению с радиальными схемами, так как при аварии отключаются все электроприемники, подключенные к магистрали.

С целью повышения надежности при электроснабжении по магистральной схеме применяется взаимное резервирование магистралей (рис. 3.4).

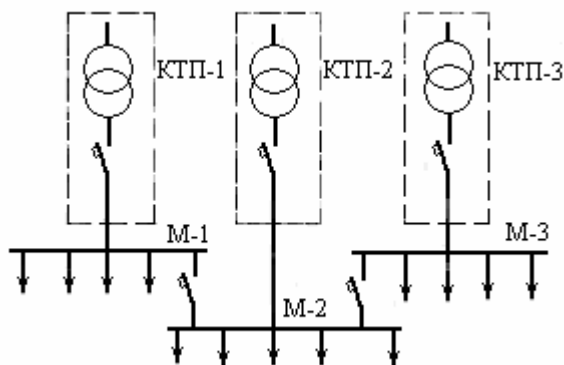


Рис. 3.4. Взаимное резервирование магистралей

Резервирование питания применяется и при электроснабжении от однотрансформаторных подстанций (рис. 3.5). Резервирование осуществляется по резервирующим переключкам или линиям связи, которые связывают две подстанции и при необходимости передают электроэнергию с шин одного трансформатора на шины другого трансформатора.

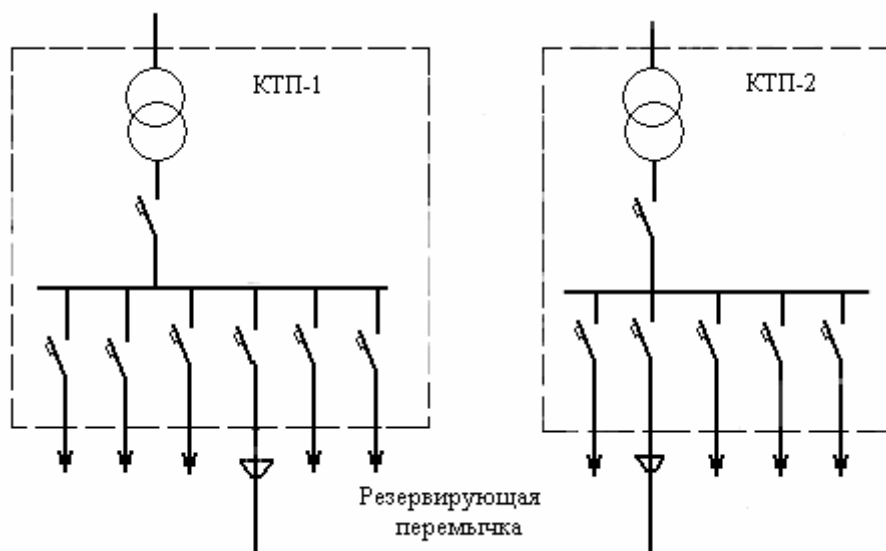


Рис. 3.5. Резервирование при электроснабжении от однотрансформаторных ТП

Практически в цехах не встречаются только радиальные или только магистральные схемы. Наиболее часто встречаются *смешанные схемы*, включающие сочетание радиальных и магистральных схем (рис. 3.6).

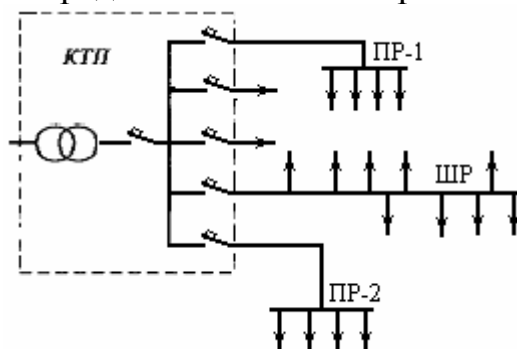


Рис. 3.6. Смешанная схема электроснабжения

От РУНН подстанции линии к отдельным приемникам, РП и ШР отходят по радиальной схеме, а от ШР к приемникам – по магистральной схеме.

Редко применяют *замкнутые* (кольцевые) схемы. Такие схемы применялись в 60–70-х годах прошлого века. Их преимуществом являются низкие потери мощности и напряжения. Недостатком – большие значения токов короткого замыкания. Участки сетей в кольцевую схему собираются с помощью разъединителей. На предприятиях, где были применены замкнутые схемы, они используются как разомкнутые с выключенными разъединителями. При необходимости, путем включения разъединителей, можно перевести нагрузку с одного питающего трансформатора на другой.

### 3.3. Конструкции распределительных сетей

Конструктивное исполнение цеховых сетей может быть разнообразным.

**Электропроводки.** Изолированные провода и кабели с резиновой и пластмассовой изоляцией (электропроводки) прокладываются в лотках, коробах, трубах и на тросах. Лотки и короба могут крепиться по стенам, на кронштейнах, могут быть подвешенными к потолку. Проводки в коробах защищены от загрязнений. Для защиты от загрязнений и для обеспечения эстетичности проводки в лотках могут быть закрыты панелями. При закрытой прокладке проводок ухудшаются условия охлаждения проводов и кабелей. В одном коробе должно прокладываться не более 12 проводов или кабелей.

В цехах промышленных предприятий провода могут прокладываться на роликах или изоляторах. Широкое применение имеют электропроводки на тросах и струнах.

Скрытая проводка может выполняться в стенах под штукатуркой (в сухих помещениях), в полу и перекрытиях (в пустотах плит), в нишах стен и фундаментов, в каналах, образованных в толще бетона. Провода и кабели могут прокладываться в трубах, уложенных в полу, по стенам. Для

проводок применяют стальные и пластмассовые трубы. Стальные водогазопроводные легкие трубы применяют во всех помещениях, кроме помещений с взрывоопасной средой. Во взрывоопасных помещениях применяют стальные водогазопроводные обыкновенные трубы. Стальные трубы с толщиной стенок 2 мм и менее не допускаются к применению в сырых помещениях, в наружных установках и в помещениях с химически активной средой.

Основными видами пластмассовых труб для электропроводок являются поливинилхлоридные, винилпластовые и полиэтиленовые.

Наружная электропроводка прокладывается по наружным стенам зданий, под навесами. К наружной проводке относится также прокладка изолированных проводов и кабелей сечением до 16 мм<sup>2</sup>, с креплением их на опорах между зданиями.

**Кабельные линии в сетях напряжением до 1 кВ.** Кабельные линии прокладывают от трансформаторных подстанций, находящихся за пределами цеха в траншеях и кабельных каналах. Применяют бронированные кабели с алюминиевыми жилами. Минимальное сечение жил должно быть не менее 6 мм<sup>2</sup>.

Внутри помещений кабели прокладывают по стенам, по конструкциям, в кабельных каналах. Провода и кабели, проложенные по стенам, должны быть защищены от механических воздействий. В кабельных каналах кабели крепят на кронштейнах или по дну канала. Кабельные каналы должны закрываться съемной железобетонной или металлической панелью. Межцеховые сети с большим количеством кабелей могут прокладываться в туннелях, что позволяет с большим удобством осматривать и ремонтировать кабели. Вместе с силовыми кабелями могут прокладываться кабели для осветительных сетей, а также и контрольные кабели, применяемые для устройств защиты и автоматики, измерений и сигнализации, для управления источниками и приемниками электроэнергии, а также кабели на напряжение выше 1 кВ. С кабелей, прокладываемых внутри помещений, должен быть снят джутовый покров.

Трассы кабельных линий должны быть прямолинейными и удаленными от различных трубопроводов, чтобы исключить воздействие на них воды, пара, масел, в случае повреждения трубопроводов.

**Шинопровода.** В цеховых распределительных сетях широко применяются *силовые шинопровода*. Шинопровод представляет собой шинную конструкцию, состоящую из жестких шин. Он комплектуется из отдельных секций различной конфигурации и назначения. Секции могут быть прямые, угловые, вводные, ответвительные, переходные, компенсационные. Длины секций унифицированы и кратны 770 мм. Комплектные шинопровода применяются только внутри помещений. На участках трассы, где затруднена прокладка шинопроводов, применяются кабельные вставки.

В шинопроводах применяются медные и алюминиевые шины, изолированные друг от друга и закрепленные с помощью клиц. На предприятиях в эксплуатации находятся следующие серии шинопроводов: магист-

ральные – ШМА-73, ШМА-16; распределительные – ШРА-73, ШРА-4 (буква А в обозначении означает наличие алюминиевых шин). Номинальные токи распределительных шинопроводов от 100 до 1 250 А, магистральных от 1 600 до 4 000 А. Шинопровода с медными шинами имеют меньшее сечение шин.

Шинопровода постоянного тока серий ШМАД и ШМАДК изготавливаются на токи 1 600 – 6 300 А, шинопровода ШМА-Х для гальванических цехов – на токи 2 500 и 4 000 А.

Силовые шинопровода комплектуются вводными и ответвительными коробками с автоматическими выключателями или с предохранителями для подключения и защиты электроприемников.

Силовые магистральные и распределительные шинопровода прокладываются на вертикальных стойках, колоннах, кронштейнах, подвесках.

В цехах промышленных предприятий применяются *троллейные шинопровода* ШМТ с медными шинами, предназначенные для питания подъемно-транспортных механизмов (кранов). Номинальный ток шинопроводов 100, 200 и 400 А. Комплектные троллейные шинопровода ШТА изготавливаются с троллеями из алюминиевого сплава. Номинальный ток шинопроводов 100, 250 и 400 А.

Троллейные шинопровода, в основном, крепятся на стенах или колоннах на высоте перемещения крана.

**Осветительные шинопровода** ШОС предназначены для питания светильников и электроприемников небольшой мощности. Номинальный ток 25, 63 и 100 А. В качестве проводников в шинопроводах используются медные изолированные провода, медные шины или алюминиевые шины плакированные медью. Шинопровода используются в четырехпроводных сетях. Нулевой провод имеет то же сечение, что и фазные провода. Секции шинопроводов соединяются между собой с помощью штепсельных разъемов. Каждая секция имеет с одной стороны штыри, с другой – гнезда. На секциях установлены розетки, закрытые откидными крышками, которые служат для подключения светильников. Номинальный ток присоединения 10 А. Светильники подвешивают непосредственно к осветительным шинопроводам или к несущим конструкциям.

Кожуха всех шинопроводов подлежат заземлению. Кожух осветительного шинопровода может заземляться через нулевой провод.

**Воздушные линии на напряжение до 1 кВ.** Электрические сети предприятий агропромышленного комплекса по своему назначению относятся к цеховым сетям. Они чаще выполняются в виде воздушных линий, по которым электроэнергия передается к цехам (фермам) от общей для всех цехов (ферм) подстанции. От этой же подстанции осуществляется электроснабжение и жилых домов в сельской местности.

В качестве проводников воздушной линии применяются, в основном, алюминиевые провода, которые крепятся на изоляторах, установленных на деревянных или железобетонных опорах.

Если электрическая сеть используется для одновременного питания трехфазной и однофазной нагрузки, то в четырехпроводной линии нулевой провод размещается нижним. Если линия служит одновременно и для нагрузочного освещения, то самым нижним проводом будет фонарный провод.

### 3.4. Электрические сети освещения

**Напряжение осветительных сетей.** Электроснабжение светильников общего освещения осуществляется при напряжении 380/220 В переменного тока при заземленной нейтрали и при напряжении 220 В при изолированной нейтрали. Для светильников местного освещения с лампами накаливания применяется напряжение не более 220 В в помещениях без повышенной опасности и не более 42 В в помещениях с повышенной опасностью. Для переносных ручных светильников в помещениях с повышенной опасностью применяется напряжение до 42 В. При стесненных условиях работы питание переносных светильников должно быть при напряжении до 12 В через специально предназначенные трансформаторы.

**Схемы электроснабжения осветительной нагрузки.** Схемы электроснабжения осветительной нагрузки в системе электроснабжения цеха (фермы) любого предприятия соответствуют схемам электроснабжения силовой нагрузки, которые рассматривались выше.

При этом к схемам электроснабжения осветительных нагрузок предъявляются следующие требования:

- электроснабжение осветительной нагрузки должно обеспечиваться совместно с электроснабжением силовой нагрузки цеха или отдельно от электроснабжения силовой нагрузки. Целесообразность совмещения питания электроприемников силовой и осветительной нагрузок должна подтверждаться технико-экономическими расчетами;

- схемы питания осветительных установок должны допускать автоматизированное управление освещением;

- схемы питания осветительных установок должны обеспечивать надежность и безопасность электроснабжения.

Эти требования должны обеспечить ответственность системы электроснабжения перед потребителями электроэнергии, управляемость системы электроснабжения.

По своему назначению различают рабочее, охранное и аварийное освещение. Рабочее освещение создает нормированные уровни освещенности при нормальной эксплуатации электроустановки. Охранное освещение должно обеспечивать видимость объекта охраны в темное время суток. Аварийное освещение обеспечивает условия безопасного выхода персонала из рабочей зоны или временного продолжения работы со сниженной освещенностью. Аварийное освещение для временного продолжения работы должно предусматриваться, когда непроизвольные действия людей в темноте могут вызвать массовый травматизм, пожар или взрыв, длительное

расстройство технологического процесса, нарушение работы энергетических установок, установок жизнеобеспечения людей.

Аварийное освещение требует создания для него самостоятельной системы электроснабжения, независимой от сети рабочего освещения. Независимыми источниками питания аварийного освещения являются трансформатор, получающий питание от шин, не связанных с шинами рабочего освещения, генератор, приводимый каким-либо первичным двигателем, или аккумуляторная батарея.

Схемы питания осветительных сетей показаны на рис. 3.7 – 3.10.

На рис. 3.7 приведена схема совместного питания силовой и осветительной нагрузки от двух однострансформаторных подстанций. Совмещенное питание силовой и осветительной нагрузок от одного трансформатора снижает количество трансформаторов по сравнению со схемой раздельного питания этих нагрузок. Однако при большом объеме резкопеременной и несинусоидальной нагрузки, подключаемой к трансформатору, с целью снижения нестабильности напряжения и повышения надежности электроснабжения осветительной нагрузки, питание осветительной нагрузки целесообразно отделить от силовой.

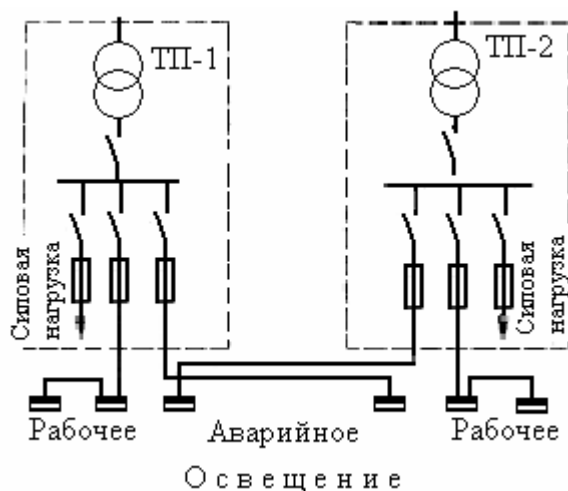


Рис. 3.7. Схема совместного питания силовой и осветительной нагрузок от двух подстанций

На рис. 3.8 приведена схема питания светильников цеха от двух трансформаторов.

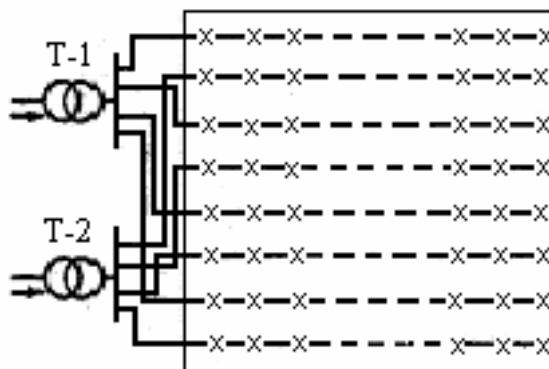


Рис. 3.8. Схема питания осветительной нагрузки в цехе от двух трансформаторов

В этой схеме чередуются ряды светильников, питающихся от разных трансформаторов. При исчезновении напряжения на одном из трансформаторов потеряет питание половина светильников. Освещенность в цехе снизится на 50%. Это позволяет продолжать работу, выполняя определенные технологические операции, не требующих высокой освещенности. На рис. 3.9 показана схема электроснабжения осветительной нагрузки с автоматическим переключением нагрузки с одного трансформатора на другой. На рис. 3.10 – схема автоматического переключения нагрузки с переменного тока на постоянный.

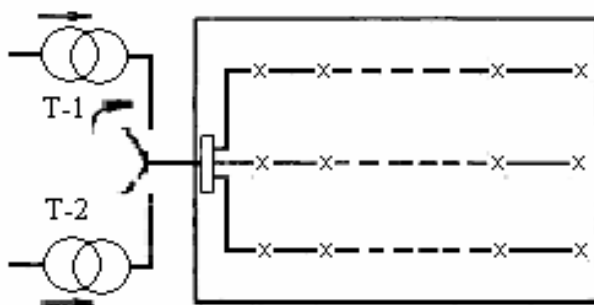


Рис. 3.9. Схема электроснабжения осветительной нагрузки с автоматическим переключением ее с одного трансформатора на другой

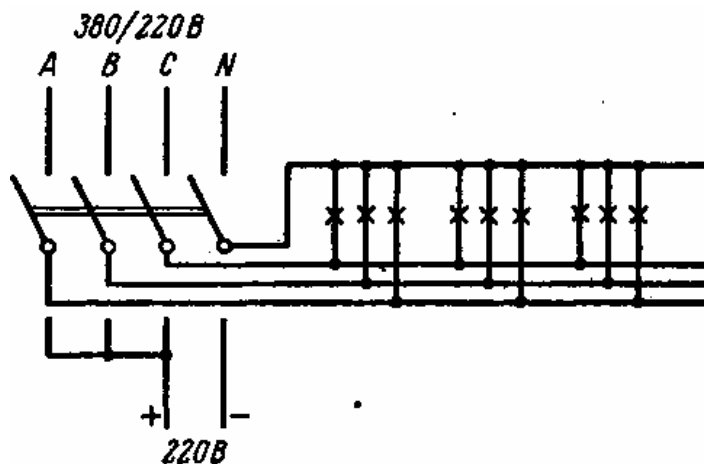


Рис. 3.10. Схема электроснабжения осветительной нагрузки с автоматическим переключением с переменного тока на постоянный

Автоматическое переключение светильников с одного трансформатора на другой и переключение на источник постоянного тока повышает надежность и бесперебойность освещения. В качестве источника постоянного тока часто используются аккумуляторные батареи.

### 3.5. Компенсация реактивной мощности в сетях до 1 кВ

Для компенсации реактивной мощности в электрических сетях на напряжение до 1 кВ, как правило, применяются батареи конденсаторов (БК), а чаще всего ККУ, которые подключаются либо к шинам распреде-

лительного устройства потребительской подстанции, либо к шинам РП или шинопроводов (рис. 3.11).

Конденсаторные установки в таких сетях целесообразно распределять пропорционально реактивным нагрузкам. В радиальной сети от шин 0,4 – 1,0 кВ трансформаторной подстанции отходят радиальные линии к распределительным пунктам РП (силовым шкафам) с реактивными нагрузками  $Q_{Н1}, Q_{Н2}, \dots, Q_{Нn}$ . Подключение конденсаторных установок осуществляется в местах подключения реактивной нагрузки. Распределение мощности конденсаторных установок в такой сети производится в соответствии с формулой

$$Q_{Кi} = Q_{К} r_{ЭК} / r_i,$$

где  $Q_{Кi}$  – присоединяемая мощность конденсаторной установки;  $Q_{К}$  – суммарная реактивная мощность, которую необходимо компенсировать;  $r_i$  – сопротивление радиальной линии;  $r_{ЭК}$  – эквивалентное сопротивление сети, в которой размещаются конденсаторные установки. Эквивалентное сопротивление определяется по формуле:

$$r_{ЭК} = \frac{1}{\frac{1}{r_1} + \frac{1}{r_2} + \dots + \frac{1}{r_n}},$$

где  $r_1, r_2, r_n$  – сопротивления  $i$ -х участков радиальной сети.

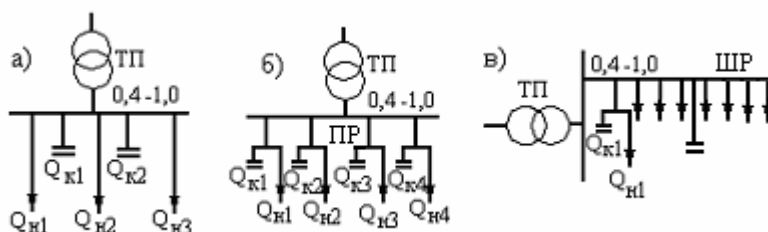


Рис. 3.11. Подключение конденсаторных установок в электрической сети  
а) к шинам РУНН; б) в местах подключения нагрузки при радиальной схеме;  
в) к шинопроводу при магистральной схеме электроснабжения

При распределении электроэнергии по магистральной схеме суммарная мощность конденсаторных установок должна распределяться между ответвлениями так, чтобы обеспечить полную компенсацию реактивной нагрузки на дальних ответвлениях от трансформатора. На одиночном магистральном шинопроводе предусматривается присоединение не более двух конденсаторных установок.

При равномерном распределении нагрузки по шинопроводу точка присоединения КУ определяется оптимальным расстоянием от источника питания из условия минимума потерь в шинопроводе (рис. 3.12).



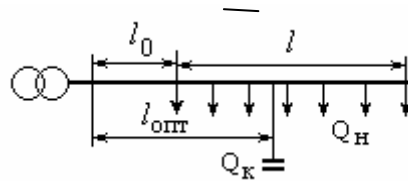


Рис. 3.12. Схема подключения КУ к распределительному шинному проводу

Это расстояние определяется по формуле

$$l_{\text{опт}} = l_0 + \left( l - \frac{l Q_K}{2 Q_H} \right),$$

где  $l_0$  – длина магистральной части шинного провода до присоединения равномерно распределенной нагрузки;  $l$  – длина распределительной части шинного провода;  $Q_H$  – реактивная мощность нагрузки;  $Q_K$  – мощность конденсаторной установки.

### 3.6. Особенности электрических сетей в различных электроустановках

**Электрические сети многоамперных установок переменного тока.** Устройство сетей многоамперных установок (4 000 А и более) требуется:

- при прокладке магистральных цеховых сетей по схеме блок-трансформатор-магистраль;
- для электроснабжения электропечей в термических и литейных цехах;
- в коротких сетях между электрической печью и трансформатором.

Электрические сети многоамперных установок проводниками большого сечения круглых, трубчатых, прямоугольных или коробчатых шин [6]. При переменном токе в проводниках больших сечений резко проявляется поверхностный эффект и эффект близости. Эти эффекты связаны с вытеснением тока на поверхность проводников в электромагнитном поле, создаваемом токами в проводниках.

Наиболее распространенными проводниками являются шины прямоугольного сечения. Неравномерность распределения тока по сечению шины приводит к увеличению ее сопротивления по сравнению с сопротивлением постоянному току.

В двух рядом расположенных шинах распределение тока в них зависит от направления тока и взаимного расположения шин относительно друг друга (узкой или широкой стороной).

В пакетах из трех, четырех шин с одинаковым направлением тока происходит усиление вытеснения тока на крайние шины. При этом токи в отдельных шинах имеют разные величины и отличаются по фазе. В результате происходит дальнейшее увеличение сопротивления пакета шин

по сравнению с постоянным током, что обуславливает дополнительные потери мощности в шинах.

С целью снижения поверхностного эффекта и эффекта близости в многоамперных установках применяют полые (трубчатые) проводники вместо круглых и коробчатого сечения вместо прямоугольных шин. В ошиновках мощных трансформаторов применяются коаксиальные токопроводы (труба в трубе). На рис 3.13 показаны шины коробчатого сечения, полученные из четырех шин прямоугольного сечения (рис. 3.13, а), и из двух шин швеллерного сечения (рис. 3.13, б)

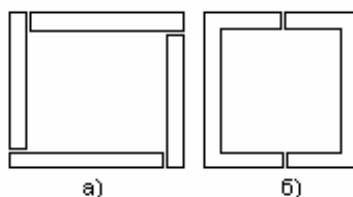


Рис. 3.13. Шины коробчатого сечения, полученные:  
а) из четырех шин прямоугольного сечения; б) из двух шин швеллерного сечения

**В многоамперных установках постоянного тока** применяются магистральные токопроводы по схеме блок преобразователь-магистраль, выполненные шинопроводами ШМАД с алюминиевыми шинами на токи до 6 300 А. Для электролизных цехов применяются голые алюминиевые шины сечением до 60×500 мм, собираемые в пакеты необходимого сечения. Токи в токопроводах могут достигать 25 – 100 кА. В установках графитации углей токи могут достигать до 250 кА. Все соединения в токопроводе выполняются сваркой. В качестве коммутационного аппарата применяются разъединители серий РЕ15 или РЕ17. В установках до 50 кА могут применяться выключатели с водяным охлаждением [7].

В многоамперных установках постоянного тока поверхностный эффект и эффект близости отсутствуют. Однако мощные магнитные поля при токах свыше 100 кА создают эффекты, затрудняющие технологические процессы. Так при одностороннем подводе шинопровода к ванне электролиза алюминия под действием магнитного поля поверхность жидкого алюминия приобретает наклонное положение, что затрудняет нормальный технологический процесс. Требуется более сложная ванна с двусторонним подводом шинопроводов.

При сварке в магнитном поле электрическая дуга «сдувается», требуется экранирование места сварки.

**Сети в установках повышенной частоты.** Проявление эффектов переменного тока в установках повышенной частоты резко увеличивается. В уединенных шинах прямоугольного сечения при частоте выше 1 000 Гц ток протекает только в областях, удаленных от оси шины, вдоль узких сторон сечения. При близком расположении двух шин с противоположным направлением тока удастся «загнать» ток на поверхность вдоль широкой стороны сечения.

При частоте до 1 000 Гц и при сечении проводов и кабелей до 16 мм<sup>2</sup> нагрузки мало отличаются от частоты 50 Гц. При сечении 25 мм<sup>2</sup> нагрузка на проводники должна быть снижена. Величина снижения зависит от глубины проникновения волны, что определяется частотой тока и геометрическими размерами проводников.

**Сети в пожароопасных и взрывоопасных помещениях.** В пожароопасных и наружных установках стремятся не допустить возможность возникновения электрической искры. Не разрешается прокладка голых проводов. Проводка должна выполняться защищенными голыми проводами – трубчатыми проводами в металлических оболочках, проводами в стальных трубах или кабелями с негорючей оболочкой. Допускается прокладка проводов марок АПВ и АПР на изоляторах на высоте, вдали от скопления горючих веществ.

Во взрывоопасных помещениях искрообразование может привести к взрыву, поэтому в таких помещениях применение алюминиевых проводников не допускается. При коротком замыкании раскаленные частицы алюминия не охлаждаются в воздухе, а продолжают гореть, окисляясь в кислороде воздуха, создавая повышенную опасность взрыва.

Вводы к электропроводам внутри взрывоопасных помещений выполняют снаружи. При неизбежности вводов через стены, смежные с нормальными помещениями должна быть выполнена герметизация вводов. Электропроводку выполняют в стальных трубах с установкой уплотнительных фитингов. Предпочтительна проводка бронированным кабелем.

Электрооборудование в электросетях должно применяться во взрывобезопасном исполнении.

### **3.7. Распределительные устройства в сетях до 1 кВ**

В цеховых распределительных сетях напряжением до 1 кВ кроме шинопроводов применяются комплектные распределительные устройства: РП, щиты распределительные, силовые ШР, панели распределительные, ящики силовые с предохранителями, ящики с блоками выключатель-предохранитель (ЯБПВ), щитки осветительные.

Для комплектования распределительных устройств низкого напряжения на цеховой подстанции до 630 кВА и в цеховых сетях применяются щиты одностороннего обслуживания ЩО-70М. Щиты комплектуются автоматическими выключателями ВА-50, неавтоматическими выключателями и низковольтными разъединителями. В щитах могут применяться контакторы и магнитные пускатели. На трансформаторных подстанциях мощностью 1 000 кВА и выше применяются щиты двухстороннего обслуживания с автоматическими выключателями ВА-50, «Электрон».

В цехах для распределения электроэнергии к электроприемникам применяются силовые распределительные шкафы ШР11, которые позволяют присоединять до 8 отходящих линий с защитой их плавкими предо-

хранителями НПН2 и ПН2 на номинальные токи от 60 до 250 А с неавтоматическим выключателем (рубильником) на вводе.

Пункты распределительные ПР 8501 применяются в сетях переменного тока напряжением до 660 В и ПР 8701 – в сетях постоянного тока до 440 В. Они комплектуются выключателями ВА50. Выпускаются с вводными выключателями на 160 – 630 А или без них.

Осветительные щитки комплектуются трехполюсными вводными выключателями и однополюсными выключателями на отходящих линиях.

### 3.8. Расчет и выбор проводов, кабелей и шин для сетей до 1 кВ

При прохождении тока по проводникам электрической сети они нагреваются. Согласно закону Джоуля – Ленца в проводниках выделяется тепловая энергия  $Q = 0,24I^2 R t$ , где  $I$  – ток, протекающий по проводнику;  $R$  – сопротивление проводника;  $t$  – время протекания тока.

Температура проводника возрастает до наступления теплового равновесия между теплом, выделяемым в проводнике, и теплом, отдаваемым в окружающее пространство. Температура нагретого проводника при тепловом равновесии называется установившейся температурой. Чрезмерный нагрев проводника может привести к преждевременному старению изоляции, ухудшению контактных соединений и возникновению пожара. Чтобы этого не происходило, устанавливаются предельно допустимые значения температуры нагрева проводников в зависимости от материала проводника, вида изоляции и режима работы. Ток, протекающий по проводнику длительное время и соответствующий наибольшей допустимой температуре нагрева проводника, называется длительно допустимым током по нагреву  $I_0$ . Длительно допустимые токовые нагрузки приводятся в таблицах ПУЭ [8] и справочной литературе. Допустимые температуры нагрева [3] проводников приведены в табл. 3.1.

Выбор проводов, кабелей и шин в сетях при напряжении до 1 кВ производится на основании расчетов. Сечение проводников должно обеспечить допустимый нагрев при прохождении расчетного тока  $I_p$  и допустимую потерю напряжения при расчетном токе.

*Расчет и выбор проводников силовой сети по нагреву.* При расчете силовой сети по нагреву сначала выбирают марку проводника в соответствии с характеристиками среды помещения, условиями прокладки сети и ее конфигурации. Затем определяют расчетный ток нагрузки.

Для одиночных приемников

$$I_p = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} U_{ном}} ; \quad I_p = \frac{P_{ном}}{\sqrt{3} U_{ном} \cos \varphi} ,$$

где  $S_{ном}$  и  $P_{ном}$  – номинальная мощность электроприемника, кВА или кВт;  $U_{ном}$  – номинальное напряжение сети, в которой включен электроприемник;  $\cos \varphi$  – коэффициент мощности электроприемника.

Допустимые температуры нагрева проводников, °С

Проводник и его изоляция	Длительная температура нагрева	Кратковременная температура нагрева при перегрузках	Температура нагрева при токах КЗ в проводниках	
			медном	алюминиевом
Неизолированные провода и шины	70	125	300	200
Провода и кабели с резиновой или поливинилхлоридной изоляцией	55	110	150	150
Кабели с бумажной пропитанной изоляцией включительно до, кВ:				
3	80	125	200	200
6	65	110	200	200
10	60	90	200	200

Для группы электроприемников

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} U_{ном}} \quad I_p = \frac{P_p}{\sqrt{3} U_{ном} \cos \varphi},$$

где  $S_p$  и  $P_p$  – расчетная мощность группы электроприемников, кВА или кВт;  $\cos \varphi$  – средневзвешенный коэффициент мощности группы электроприемников.

$$S_p = \sqrt{P^2 + Q^2},$$

где  $Q$  – реактивная мощность группы электроприемников.

Сечение проводника выбирается по условию

$$I_{\partial} \geq I_p.$$

Для ответвлений к электродвигателям с короткозамкнутым ротором во взрывоопасных помещениях

$$I_{\partial} \geq 1,25 I_p.$$

Сечение проводников, применяемых для питания электроприемников, работающих в повторно-кратковременном режиме, выбирается по току длительного режима

$$I_{\partial л} = I_{нкp} \sqrt{ПВ} / 0,875,$$

где  $ПВ$  – продолжительность включения,  $I_{нкp}$  – ток повторно-кратковременного режима; 0,875 – коэффициент запаса.

Для приемников повторно-кратковременного режима ток длительного режима определяют только при  $ПВ \leq 0,4$ , т. е. для электроприемников с

общей продолжительностью цикла до 10 мин и длительностью рабочего периода не более 4 мин, а также для сечений проводников медных более 6 мм<sup>2</sup> и алюминиевых более 10 мм<sup>2</sup>. Для проводников с меньшими сечениями длительно допустимые токи по нагреву принимают как для длительного режима работы.

При выборе сечения проводников учитывают снижение токовой нагрузки, обусловленной количеством рядом проложенных проводов и кабелей в лотках или коробах пучками. Снижение токовой нагрузки определяется коэффициентом 0,6 – 0,7 в зависимости от количества проложенных рядом проводов и кабелей. Учитываются поправки на токовые нагрузки, связанные с изменением температуры земли или воздуха, от нормированных температур для которых определены длительно допустимые токи проводов и кабелей. Поправочные коэффициенты приведены в таблицах ПУЭ и справочной литературе.

При выборе сечений проводников необходимо учитывать, что проводники допускают перегрузки в течение определенного времени [8], если до наступления перегрузки они были нагружены меньшим током по отношению к номинальному (табл. 3.2).

Таблица 3.2

Допустимая кратковременная перегрузка для проводов и кабелей  
напряжением до 10 кВ

Коэффициент предварительной нагрузки	Вид прокладки	Допустимая перегрузка по отношению к номинальной в течение, ч		
		0,5	1,0	3,0
0,6	В земле	1,35	1,30	1,15
	В воздухе	1,25	1,15	1,10
	В трубах	1,20	1,10	1,00
0,8	В земле	1,20	1,15	1,10
	В воздухе	1,15	1,10	1,05
	В трубах	1,10	1,05	1,00

*Расчет и выбор проводников силовой сети.* Сечения проводников осветительной сети, выбирают по длительно допустимому нагреву. Расчетный ток осветительной сети  $I_{po}$  определяют по формулам:

для трехфазной сети (с нулевым проводом или без него)

$$I_{po} = \frac{P_{po}}{\sqrt{3} U_{л} \cos \varphi};$$

для двухфазной сети с нулевым проводом

$$I_{po} = \frac{1}{2} \frac{P_{po}}{U_{\phi} \cos \varphi};$$

для однофазной сети

$$I_{po} = \frac{P_{po}}{U_{\phi} \cos \varphi},$$

где  $P_{po}$  – активная расчетная мощность одной, двух или трех фаз осветительной нагрузки;  $\cos \varphi$  – коэффициент мощности нагрузки;  $U_{\phi}$ ,  $U_{л}$  – фазное или линейное значения номинального напряжения сети.

Выбранные сечения проводников проверяют по потере напряжения, а провода воздушных линий освещения и при тросовых и струнных проводках должны проверяться на механическую прочность. Необходимая механическая прочность должна не допускать чрезмерного провисания или обрыва проводов. Допустимые сечения проводников по механической прочности выбирают для медных проводов не менее  $1 \text{ мм}^2$ , для алюминиевых проводов – не менее  $2,5 \text{ мм}^2$ .

При тросовой прокладке проводников стальные тросы в зависимости от нагрузки выбирают диаметром  $2,0 - 6,5 \text{ мм}$ , катанку – диаметром  $5,5 - 8,0 \text{ мм}$ .

*Выбор троллейных линий.* Сечения троллейных линий выбирают по нагреву длительно допустимым током нагрузки и проверяют на допустимую потерю напряжения в момент действия пиковой нагрузки. Допустимая потеря напряжения не должна превышать  $10 \%$ , из которых до  $5 \%$  приходится на потери в питающей линии, до  $4 \%$  – в троллеях и  $1 \%$  – в проводке крана.

Пиковый ток подъемного крана определяется по выражению

$$I_{\text{пик}} = I_{\text{нб.пуск}} (I_p - K_u I_{\text{нб.ном}}),$$

где  $I_{\text{нб.пуск}}$  – пусковой ток электродвигателя наибольшей мощности, входящего в группу двигателей крана;  $I_p$  – расчетный ток группы электродвигателей крана;  $K_u$  – коэффициент использования двигателя наибольшей мощности;  $I_{\text{нб.ном}}$  – номинальный ток двигателя наибольшей мощности.

Подвод тока к троллеям может выполняться либо к началу троллеев, которые становятся продолжением питающей линии, либо к середине троллеев. В последнем случае потеря напряжения в троллеях уменьшается. Подвод тока может быть осуществлен в любом месте троллеев, если при этом потери напряжения в сети снижаются.

### 3.9. Расчет сетей по потере напряжения

Выбранные по длительно допустимому току сечения проводников электрических сетей при напряжении до  $1 \text{ кВ}$  должны быть подвергнуты проверке на потерю напряжения. ГОСТ 13109 – 99 устанавливает предельные значения отклонения напряжения от номинального значения для электроприемников в распределительной сети.

Отклонением напряжения называется алгебраическая разность между фактическим и номинальным напряжением сети

$$\delta U = U - U_{\text{ном}} .$$

Оно характеризуется отношением к номинальному напряжению и определяется для сети в процентах

$$\delta U = \frac{U - U_{\text{ном}}}{U_{\text{ном}}} 100 \% .$$

Допустимое отклонение напряжения в нормальных режимах составляет  $\delta U_{\text{норм}} = \pm 5\%$  и предельное значение в послеаварийных режимах  $\delta U_{\text{пред}} = \pm 10\%$ . Отклонение напряжения обусловлено потерями напряжения в сети, вызываемых изменением нагрузок. Наибольшее отклонение напряжения наблюдается у наиболее удаленных от источника электроприемников. Представим линию с равномерно распределенной нагрузкой от источника питания (ТП) до удаленного электроприемника (рис. 3.14). Номинальное напряжение на вторичной обмотке трансформатора принимается на 5% выше номинального напряжения сети. Допустимое отклонение напряжения у удаленного приемника составляет  $-5\%$ . Таким образом, часть приемников будет работать при напряжении выше номинального значения сети, часть – при напряжении ниже номинального.

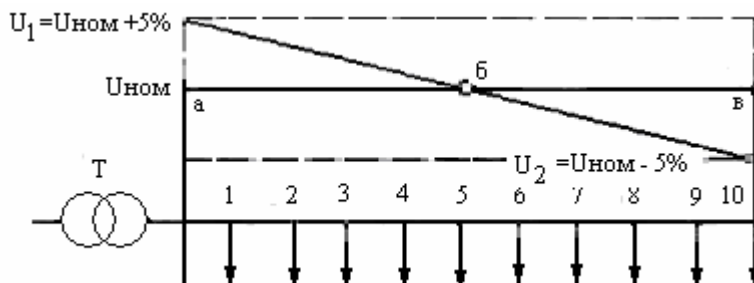


Рис. 3.14. Изменение напряжения вдоль линии

Алгебраическая разность между напряжением источника питания  $U_1$  и напряжением в месте подключения электроприемника  $U_2$  называется потерей напряжения.

$$\Delta U = U_1 - U_2 ,$$

Потеря напряжения выражается в вольтах или в процентах к номинальному напряжению

$$\Delta U = \frac{U_1 - U_2}{U_{\text{ном}}} 100 \% .$$



Геометрическая разность векторов фазных напряжений в начале  $U_{\phi 1}$  и в конце  $U_{\phi 2}$  участка линии называется падением напряжения на участке

Приведем схему замещения одной фазы трехфазной линии, представленной активным сопротивлением  $r$  и индуктивным сопротивлением  $x$  с заданной нагрузкой в конце линии (рис. 3.15). Нагрузка задается током  $I$  и коэффициентом мощности  $\cos \varphi_2$ . Известно и напряжение в конце линии  $U_{\phi 2}$ . Определим напряжение  $U_{\phi 1}$  и  $\cos \varphi_1$  в начале линии.

Вектор  $U_{\phi 2}$  отложим на вещественной оси, по ее положительному направлению (вектор  $OA$ ). Вектор тока  $I$  отстает от вектора напряжения на угол  $\varphi_2$ .

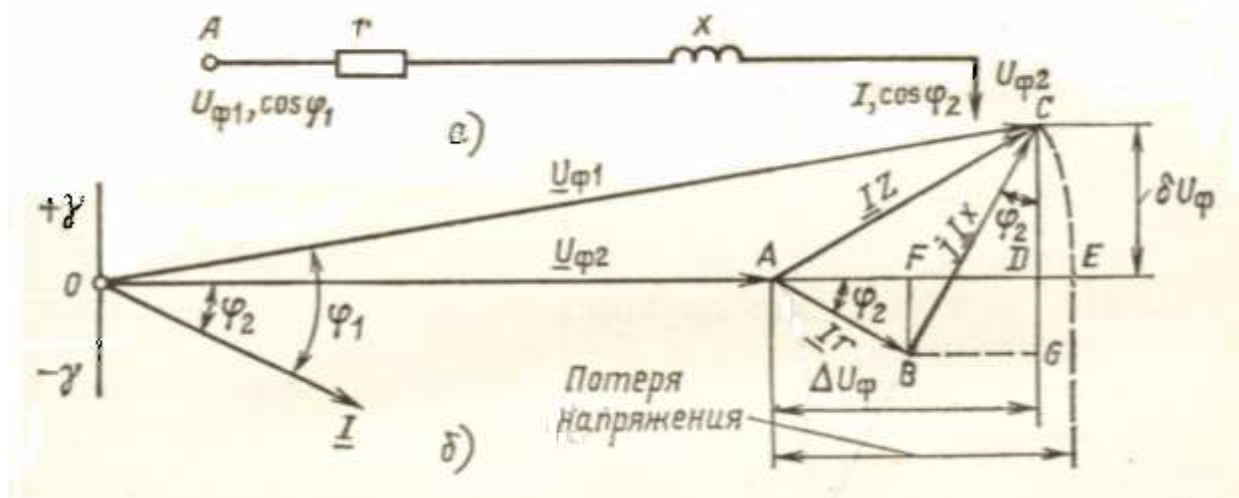


Рис. 3.15. Схема одной фазы трехфазной линии (а) и векторная диаграмма токов и напряжений в конце линии (б)

Чтобы определить напряжение в начале линии, надо найти падение напряжения в линии. Для этого отложим параллельно вектору тока  $I$  вектор падения напряжения  $I r$  (вектор  $AB$ ) в активном сопротивлении  $r$  и под углом  $90^\circ$  к нему в сторону опережения – вектор падения напряжения  $j I x$  в индуктивном сопротивлении  $x$  (вектор  $BC$ ). Вектор  $I z$  представляет собой падение напряжения в линии (вектор  $AC$ ). Соединив точку C с началом координат O, получим вектор напряжения в начале линии  $U_{\phi 1}$  и угол сдвига фаз  $\varphi_1$ .

Падение напряжения в линии можно разложить на две составляющие – продольную  $\Delta U_{\phi}$  и поперечную  $\delta U_{\phi}$ .

Продольная составляющая

$$\Delta U_{\phi} = I r \cos \varphi_2 + I x \sin \varphi_2.$$

Поперечная составляющая

$$\delta U_{\phi} = I x \cos \varphi_2 - I r \sin \varphi_2.$$

Чтобы определить потерю напряжения, на вещественной оси сделаем засечку радиусом ОС и получим точку Е. Если пренебречь отрезком ДЕ, можно считать, что потеря напряжения

$$\Delta U_{\phi} = I r \cos \varphi_2 + I x \sin \varphi_2.$$

Принимая  $r = r_0 l$  и  $x = x_0 l$ , где  $r_0, x_0$  – удельные активное и индуктивное сопротивления линии;  $l$  – длина линии, будем считать

$$\begin{aligned} \Delta U_{\phi} &= I l (r_0 \cos \varphi_2 + x_0 \sin \varphi_2) \\ \Delta U \% &= \frac{\sqrt{3} \cdot 100}{U_{ном}} I l (r_0 \cos \varphi + x_0 \sin \varphi) \end{aligned}$$

Если при проверке на потерю напряжения, потеря напряжения в нормальном режиме составит меньше 5%, а предельная потеря напряжения меньше 10%, то выбранное сечение проводника удовлетворяет условиям выбора.

Для двухпроводной линии однофазного переменного тока

$$\Delta U \% = \frac{2 \cdot 100}{U_{ном}} I l (r_0 \cos \varphi + x_0 \sin \varphi).$$

При чисто активной нагрузке (лампы накаливания, нагревательные печи), когда  $\cos \varphi = 1, \sin \varphi = 0$

$$\Delta U \% = \frac{2 \cdot 100}{U_{ном}} I l r_0.$$

Потеря напряжения в линии, имеющей несколько участков с разными нагрузками, определяется как сумма потерь на отдельных участках.

Если нагрузка задается не током, а мощностью, то потерю напряжения можно определить по формулам:

при трехфазном токе

$$\Delta U \% = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^3}{U_{ном}^2} P l (r_0 \cos \varphi + x_0 \sin \varphi) \cdot 100;$$

при однофазном токе

$$\Delta U \% = \frac{2 \cdot 10^3}{U_{ном}^2} P l (r_0 \cos \varphi + x_0 \sin \varphi) \cdot 100.$$

Если сечения проводников в сетях до 1 кВ не превышают определенных значений [3], указанных в табл. 3.3, то при определении потери напряжения можно не учитывать индуктивные сопротивления проводников.

Произведения  $Il$  и  $Pl$  называют моментами нагрузок (М) по току или мощности. В зависимости от момента мощности, передаваемой по сети с сечением проводников, указанных в табл. 3.4 можно определить потери напряжения в сети [3].

Таблица 3.3

Предельные значения проводников, мм<sup>2</sup>, при которых можно не учитывать индуктивные сопротивления проводников

Проводники в электрической сети	cos φ, не менее					
	0,95	0,9	0,85	0,8	0,75	0,7
Кабели и провода в трубах	95	50	50	35	25	25
Провода, проложенные открыто	35	25	16	10	10	10

По табл. 3.4 можно определить также величину момента мощности, которую можно передать по сети при допустимой потере напряжения.

Таблица 3.4

Потери напряжения в сети в зависимости от моментов мощности, кВт·м

ΔU %	Сечения проводников с алюминиевыми жилами, мм <sup>2</sup>										
	6	10	16	25	35	50	2,5	4	6	10	16
	Трехфазные линии 380/220 В							Однофазные линии 220 В			
0,2	53	88	141	220	308	440	4	6	9	15	24
0,4	106	176	282	440	616	880	7	12	18	30	47
0,6	158	264	422	660	924	1 320	11	18	27	44	71
0,8	211	352	563	880	1 232	1 760	15	24	35	59	94
1,0	264	440	704	1 100	1 540	2 200	18	30	44	74	118
1,2	317	528	845	1 320	1 848	2 640	22	36	53	89	142
1,4	370	616	986	1 540	2 156	3 080	25	41	62	104	166
1,6	422	704	1 126	1 760	2 464	3 520	30	47	71	118	189
1,8	475	792	1 267	1 980	2 772	3 960	33	53	80	133	213
2,0	528	880	1 408	2 200	3 080	4 400	37	59	89	148	237
2,2	581	963	1 549	2 420	3 388	4 840	41	65	98	163	260
2,4	634	1 056	1 690	2 640	3 696	5 280	44	71	107	178	284
2,6	686	1 144	1 830	2 830	4 004	5 720	48	77	115	192	308
2,8	739	1 232	1 971	3 080	4 312	6 160	52	83	124	207	331
3,0	792	1 320	2 112	3 300	4 620	6 600	55	89	133	221	355
3,2	845	1 408	2 253	3 520	4 928	7 040	59	95	142	236	379
3,4	898	1 496	2 394	3 740	5 236	7 480	63	101	151	251	403
3,6	950	1 584	2 534	3 960	5 544	7 920	67	107	160	265	426
3,8	1 003	1 672	2 675	4 180	5 852	8 360	70	112	169	280	450
4,0	1 056	1 760	2 816	4 400	6 160	8 800	74	118	178	296	474

Потерю напряжения в проводниках осветительной сети определяют по формулам, рассмотренным для силовой сети. Кроме того, пользуются формулой [3]

$$\Delta U = \frac{M}{sK_c},$$

где  $M$  – момент нагрузки по мощности;  $s$  – сечение проводников на участке сети;  $K_c$  – коэффициент, зависящий от схемы сети и материала проводника.

Значения коэффициента  $K_c$  приведены в табл. 3.5.

Таблица 3.5

Значения коэффициентов  $K_c$ 

Номинальное напряжение сети, В	Система (схема) сети	Значение коэффициента для проводников	
		медных	алюминиевых
380/220; 380	Трёхфазная с нулем или без нуля	72	44
380/220	Двухфазная с нулем	32	19,5
220	Однофазная	12	7,4

Для схем, имеющих ответвления, питаемые от рассматриваемого участка и отличающихся от него схемой, пользуются формулой, позволяющей определять минимальное сечение проводника на участке

$$s = \frac{\sum M + \sum \alpha m}{K_c \Delta U},$$

где  $\sum M$  – сумма моментов нагрузки рассматриваемого участка и следующих за ним, имеющих одну и ту же схему;  $\sum \alpha m$  – сумма моментов нагрузки всех ответвлений, отличающихся схемой от рассматриваемого участка;  $\alpha$  – коэффициент приведения моментов, зависящий от схемы участка и ответвления (см. табл. 3.6).

Таблица 3.6

## Коэффициенты приведения моментов

Линия	Ответвление	Коэффициент $\alpha$
Трёхфазная	Двухфазное	1,15
Трёхфазная с нулем	Однофазное	1,85
Двухфазная с нулем	Однофазное	1,33

Расчет потери напряжения троллейных линий проводится по приведенным выше формулам, только вместо  $I_p$  применяется  $I_{\text{пик}}$ .

### 3.10. Аварийные режимы в сетях до 1 кВ

В электроустановках на напряжение до 1 кВ аварийными режимами, так же как и в установках выше 1 кВ являются короткие замыкания, приводящие к появлению сверхтоков или обрывы проводов, приводящие к снижению напряжения.

Природа коротких замыканий в сетях до 1 кВ аналогична природе КЗ в установках напряжением выше 1 кВ (см. раздел 2.5).

**Расчет токов КЗ в электроустановках напряжением до 1 кВ.** Расчет токов КЗ в установках до 1 кВ проводится аналогично расчету токов КЗ в установках выше 1 кВ (см. раздел 2.5). При расчете составляют расчетную схему и схему замещения. Расчет токов КЗ выполняют в именованных величинах. Считается, что мощность питающей системы не ограничена и напряжение на стороне высшего напряжения цехового трансформатора остается неизменным. Особенности при расчете является то, что сопротивления принимаются в мОм, напряжение – в В, мощность – в кВА. Значение тока получают в кА.

При расчете учитываются все сопротивления короткозамкнутой цепи, как индуктивные, так и активные. Кроме того, учитываются активные сопротивления всех переходных контактов в этой цепи (контактные соединения шин, размыкаемые контакты коммутационных аппаратов, сопротивления катушек трансформаторов тока, электрическая дуга в месте короткого замыкания). При отсутствии достоверных данных об электрических контактах и их сопротивлениях при расчете токов КЗ вводят дополнительное суммарное сопротивление величиной 15 мОм.

Для определения токов КЗ на расчетной схеме (рис. 3.16) назначают точки КЗ (К1 – К5). Как правило, это шины РУНН, ПР, ШР, выводы электроприемников.

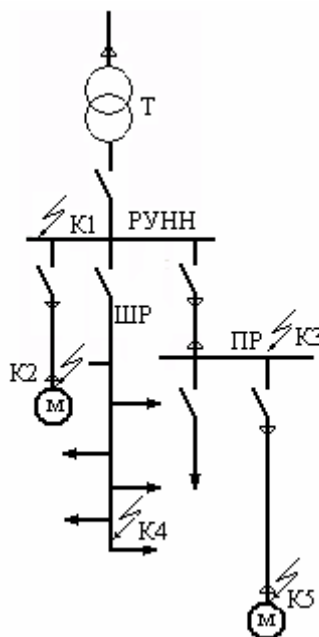


Рис. 3.16. Расчетная схема для определения токов кз в сети напряжением до 1 000 В

Сопrotивления трансформаторов подсчитывают по формулам:

$$r = \frac{P_k U_{\delta}^2 10^{-3}}{S_{ном}^2};$$

$$x = \sqrt{u_{*k}^2 - \left(\frac{P_k}{S_{ном}}\right)^2} \frac{U_{\delta}^2}{S_{ном}},$$

где  $P_k$  – потери короткого замыкания;  $u_{*k}$  – напряжение короткого замыкания трансформатора;  $U_{\delta}$  – базисное напряжение;  $S_{ном}$  – номинальная мощность трансформатора.

Сопrotивления воздушных и кабельных линий определяются, как и при напряжении выше 1 кВ.

Ток короткого замыкания

$$I_k^{(3)} = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \sqrt{x_{рез}^2 + r_{рез}^2}},$$

где  $U_{cp}$  – среднее напряжение на шинах трансформатора (400, 690, 1 200 В);  $x_{рез}$ ,  $r_{рез}$  – индуктивное и активное результирующее сопротивление до точки КЗ.

При расчете токов КЗ в нескольких последовательно расположенных точках целесообразно добавлять сопротивления от одной точки до другой, что снижает вероятность ошибок при вычислениях по сравнению с результатами вычисления сопротивлений всех элементов от источника до удаленной точки [16].

Ударный ток КЗ определяется по известной формуле

$$i_y = \sqrt{2} k_y I_k^{(3)},$$

где  $k_y$  – ударный коэффициент, зависящий от отношения  $x/r$  или от  $\text{tg}\varphi$  контура короткого замыкания. Ударный коэффициент можно найти по рис. 2.23. В электроустановках до 1 000 В существует зависимость между ударным коэффициентом  $k_y$  и коэффициентом мощности  $\cos\varphi$  контура КЗ [16], представленная на рис. 3.17.

Значение ударного коэффициента в сетях до 1 кВ меньше, чем в сетях выше 1 кВ из-за значительного активного сопротивления цепи КЗ, которое вызывает быстрое затухание аperiodической составляющей тока КЗ. В приближенных расчетах при определении ударного тока на шинах подстанции  $k_y$  принимают равным 1, 2 при мощности трансформаторов до 400 кВА, 1,3 – при мощности 630 – 1 000 кВА и 1,4 – при мощности 1 600 – 2 500 кВА. Для удаленных точек сети  $k_y$  принимают равным 1.

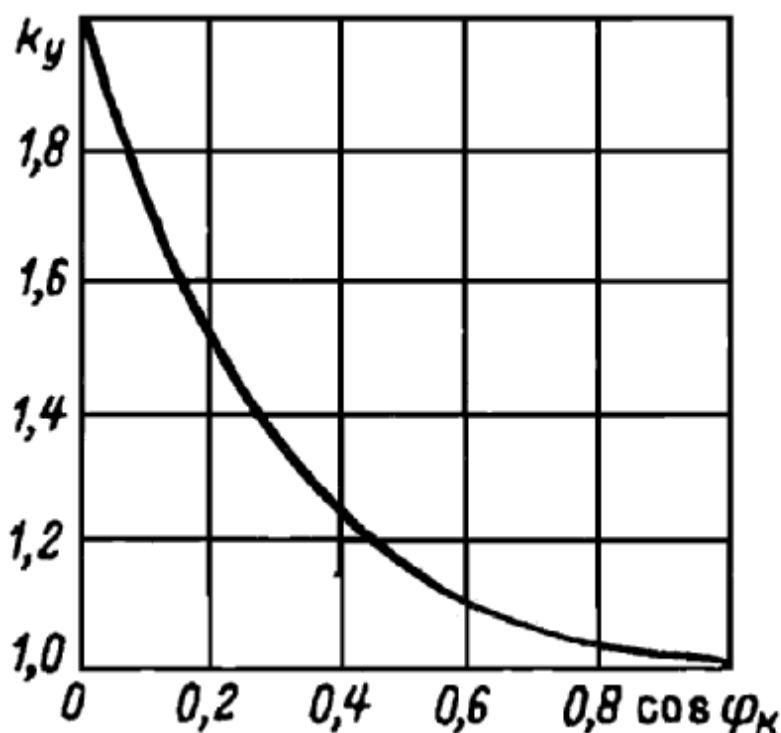


Рис. 3.17. Зависимость между ударным коэффициентом  $k_y$  и коэффициентом мощности  $\cos \varphi$

На величину тока КЗ оказывает подпитка от асинхронных электродвигателей мощностью более 100 кВт, подключенных вблизи места КЗ. Токи асинхронных двигателей учитывают при определении полного ударного тока:

$$i_{y.дв} = \sqrt{2} k_n I_{ном.дв.},$$

где  $k_n$  – кратность пускового тока короткозамкнутых двигателей;  $I_{ном.дв.}$  – номинальный ток одновременно работающих двигателей.

Полный ударный ток определяется как сумма ударного тока от КЗ и от подпитки от асинхронных двигателей.

$$i_y = i_{y.к} + i_{y.дв}$$

В сетях до 1 кВ часто возникают однофазные короткие замыкания. Особую сложность вызывает расчет однофазных токов КЗ в сетях с глухозаземленной нейтралью при напряжении 380/220 В. Расчет тока КЗ вызван необходимостью проверки чувствительности защиты. Ток однофазного КЗ определяется по формуле

$$I_k^{(1)} = \frac{U_\phi}{\sqrt{(r_m + r_\phi + r_0)^2 + (x_{m0} + x_{\phi 0})^2}},$$

где  $U_\phi$  – фазное напряжение сети;  $r_m$  – активное сопротивление трансформатора;  $r_\phi$ ,  $r_0$  – активное сопротивление фазного и нулевого проводов;  $x_{m0}$ ,  $x_{\phi 0}$  – индуктивное сопротивление нулевой последовательности трансформатора и петли фаза-нуль.

Ток однофазного КЗ должен быть в 3 раза больше номинального тока плавкой вставки предохранителя или тока срабатывания расцепителя автоматического выключателя, применяемых для защиты сетей.

При большой мощности источника питания ток однофазного КЗ находится по выражению

$$I_k^{(1)} = \frac{U_\phi}{\frac{z_m^{(1)}}{3} + z_{\phi 0}},$$

где  $z_m^{(1)}$  – полное сопротивление понижающего трансформатора токам однофазного КЗ;  $z_{\phi 0}$  – полное сопротивление петли фаза-нуль.

Полное сопротивление понижающего трансформатора можно найти по выражению [17]

$$z_m^{(1)} = \sqrt{(x_{1m} + x_{2m} + x_{0m})^2 + (r_{1m} + r_{2m} + r_{0m})^2},$$

где  $x_{1T}$ ,  $r_{1T}$  – индуктивное и активное сопротивления трансформатора токам прямой последовательности;  $x_{2T}$ ,  $r_{2T}$  – индуктивное и активное сопротивления трансформатора токам обратной последовательности;  $x_{0T}$ ,  $r_{0T}$  – индуктивное и активное сопротивления трансформатора токам нулевой последовательности.

Сопротивления прямой, обратной и нулевой последовательности трансформаторов [17] приведены в табл. 3.7.

Сопротивления петли фаза-нуль можно определить, сложив соответствующие сопротивления фазного и нулевого проводов. Можно воспользоваться данными табл. 3.8. В таблице приводятся полные удельные сопротивления петли фаза-нуль различных кабелей. Для определения полного сопротивления  $z_{\phi 0}$  необходимо полное удельное сопротивление  $z_{\phi 0, уд}$  умножить на длину кабеля до точки КЗ.

Таблица 3.7

Активные и индуктивные сопротивления, мОм,  
трансформаторов 10 (6) /0,4 кВ

Мощность трансформатора, кВ·А	$u_k$ %	$x_{1T} = x_{2T}$	$x_{0T}$	$r_{1T} = r_{2T}$	$r_{0T}$	$z_T^{(1)}/3$
1	2	3	4	5	6	7
Соединение обмоток Y/Y						
100	4,5	64,7	581,8	31,5	253,9	260
160	4,5	41,7	367	16,6	150,8	162
250	4,5	27,2	234,9	9,4	96,5	104
400	4,5	17,1	148,7	5,5	55,6	65
630	5,5	13,6	96,2	3,1	30,3	43
1 000	5,5	8,5	60,6	2,0	19,1	27
1 000	8	12,6	72,8	2,0	19,1	33,6
1 600	5,5	4,9	37,8	1,3	11,9	16,6



Окончание табл. 3.7

1	2	3	4	5	6	7
Соединение обмоток Δ/У						
100	4,5	66	66	36,3	36,3	75,3
160	4,5	43	43	19,3	19,3	47
250	4,5	27	27	10,7	10,7	30
400	4,5	17	17	5,9	5,9	18,7
630	5,5	13,5	13,5	3,4	3,4	14
1000	5,5	8,6	8,6	2,0	2,0	9
1000	8	12,65	12,65	1,9	1,9	12,8
1600	5,5	5,4	5,4	1,1	1,1	5,7

Таблица 3.8

Полное удельное сопротивление  $z_{\text{ф0,уд}}$  петли фаза-нуль четырехжильного кабеля с бумажной изоляцией, мОм/м

Число и сечение жил, мм <sup>2</sup>	Значение $z_{\text{ф0,уд}}$ для кабелей		Число и сечение жил, мм <sup>2</sup>	Значение $z_{\text{ф0,уд}}$ для кабелей	
	медных АГ, АБ	алюминиевых ААГ, ААБ		медных АГ, АБ	алюминиевых ААГ, ААБ
3×6 + 14	7,74	7,49	3×70 + 1×35	0,61	0,87
3×10 + 1×6	3,06	4,73	3×95 + 1×50	0,48	0,69
3×16 + 1×10	2,01	3,08	3×120 + 1×70	0,41	0,58
3×25 + 1×16	1,38	2,10	3×150 + 1×70	0,31	0,45
3×35 + 1×16	1,06	1,57	3×185 + 1×95	0,27	0,37
3×50 + 1×25	0,78	1,16			

При расчете сопротивления петли фаза-нуль следует иметь в виду, что проводимость нулевого провода должна быть не ниже 50% проводимости фазного провода [18]. При необходимости проводимость нулевого провода может быть доведена до 100% фазного провода.

В качестве нулевого провода может быть использована алюминиевая оболочка трехжильных кабелей или проводники, проложенные рядом с кабелем.

Сопротивления контактов шин, аппаратов при расчете тока однофазного КЗ не учитываются.

К повреждениям в сетях до 1кВ, кроме КЗ, относятся также обрывы фазных и нулевых проводов в трехфазной четырехпроводной системе. Обрывы проводов чаще всего наблюдаются во вне цеховых, в наружных сетях. В сетях уличного освещения возможен обрыв фонарного провода. Обрыв любого фазного провода ведет к исчезновению напряжения в сети. Это вызывает нарушение режима работы электрооборудования в системе внутрицехового электроснабжения. Обрыв нулевого провода приводит к несимметрии нагрузки в сети.

### 3.11. Защита электрооборудования в сетях до 1 кВ

В сетях напряжением до 1 кВ для защиты от токов КЗ и перегрузок применяют автоматические выключатели, плавкие предохранители, тепловые реле магнитных пускателей.

**Автоматические выключатели.** Эти аппараты применяют для выполнения коммутационных операций, а также и для защиты электрооборудования в электрических сетях. Устройства автоматических выключателей, обеспечивающие их отключение в аварийных режимах, называют *расцепителями*. Для защиты от перегрузок и коротких замыканий применяются расцепители максимального тока, от снижения и потери напряжения – расцепители минимального напряжения. Расцепители представляют собой реле, которые срабатывают при определенных значениях тока или напряжения.

Фиксированные значения тока и времени, при которых происходит срабатывание расцепителя, называют *уставками срабатывания* (уставка тока, уставка времени срабатывания).

По принципу действия расцепители и реле делят на:

- тепловые (термобиметаллические);
- электромагнитные;
- термомагнитные;
- полупроводниковые (электронные).

Уставки токов и времени срабатывания могут быть регулируемы и нерегулируемы. Регулирование уставок тока срабатывания, как правило, достигается изменением натяжения пружин, удерживающих расцепители в исходном состоянии. Выдержка времени срабатывания достигается за счет применения различного рода замедлителей. Применяются механические замедлители (часовые), гидравлические и пневматические (устройства с перетеканием жидкости или воздуха из одной камеры в другую), электронные.

**Тепловой (термобиметаллический) расцепитель** (рис. 3.18) предназначен для защиты от перегрузок. Он устанавливается в каждом полюсе выключателя. Расцепитель имеет биметаллический элемент 1 в форме полукольца с выступом, на котором установлен регулировочный винт 2. Элемент выполнен из двухслойной пластины с разнородными металлами и соединен с токоведущими шинами 5 и 6. Расцепитель снабжен нагревателем 4. При перегрузке термобиметаллический элемент под действием теплоты, выделяемой в нем и в нагревателе, изгибается в сторону отключающей рейки 3 и регулировочный винт 2 воздействует на нее. Рейка поворачивается, вызывая расцепление механизма свободного расцепления. Выключатель отключается.

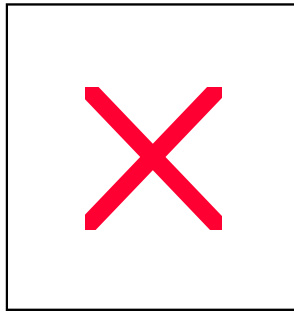


Рис. 3.18. Тепловой расцепитель автоматического выключателя.

Время срабатывания теплового расцепителя обратно зависимое от тока. Тепловые расцепители не взаимозаменяемы. Они настраиваются (калибруются) на уставку по току срабатывания предприятием-изготовителем и в условиях эксплуатации не регулируются.

Надежность защиты повышается, если в выключателе одновременно используются тепловые и электромагнитные расцепители.

**Электромагнитный расцепитель** применяется для защиты от коротких замыканий. На рис. 3.19 приведен принцип действия электромагнитного расцепителя выключателей ВА50. Расцепитель выполнен в виде магнитопровода 1, охватывающего токоведущую шину 5. При увеличении тока в шине 5 якорь 2 притягивается к магнитопроводу 1 и без выдержки времени воздействует на отключающую рейку. При этом происходит расцепление звеньев механизма управления выключателем и выключатель отключается.

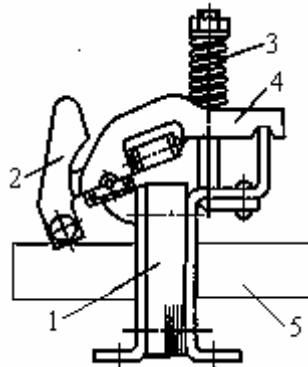


Рис. 3.19. Принципиальная схема устройства электромагнитного расцепителя

При необходимости обеспечения выдержки времени при срабатывании расцепителя применяются замедлители срабатывания, например, механический (часовой) механизм (выключатели АВМ).

**Полупроводниковые расцепители (электронные реле).** В автоматических выключателях широко применяются электронные реле, названные полупроводниковыми расцепителями (выключатели «Электрон», ВА50, А3700). Они обеспечивают более высокую надежность защиты по сравнению с электромеханическими расцепителями. Структурная схема полупроводникового расцепителя приведена на рис. 3.20.

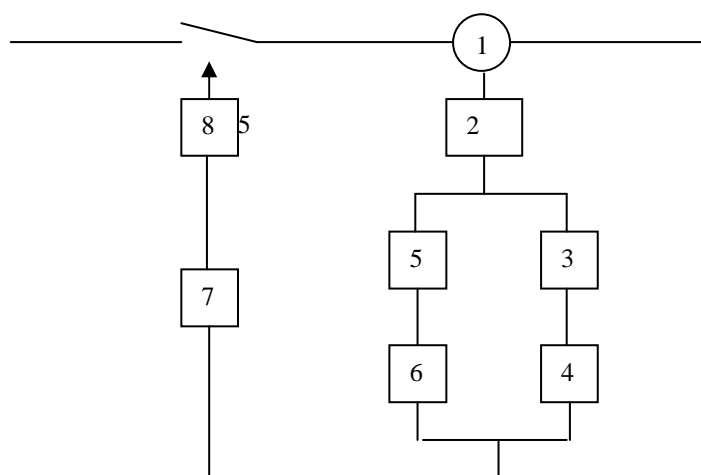


Рис. 3.20. Структурная схема полупроводникового расцепителя

В каждом полюсе выключателя имеются датчики тока 1, передающие информацию об изменяющемся токе в блок выделения наибольшего сигнала 2. В качестве датчиков тока в выключателях переменного тока применяются трансформаторы тока, а в выключателях постоянного тока – магнитные усилители. При токах перегрузки сигнал из блока 2 поступает в блок 3, который запускает релейный блок 4, создающий зависимость от тока выдержку времени. При токе короткого замыкания выделенный блоком 2 сигнал достаточен для запуска блока 5, выполняющего роль токовой отсечки и формирующего сигнал мгновенного срабатывания. При необходимости блок выдержки времени при коротком замыкании 6 создает заданную выдержку времени. Блок 7 является усилителем сигнала, поступающего с блока 4 или 6, и передает импульс на электромагнит отключения 8. Этот электромагнит производит расцепление механизма, удерживающего подвижные контакты во включенном положении. Электромагнит отключения выполняется в виде катушки, установленной на магнитопроводе. При определенном значении напряжения на катушке якорь притягивается к магнитопроводу и воздействует на защелку механизма свободного расцепления.

В выключателях с полупроводниковыми расцепителями обеспечиваются следующие выдержки времени при коротком замыкании: «Электрон» – 0,25; 0,4 и 0,7 с, ВА50 – 0,1; 0,2 и 0,3 с, АЗ700 – 0,1; 0,25 и 0,4 с. Калибруются три уставки тока срабатывания подряд из ряда 2, 3, 5, 7 и 10 номинального тока расцепителя.

На рис. 3.21 приведены защитные характеристики выключателей ВА50 с различными расцепителями. На рис. 3.21, а показана защитная характеристика выключателя с тепловым и электромагнитным расцепителями, на рис. 3.21, б – с полупроводниковыми расцепителями.

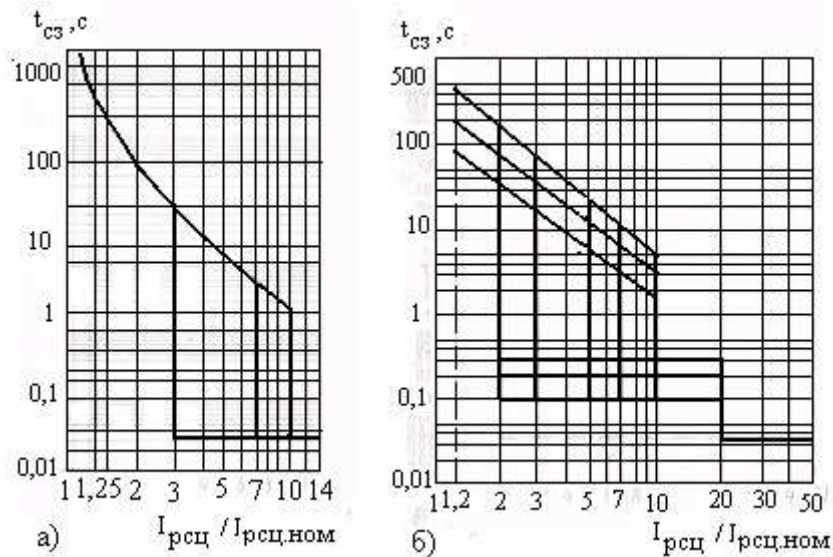


Рис. 3.21. Защитные характеристики выключателей:  
 а) с тепловыми и электромагнитными расцепителями;  
 б) с полупроводниковыми расцепителями

Полупроводниковые расцепители обеспечивают три ступени защиты: первая – токовая отсечка без выдержки времени, токовая отсечка с выдержкой времени и третья ступень – максимальная токовая защита.

**Расцепители минимального и нулевого напряжения.** Многие автоматические выключатели снабжаются расцепителями для защиты от снижения или потери напряжения. Расцепитель выполнен в виде электромагнита, катушка которого постоянно находится под напряжением и в этом состоянии он удерживает отключающий валик в положении, позволяющем включать выключатель. Если напряжение с катушки расцепителя будет снято, якорь отпадает и отключающий валик получает возможность поворота под действием пружины, происходит расцепление механизма свободного расцепления и выключатель отключится. Расцепитель используется для автоматического отключения выключателя при снижении напряжения до 35 – 70% номинального значения или при его исчезновении. Он может быть использован в качестве отключающего электромагнита (независимого расцепителя). Для оперативного управления в цепь катушки расцепителя вводится кнопочный выключатель, который снимает напряжение с катушки для отключения выключателя.

**Предохранители.** Предохранители в сетях при напряжениях до 1 000 В применяются для защиты электрических сетей и электрооборудования от коротких замыканий. Предохранитель, в котором разрушение вставки осуществляется расплавлением, называется *плавким предохранителем*, а расплавляемая вставка – *плавкой вставкой*. Процесс расплавления вставки делится на три этапа: нагревание вставки до температуры плавления, плавление и испарение вставки, появление и гашение электрической дуги. В качестве материалов для плавких вставок применяют медь, цинк, алюминий,

свинец и серебро. Плавкие вставки выполняют проволочными и ленточными. Ленты имеют участки уменьшенного сечения. На лентах из меди наносится оловянный растворитель, ускоряющий процесс расплавления вставки.

Предохранители делят на закрытые без наполнителя (трубчатые), закрытые с наполнителем, жидкометаллические.

Плавкие вставки предохранителей встраиваются в корпус, называемый патроном. Для предохранителей без наполнителя патрон представляет собой трубку из фибры. Фибра является газогенерирующим материалом. При токе короткого замыкания наблюдается адиабатический процесс нагрева плавкой вставки, теплота от нее не успевает отводиться. Вставка взрывается и ток отключается с появлением электрической дуги. При появлении электрической дуги, возникающей при расплавлении вставки под действием ее температуры, материал патрона выделяет газ с большим содержанием водорода, который способствует гашению дуги.

Патрон предохранителей с наполнителем изготавливается из фарфора в виде трубки круглого или прямоугольного сечения. В качестве наполнителя применяется кварцевый песок. Наполнитель охлаждает газы, снижает давление внутри патрона, деионизирует ствол дуги, возникающей при расплавлении вставки. Ток отключения предохранителей в сетях до 1 000 В достигает 100 кА.

Для защиты преобразовательных полупроводниковых установок применяются быстродействующие предохранители. Они снижают время защиты и ограничивают ток отключения.

Широко известны предохранители ПР2, ПН2 на напряжение до 1 000 В. На рис. 3.22 приведены защитные характеристики предохранителей ПН2.

Представляют интерес появившиеся электродинамические и управляемые предохранители. Принципиальные схемы их устройства приведены на рис. 3.23 – 3.25.

Электродинамический предохранитель (рис. 3.23) содержит полый корпус 1, внутри которого размещена плавкая вставка, выполненная из отдельных параллельно включенных плавких элементов 7. В середине корпуса помещен ножевидный элемент 9, снабженный режущими кромками 8. При токе короткого замыкания плавкие элементы притягиваются друг к другу под действием электродинамических сил и встречая режущие кромки ножа, разрезаются ими. Одновременно ток КЗ нагревает плавкие элементы, вызывая их расплавление. В предохранителе действуют одновременно два явления – плавления плавких элементов током КЗ. И их разрезание под действием электродинамических сил. Быстродействие такого предохранителя повышается.

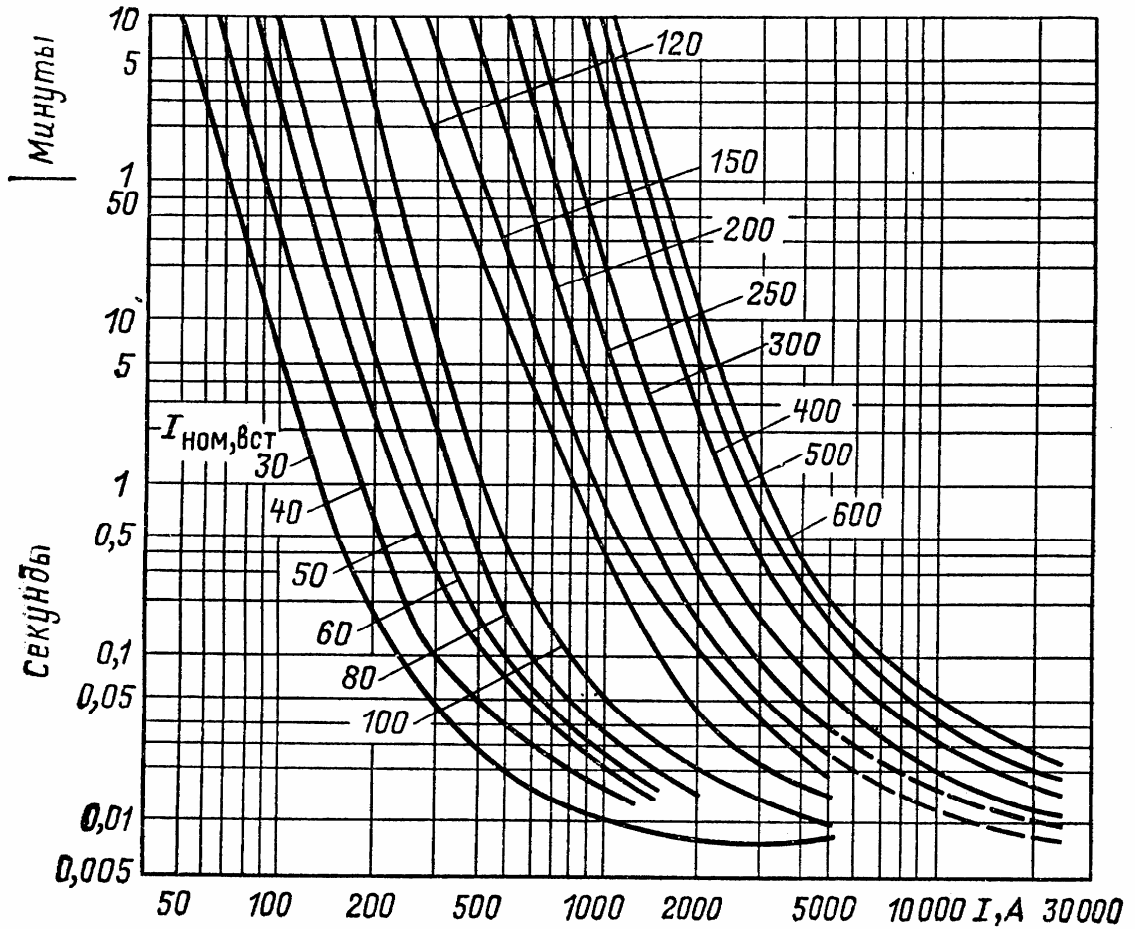


Рис. 3.22 Защитные характеристики плавких предохранителей ПН2

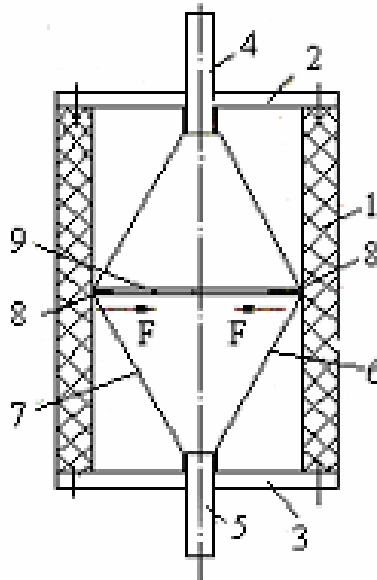


Рис. 3.23. Электродинамический плавкий предохранитель

На базе предохранителя ПН2 выполнен управляемый предохранитель, состоящий из ленточной плавкой вставки 1 (рис. 3.24), концы которой зажимаются между выводами 2 и стальной пластиной 3, выполняющей

роль ножа. Плавкая вставка проходит через прорезь во втулке 4, которая соединена с механическим приводом. При токе перегрузки в защищаемой цепи срабатывает устройство релейной защиты и приводит в действие привод. Связанная с ним втулка 4 поворачивается, натягивает плавкую вставку 1. Режущие ножи врезаются в плавкую вставку и разрезают ее. Возникающая дуга гасится в среде наполнителя. Такой предохранитель расширяет зону защиты от перегрузок до КЗ.

Предохранитель-выключатель (рис. 3.25) позволяет расширить функциональные возможности предохранителя, а также изменить его защитную характеристику. Предохранитель-выключатель состоит из изоляционного корпуса 1, токоведущих пластин 2 и 3, являющихся одновременно выводами, верхней 4 и нижней 5 крышек. Внутри корпуса расположен подвижный изоляционный шток 6, с сегментным цоколем 7 и кольцевым цоколем 8. На наружной поверхности штока 6 расположены плавкие элементы различного сечения 9 с участками ослабленного сечения. Каждая пара плавких элементов расположена в диаметрально противоположных пазах и соединена с сегментами 7 сегментного цоколя. Для изменения защитной характеристики шток вытягивается и поворачивается на 90 или 60° в зависимости от количества пар плавких элементов.

Шток 6 соединяется с приводным устройством, управляемым от релейной защиты тягой 11.

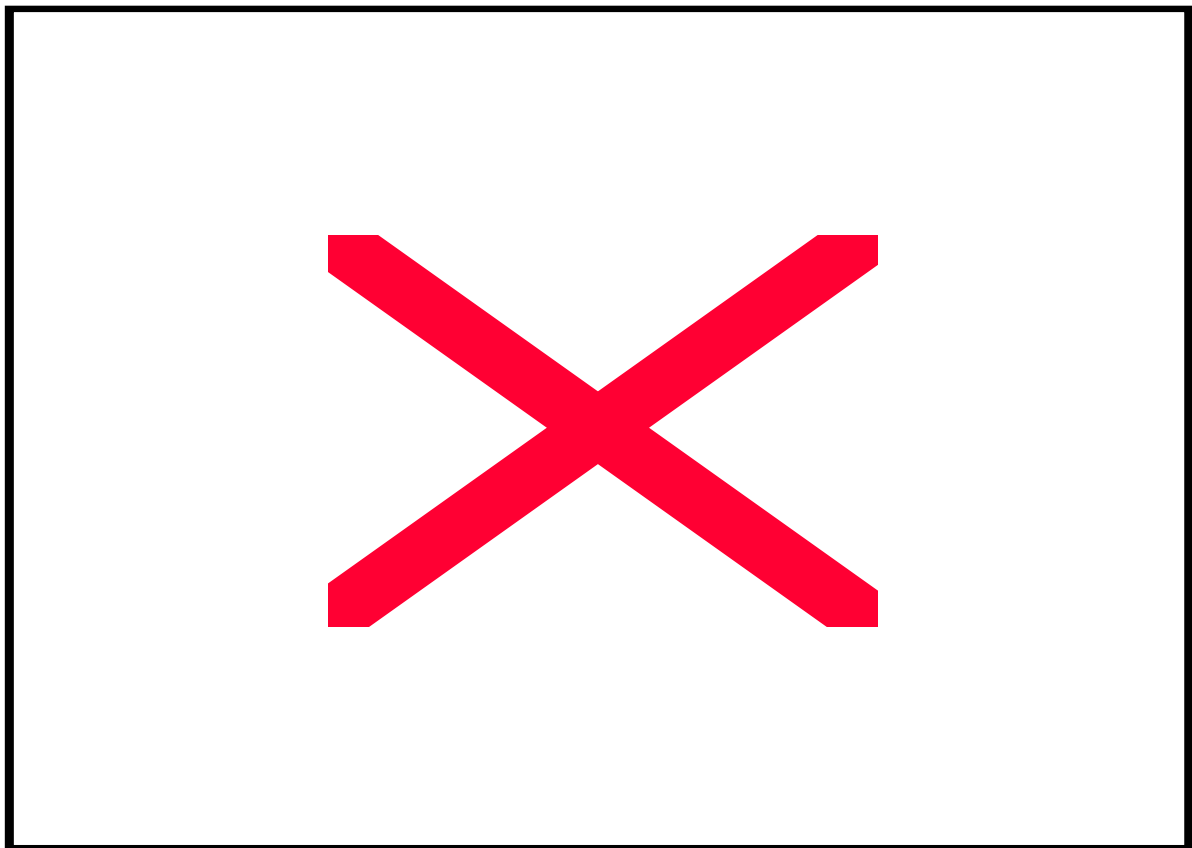


Рис. 3.24. Управляемый предохранитель на базе ПН2



Для ускорения срабатывания при коротком замыкании в радиальных пазах штока 6 установлены ножи 10 с режущими кромками на уровне участков ослабленного сечения. Под действием пружины 12 пара плавких элементов 9 переключает токоведущие пластины 2 и 3.

При токе короткого замыкания отключение электрической цепи осуществляется за счет расплавления плавких вставок 9. Электродинамические силы в параллельных плавких элементах притягивают элементы друг к другу. При наличии режущих ножей 10 разрушение плавких элементов ускоряется.

При появлении тока перегрузки, недостаточного для расплавления плавких элементов, по сигналу от релейной защиты срабатывает приводное устройство, воздействующее на тягу 11 и вытягивающее изоляционный дугостойкий шток 6 с плавкими элементами из токоведущих пластин 2 и 3. Возникающая при этом электрическая дуга гасится за счет двойного разрыва электрической цепи или за счет применения дугогасительных устройств.

Повторное включение устройства осуществляется под действием пружины 12 после снятия запрета на включение.

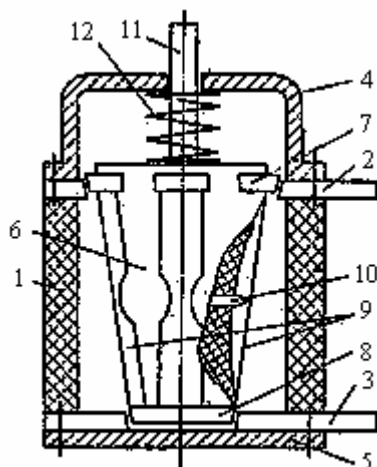


Рис. 3.25. Предохранитель -выключатель

### 3.11. Выбор коммутационных и защитных аппаратов

В основу выбора аппаратов положены функциональное назначение и конструктивные особенности. При выборе должны быть учтены условия эксплуатации. По ним выбирают климатическое исполнение и категорию размещения аппаратов. Например, для умеренного климата при эксплуатации в цеховом помещении – УЗ. К конструктивным особенностям относят количество полюсов (1 – 3 полюса), способ установки аппарата (стационарное, выдвижное исполнения), вид привода (ручной, двигательный).

Функциональное назначение аппаратов при выборе определяется следующими требованиями.

1. Номинальный ток и напряжение аппарата должны соответствовать расчетному длительному току и напряжению электрической сети, в которой аппарат будет эксплуатироваться.

2. Коммутационная износостойкость должна определяться сроком службы.

3. Аппараты защиты должны иметь минимальное время действия защиты и обеспечивать селективность защиты.

4. Аппараты защиты не должны отключать установку при кратковременных перегрузках, возникающих в условиях нормальной эксплуатации (пуск асинхронных электродвигателей с короткозамкнутым ротором, рабочий пик технологических установок).

5. Защитные аппараты должны обеспечивать надежное отключение всех видов коротких замыканий в конце защищаемого участка сети.

**Выбор неавтоматических выключателей, разъединителей и переключателей.** Неавтоматические выключатели, разъединители и переключатели применяются в качестве коммутационных аппаратов и одновременно в качестве аппаратов распределения электроэнергии. Разъединители (аппараты, не имеющие дугогасительных устройств) применяются для коммутации электрических цепей без нагрузки. Аппараты этой группы выбираются по условиям:

- номинальное напряжение должно быть не ниже номинального напряжения сети

$$U_{ном.в} \geq U_{ном.с} ;$$

- номинальный ток аппарата должен быть не меньше наибольшего расчетного тока нагрузки на участке сети

$$I_{ном.} \geq I_{рч.мах} .$$

Выбранные аппараты должны быть устойчивыми к сквозным токам короткого замыкания (термически и динамически устойчивыми). Неавтоматические выключатели должны обладать необходимой отключающей способностью (предельной коммутационной способностью)

$$I_m^2 t_m \geq I_k^2 t_k = B$$

$$i_{дин} \geq i_y^{(3)} .$$

**Выбор автоматических выключателей.** Автоматические выключатели выполняют роль коммутационных и защитных аппаратов. Одновременно они предназначаются для автоматического отключения электрических цепей при аномальных режимах (КЗ и перегрузки, недопустимые снижения напряжения). По количеству полюсов они могут быть одно – , двух – и трехполюсными. Имеют привод ручной, электродвигательный («Электрон», АВМ), электромагнитный (ВА50, А3700). Для дистанцион-

ного отключения автоматические выключатели снабжаются независимыми расцепителями. Автоматические выключатели изготавливаются в пластмассовых корпусах на номинальные токи 10 – 2 500 А и в каркасном исполнении на токи 630 – 6 300 А (серия «Электрон»).

**Селективные выключатели.** Для защиты электроустановок требуются автоматические выключатели, обеспечивающие селективную (избирательную) защиту, а также выключатели, обеспечивающие высокое быстродействие. Селективные автоматические выключатели применяются на более высоких ступенях электроснабжения. Селективные выключатели комплектуются полупроводниковыми расцепителями, у которых можно выбирать уставку времени срабатывания.

В селективных выключателях серии «Электрон» применяется однопетлевой электродинамический компенсатор, в выключателях ВА50 и А3700 – двухпетлевой электродинамический компенсатор.

На рис. 3.26 приведена схема двухпетлевого компенсатора.

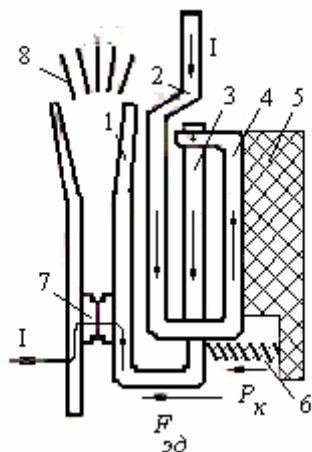


Рис. 3.26. Схема двухпетлевого электродинамического компенсатора

При коротком замыкании токи в элементах 2 и 3 протекают в одном направлении. Электродинамическая сила  $F_{эд}$ , действующая на подвижную скобу 3, несущую главный контакт 7 совпадает по направлению с силой пружины, создающей контактное нажатие  $P_k$ . Подвижный контакт 7 после срабатывания расцепителя максимального тока начинает движение на размыкание. Подвижная скоба 3 также начинает движение вслед за подвижным контактом 7, задерживая его размыкание и увеличивая выдержку времени на размыкание. Двухпетлевой компенсатор выполняет две функции – компенсирует силы отброса размыкаемых контактов при коротком замыкании и увеличивает выдержку времени на размыкание, обеспечивая условие селективности. Гашение дуги, возникающей при размыкании контактов происходит в дугогасительном устройстве 8.

**Токоограничивающие выключатели.** При отключении коротких замыканий на ответвлениях выдержка времени, необходимая для селектив-

ных выключателей, не требуется. Выключатели для защиты от таких коротких замыканий называют неселективными. Они снабжаются, как правило, электромагнитными расцепителями или тепловыми и электромагнитными расцепителями. Собственное время отключения таких выключателей составляет 20 – 40 мс. Требуется повышение быстродействия выключателей. Отключение выключателей желательно за время не более 10 мс, когда ток КЗ не успевает достичь максимального значения, чтобы снизить на них термические и электродинамические воздействия. Выключатели, удовлетворяющие этим требованиям, являются токоограничивающими. Принцип ограничения тока при отключении короткого замыкания приведен на рис. 3.27.

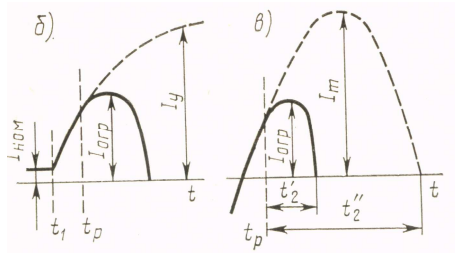


Рис. 3.27. Принцип ограничения тока короткого замыкания

До возникновения короткого замыкания в цепи постоянного тока проходит номинальный ток  $I_{\text{ном}}$ . При коротком замыкании под действием расцепителей выключатель отключается. Возникающая при этом на контактах электрическая дуга ограничивает максимальный ток до тока  $I_{\text{огр}}$ , который меньше установившегося тока КЗ  $I_{\text{у}}$  (рис. 3.27, а).

При отключении короткого замыкания при переменном токе размыкание контактов происходит при токе  $I_{\text{огр}}$ , который меньше амплитудного значения тока КЗ  $I_{\text{м}}$  (рис. 3.27, б). Время горения дуги также сокращается ( $t_{\text{г}}' < t_{\text{г}}''$ ).

Однако ограничение тока в токоограничивающих выключателях происходит не только за счет введения в цепь сопротивления дуги, но и за счет увеличения скорости размыкания контактов. Увеличения скорости размыкания контактов достигают путем применения электродинамического ускорителя размыкания (рис. 3.28)

В электродинамическом ускорителе токи в токоведущих элементах 2 и 3 направлены встречно, а в элементах 3 и 4 в одном направлении. Возникающая электродинамическая сила  $F_{\text{эд}}$  направлена навстречу силе контактного нажатия  $P_{\text{к}}$ , которая создается пружиной 6. Подвижный контакт 7 после срабатывания расцепителя максимального тока начинает движение на размыкание. Одновременно подвижная скоба 3 под действием электродинамической силы  $P_{\text{эд}}$  начинает движение в противоположную сторону, преодолевая сопротивление пружины. При этом скорость размыкания увеличивается, а время на размыкание уменьшается.

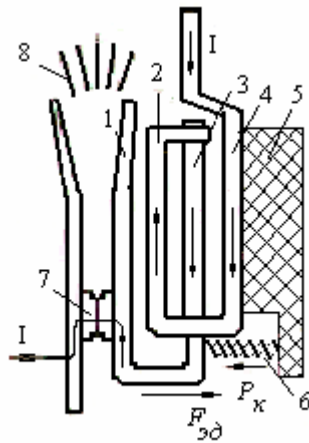


Рис.3.28. Схема двухпетлевого электродинамического ускорителя

Токоограничивающий принцип действия реализован в выключателях серий А3700 и ВА50. Выключатели снабжаются полупроводниковым и электромагнитным расцепителями. При возникновении в защищаемой цепи тока, равного или превышающего уставку по току срабатывания полупроводникового расцепителя в зоне токов перегрузки, полупроводниковый расцепитель выдает сигнал на электромагнит отключения с выдержкой времени обратно зависимой от тока. При токах короткого замыкания, превышающих уставку по току срабатывания полупроводникового расцепителя, последний выдает сигнал на электромагнит без выдержки времени. Электромагнитный расцепитель настраивается предприятием – изготовителем на определенную уставку по току срабатывания, не подлежащую регулировке.

Автоматические выключатели выбирают, исходя из следующих условий:

- номинальное напряжение должно быть не ниже номинального напряжения сети

$$U_{ном.в} \geq U_{ном.с} ;$$

- номинальный ток теплового расцепителя должен быть не меньше наибольшего расчетного тока нагрузки на участке сети

$$I_{ном.рц} \geq I_{рч.мах} .$$

Автоматический выключатель не должен отключаться в нормальном режиме при кратковременном повышении тока при пуске двигателя с короткозамкнутым ротором. Номинальный ток расцепителя в этом случае выбирается по условию

$$I_{ном.рц} \geq (1,1 - 1,3) I_{рч.мах} .$$

Уставка тока срабатывания электромагнитного расцепителя

$$I_{ср.эл.расц} \geq (1,25 - 1,35) I_{пуск} .$$

Для обеспечения избирательного действия последовательно установленных автоматических выключателей их защитные характеристики на карте селективности не должны пересекаться. У выключателей расположенных ближе к источнику питания уставки тока расцепителей замедленного и мгновенного действия должны быть в 1,5 раза больше уставок тока расцепителей удаленных выключателей [3].

Расцепители автоматических выключателей должны быть проверены по условиям чувствительности. Для этого определяется минимальный ток однофазного КЗ в удаленной точке защищаемого участка сети, который должен быть больше в 3 раза номинального тока расцепителя замедленного действия. Для выключателей, имеющих только расцепители мгновенного срабатывания (электромагнитные расцепители) минимальный ток однофазного КЗ должен превышать ток уставки мгновенного срабатывания не менее, чем в 1,4 раза (выключатели на номинальные токи до 100 А) и в 1,25 раза (выключатели на номинальные токи свыше 100 А).

Автоматические селективные выключатели с полупроводниковыми расцепителями имеют следующие выдержки времени срабатывания (время срабатывания отсечки):

выключатели «Электрон» – 0,25; 0,45; 0,7 с;

выключатели ВА50 – 0,1; 0,2; 0,3 с;

выключатели АЗ700 – 0,1; 0,25; 0,4 с.

Выбранные выключатели должны быть устойчивыми к сквозным токам короткого замыкания (термически и динамически устойчивыми) и обладать необходимой отключающей способностью (предельной коммутационной способностью).

$$I_m^2 t_m \geq I_k^2 t_k = B;$$

$$i_{дин} \geq i_y^{(3)};$$

$$I_{ПКС} \geq I_k^{(3)}.$$

**Выбор предохранителей.** При выборе предохранителей учитывают параметры патрона и плавкой вставки.

Предохранители выбираются по условиям:

- номинальное напряжение предохранителя должно быть не ниже номинального напряжения сети

$$U_{ном.пр} \geq U_c;$$

- номинальный ток предохранителя должен быть не меньше наибольшего расчетного тока нагрузки на участке сети

$$I_{ном.пр} \geq I_{р.мах};$$

- отключаемый предохранителем ток должен быть не меньше значения тока КЗ в защищаемой цепи

$$I_{откл.пр} \geq I_{к.мах} .$$

Номинальный ток плавкой вставки выбирается по двум условиям:

- по длительному максимальному току защищаемого участка сети

$$I_{ном.вст} \geq I_{р.мах} ;$$

- по пусковому току электродвигателя, защищаемого предохранителем

$$I_{ном.вст} \geq I_{пуск} / K_{mn} ,$$

где  $K_{mn}$  – коэффициент тяжести пуска. При легком пуске  $K_{mn} = 2,5$ ; при тяжелом пуске  $K_{mn} = 1,6$ .

- пиковому току группы электроприемников

$$I_{ном.вст} \geq I_{пик} / 2 .$$

В одном и том же патроне предохранителя могут устанавливаться плавкие вставки, рассчитанные на несколько значений номинальных токов.

При последовательном включении нескольких предохранителей при коротком замыкании первым должен перегорать предохранитель, расположенный ближе к точке КЗ.

**Выбор контакторов и магнитных пускателей.** *Контактором* называется коммутационный аппарат, предназначенный для распределения электроэнергии и для управления электроприводами и технологическими установками. Контактторы встраиваются в распределительные щиты или станции управления. Контактная система контактора приводится в движение электромагнитом, управляемым кнопочными выключателями («пуск», «стоп»).

*Магнитный пускатель* представляет собой контактор переменного тока, в который встроены два *тепловых реле*, включаемых в две фазы последовательно с электродвигателем и выполняющих защиту от перегрузок. Магнитные пускатели предназначены для дистанционного управления электроприводами и технологическими установками. Они осуществляют пуск электродвигателей, их отключение от сети и изменение направления вращения (реверсивные пускатели).

Контакторы и магнитные пускатели могут осуществлять защиту от исчезновения или недопустимого снижения напряжения в сети. Это обеспечивается отключением или не включением электромагнита при сниженном напряжении.

Контакторы и магнитные пускатели выбирают по следующим условиям:

- номинальное напряжение аппарата должно быть не ниже номинального напряжения сети

$$U_{ном} \geq U_c ;$$

- номинальный ток аппарата должен быть не меньше наибольшего расчетного тока нагрузки на участке сети

$$I_{ном} \geq I_{p.max};$$

- номинальный ток теплового реле магнитного пускателя должен быть не меньше наибольшего расчетного тока нагрузки на участке сети

$$I_{ном.tr} \geq I_{p.max}.$$

### Библиографический список

1. Кудрин Б. И. Электроснабжение промышленных предприятий / Б. И. Кудрин. – М.: Энергоатомиздат, 1995.
2. Кудрин Б. И. Электроснабжение промышленных предприятий / Б. И. Кудрин, В. В. Прокопчик. – Минск: «Вышэйшая школа», 1988.
3. Коновалова Л. Л. Электроснабжение промышленных предприятий и установок / Л. Л. Коновалова, Л. Д. Рожкова. – М.: Энергоатомиздат, 1989.
4. Конюхова Е. А. Электроснабжение объектов / Е. А. Конюхова. – М.: «Мастерство», 2002.
5. Липкин Б. Ю. Электроснабжение промышленных предприятий и установок / Б. Ю. Липкин. – М.: Высш. шк., 1990.
6. Мукосеев Ю. Л. Электроснабжение промышленных предприятий / Ю. Л. Мукосеев. – М.: Энергия, 1973.
7. Брон О. Б. Электрические аппараты с водяным охлаждением / О. Б. Брон. – Л.: Энергия, 1967.
8. Правила устройства электроустановок. – М.: Энергоатомиздат, 1998.
9. Рожкова Л. Д. Электрооборудование станций и подстанций / Л. Д. Рожкова, В. С. Козулин. – М.: Энергоатомиздат, 1987.
10. Щербаков Е. Ф. Определение места расположения источников питания потребителей промышленного электроснабжения / Е. Ф. Щербаков, В. М. Петров // Пром. энергетика. – 1993. – №1.
11. Щербаков Е. Ф. Определение места расположения источника питания и выбор трасс электросети при проектировании систем промышленного электроснабжения / Е. Ф. Щербаков, М. Я. Мактас // Пром. энергетика. – 1993. – №6.
12. Правила изготовления взрывозащищенного и рудничного электрооборудования. – М.: Энергия, 1981.
13. Князевский Б. А. Электроснабжение промышленных предприятий / Б. А. Князевский, Б. Ю. Липкин. – М.: Высш. шк., 1986.



14. Справочник по проектированию электроснабжения / под ред. Ю. Г. Барыбина, Л. Е. Федорова, М. Т. Зименкова, А. Т. Смирнова. – М.: Энергоатомиздат, 1990.
15. Андреев В. А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения. – М. : Высш. шк., 1991.
16. Щербаков Е. Ф., Петров В. М., Александров Д. С. О токах короткого замыкания в сетях напряжением до 1 000 В / Е. Ф. Щербаков, В. М. Петров, Д. С. Александров // Пром. энергетика. – 1996. – №5.
17. Беляев А. В. Выбор аппаратуры, защит и кабелей в сетях 0,4 кВ / А. В. Беляев. – Л.: Энергоатомиздат, 1988.
18. Правила устройства электроустановок. – М.: Энергоатомиздат, 1998.

Учебное издание

ЩЕРБАКОВ Евгений Федорович  
ДУБОВ Александр Леонидович

**РАСПЕРЕДЕЛЕНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ  
ЭНЕРГИИ НА ПРЕДПРИЯТИЯХ**

Учебное пособие

Редактор О. А. Фирсова

Подписано в печать 11.04.2006. Формат 60×84/16.

Бумага офсетная. Печать трафаретная.

Усл. печ. л. 5,35. Тираж 100 экз.

Заказ

Ульяновский государственный технический университет

432027, г. Ульяновск, ул. Сев. Венец, д. 32.

Типография УлГТУ, 432027, г. Ульяновск, ул. Сев. Венец, д. 32.