

МИНОБРНАУКИ РОССИИ
Федеральное бюджетное государственное образовательное
учреждение высшего образования
«Майкопский государственный технологический университет»

Кафедра строительных и общепрофессиональных дисциплин

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ С ОСНОВАМИ ЭЛЕКТРОТЕХНИКИ

Учебное пособие
для подготовки бакалавров всех форм обучения
по направлению «Строительство»

Майкоп-2015

УДК 621. 316.1 (07)

ББК 31. 279

Э-45

Рецензенты: доктор техн. наук Меретуков З.А.

канд. техн. наук Черненко А.Б.,

Составитель: доцент кафедры строительных и общепрофессиональных дисциплин, кандидат педагогических наук Барышова Т. Л.

Учебно-методическое пособие по дисциплине «Электроснабжение с основами электротехники» для подготовки бакалавров направления «Строительство» / Т.Л. Барышова – Майкоп: ИП О. Магарин. - 2015. – 285 с.

Учебное пособие предназначено для подготовки к лекционным и практическим занятиям. В нем излагаются основные теоретические сведения, примеры расчетов по дисциплине «Электроснабжение с основами электротехники», необходимые для решения практических задач. По всем разделам сформулированы задачи для самостоятельного решения и необходимые справочные материалы. В приложении представлены справочные таблицы для выполнения заданий по темам.

© Майкопский государственный
технологический университет, 2015.

Барышова Т.Л., 2015

Предисловие

Дисциплина «Электроснабжение с основами электротехники» является необходимой для подготовки будущих работников сферы строительства и коммунального хозяйства. Структура предлагаемого издания соответствует требованиям ФГОС ВПО третьего поколения к изучению курса «Электроснабжение с основами электротехники» для направления «Строительство» и предназначено для обеспечения такой профессиональной подготовки специалистов, при которой они будут располагать системой знаний, необходимых для решения профессиональных вопросов и практических задач.

Данное учебное пособие содержит основные теоретические материалы по темам, практические задания и примеры их решения, справочные материалы, необходимые для их выполнения. На основе решений производится анализ проектов обеспечения систем электроснабжения и характеристик оборудования, находящегося в системе.

Необходимость данного пособия обусловлена тем, что большинство учебников и учебных пособий по заданной дисциплине не ориентированы на студентов этой специальности и включают вопросы, которые изучаются в других дисциплинах. Кроме того, учебная литература, как правило, ориентирована на отдельные разделы электроснабжения, такие как: электроснабжение промышленных предприятий, электроснабжение городов, электроснабжение транспорта, электроснабжение сельскохозяйственных потребителей.

Целью данного издания является формирование у обучающихся знаний, умений и навыков для расчетов электрических сетей, выбора двигателей, трансформаторов, освещения, коммутационной и защитной аппаратуры, схем электроснабжения при проектировании, монтаже и эксплуатации СЭС. Наличие данного пособия не освобождает студентов от необходимости использования другой нормативно-технической документации при детальной проработке отдельных вопросов проектирования.

Введение

Система электроснабжения является частью электроэнергетики промышленности, транспорта, агропромышленного комплекса и всех остальных составляющих, обеспечивающих жизнедеятельность граждан, может быть определена от границы раздела «предприятие – энергосистема» до каждого электроприемника. При проектировании системы электроснабжения (СЭС) решаются следующие основные задачи:

- определение электрических нагрузок характерных групп электроприводов и узлов нагрузок, а также проектируемого объекта в целом;
- определение структуры СЭС: числа и места размещения трансформаторных и преобразующих подстанций, распределительных устройств, числа и мощности силовых трансформаторов, средств компенсации реактивной мощности, схем электрических соединений элементов СЭС;
- определение рационального напряжения системы питания и распределения электрической энергии;
- выбор способа транспорта электрической энергии, как системы питания, так и системы распределения;
- выбор конструктивного исполнения и типов электрооборудования с учетом условий их функционирования, требований надежности, экономичности и безопасности; определение технических средств для обеспечения электробезопасности.

Решение задач проектирования и эксплуатации СЭС постоянно усложняется, т.к. совершенствуются и внедряются новые энергосберегающие технологии, обновляется электрооборудование, повышаются требования к качеству электрической энергии и надежности электроснабжения. Многообразие условий, которые необходимо учитывать при проектировании электроснабжения объектов предполагает анализ требований, предъявляемых к электроснабжению производством или отраслью промышленности.

Глава 1. Общие понятия, определения и соотношения теории электрических цепей

Электрическая энергия передается от источника по проводам к техническим устройствам, ее потребляющим, которые называются электроприемниками. Для передачи и распределения электроэнергии составляют электрические цепи.

Электрическая цепь – это состоящий из отдельных элементов замкнутый путь для электрического тока. Любой замкнутый путь, проходящий по одной или нескольким ветвям, называется **электрическим контуром**.

Ветвь – это участок цепи с одним и тем же током, образованный одним или последовательно соединенными элементами. **Узел** – это точка цепи, в которой сходятся не менее трех ветвей.

Графическое изображение электрической цепи, показывающее последовательность соединения элементов, называется **схемой**. Схемы бывают принципиальные, структурные, логические. Для расчета и анализа реальная электрическая цепь графически может быть представлена в виде расчетной электрической схемы (схемы замещения). В этой схеме вспомогательные элементы цепи обычно не изображаются, сопротивление соединительных проводов, если оно намного меньше сопротивления других элементов цепи, не учитывают, а реальные потребители электрической энергии заменяются их электрическими параметрами.

Любая электрическая цепь характеризуется током, напряжением и электродвижущей силой (ЭДС).

Электрическим током называется упорядоченное движение электрических зарядов. Электрический ток оказывает слабое или сильное воздействие на соседние токи и намагниченные тела. По роду тока электрические цепи делятся на цепи постоянного тока и цепи переменного тока.

Сила тока зависит от величины заряда, который протекает по цепи за определенную единицу времени:

$$I = \frac{q}{t}, \quad i = \frac{dq}{dt}$$

где I – постоянное значение тока, А;

i – переменное значение тока, А.

По электропроводности – способности проводить ток, все материалы делятся на проводники, полупроводники и диэлектрики.

Перемещаясь, заряды совершают работу, называемую работой тока, а способность тока совершать работу называют электрической энергией.

Напряжение — это работа тока единичного положительного заряда на определенном участке электрической цепи:

$$U_{12} = \frac{A_{12}}{q}$$

Работа по перемещению единичного положительного заряда вдоль замкнутой цепи называется *электродвижущей силой (ЭДС)*:

$$E = \frac{A}{q}$$

Эту работу совершает источник, который мы называем источником электроэнергии или источником питания.

Для любой цепи ЭДС источника равна сумме напряжений всех участков цепи, т.е. уравнение электрического состояния имеет вид:

$$E = \sum U_i$$

Напряжение и ЭДС измеряются в вольтах (В).

Электрическая энергия, вырабатываемая источником питания в определенный период времени, определяется по закону Джоуля-Ленца:

$$W = EIt$$

Каждый элемент цепи имеет один или несколько параметров, с помощью которых могут быть учтены его свойства.

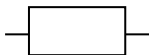
Основная характеристика – *электрическое сопротивление*, которое представляет собой меру противодействия материала элементу установлению в нем электрического тока.

Для проводника оно определяется по формуле:

$$R = \rho \frac{\ell}{S} \text{ (Ом)},$$

где ρ – удельное сопротивление материала, Ом·мм²/м;

ℓ , S – длина, м и сечение, мм².

Элементы цепи, имеющие параметром только электрическое сопротивление, называются *резисторами*. 

Сопротивление линейного резистора не зависит от значения и направления тока и напряжения: $R = \frac{U}{I} = \text{const} \text{ (Ом)}$

Линейная зависимость между током и напряжением называется *законом Ома*, который для пассивного участка имеет вид:

$$I = \frac{U_R}{R} \text{ (А)} \quad \text{или} \quad U_R = RI$$

В этом случае $U_R = RI$ – называют напряжением на зажимах резистора.

Закон Ома для всей цепи (или активного участка) записывается:

$$I = \frac{E}{R_{\text{н}} + R_0}$$

где $R_{\text{н}}$ – общее (эквивалентное) сопротивление внешней цепи, Ом;

R_0 – внутреннее сопротивление источника, Ом.

При расчете электрических цепей иногда удобнее пользоваться не сопротивлением, а величиной обратной сопротивлению: $g = 1/R$ – электрическая проводимость, измеряемая в Сименсах (См). Проводимость и сопротивление – величины обратно пропорциональные: чем меньше сопротивление, тем больше проводимость и наоборот.

В этом случае закон Ома для участка цепи запишется в виде:

$$I = Ug$$

В действующей цепи электрическая энергия источника питания преобразуется в другие виды энергии. Каждый элемент цепи, через который протекает электрический ток, нагревается. С помощью сопротивления R учитывают способность реального элемента необратимо преобразовывать электрическую энергию в теплоту:

$$W_T = Q = I^2 R t \quad (\text{Вт} \cdot \text{с})$$

Скорость преобразования электрической энергии в тепловую называется электрической мощностью: $P = \frac{W_T}{t}$ и, собственно, представляет собой количество электрической энергии в единицу времени.

Электрическая мощность резистора определяется по формулам:

$$P = U_R I = \frac{U_R^2}{R} = I^2 R$$

Пример 1.1. Для электрической цепи постоянного тока со смешанным соединением резисторов определить эквивалентное сопротивление цепи; токи во всех ветвях и общий ток цепи; напряжения на всех участках и на зажимах цепи; мощность, развиваемую источником и расход энергии за 8 часов работы. Внутренним сопротивлением источника и сопротивлением проводов пренебречь.

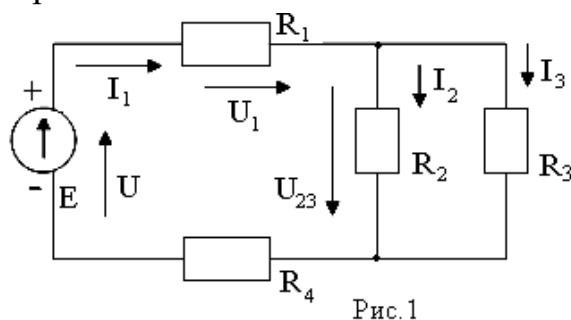


Рис. 1

Дано: $E=36\text{В}$,

$R_1=4\text{ Ом}$,

$R_2=3\text{ Ом}$,

$R_3=6\text{ Ом}$,

$R_4=6\text{ Ом}$

Рис. 1.1 Цепь постоянного тока

Решение:

Резисторы R_2 и R_3 соединены параллельно. Их эквивалентные проводимость и сопротивление определяются по формулам:

$$g_{23} = g_2 + g_3 = \frac{1}{R_2} + \frac{1}{R_3} = \frac{1}{3} + \frac{1}{6} = \frac{3}{6} = 0,5(\text{См})$$

$$R_{23} = \frac{1}{g_{23}} = \frac{1}{0,5} = 2(\text{Ом})$$

Резисторы R_1 , R_{23} и R_4 соединены последовательно, поэтому эквивалентное сопротивление всей цепи равно:

$$R_{\Sigma} = R_1 + R_{23} + R_4 = 4 + 2 + 6 = 12(\text{Ом})$$

Так как внутреннее сопротивление источника принято равным нулю, то напряжение на зажимах цепи равно ЭДС: $U = E = 36 \text{ (В)}$

Ток в неразветвленной части цепи, согласно закону Ома, равен:

$$I_1 = \frac{U}{R_{\Sigma}} = \frac{36}{12} = 3(\text{А})$$

Для определения токов в ветвях нужно найти напряжение, приложенное к разветвлению. По второму закону Кирхгофа можно записать уравнение для напряжений:

$$U = U_1 + U_{23} + U_4$$

где напряжения на участках с резисторами R_1 , R_{23} и R_4 соответственно равны:

$$U_1 = I_1 R_1 = 3 \cdot 4 = 12 \text{ (В)}$$

$$U_4 = I_1 R_4 = 3 \cdot 6 = 18 \text{ (В)}$$

$$U_{23} = U - U_1 - U_4 = 36 - 12 - 18 = 6 \text{ (В)}$$

Токи в ветвях определяются:

$$I_2 = \frac{U_{23}}{R_2} = \frac{6}{3} = 2(\text{А})$$

$$I_3 = \frac{U_{23}}{R_3} = \frac{6}{6} = 1(\text{А})$$

Мощность, развиваемая источником, равна:

$$P = EI_1 = 36 \cdot 3 = 108 \text{ (Вт)}$$

Соответственно, расход энергии:

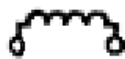
$$W = Pt = 108 \cdot 8 = 864 \text{ (Вт·ч)}$$

Проверку задачи рекомендуется провести составлением уравнения баланса мощностей.

В цепях переменного тока электрическое сопротивление резистора называется **активным сопротивлением**, так как зависит от частоты изменения тока: чем больше частота, тем больше активное сопротивление. Мощность резистора тогда также называется активной.

Одним из основных элементов электротехнических устройств является магнитная система, состоящая из магнитной цепи (сердечников) и источника магнитного поля – обмотки с током. Магнитная цепь – это система магнитопроводов, по которым замыкается магнитный поток. По способности концентрировать магнитное поле (магнитной проницаемости) материалы делятся на три группы: диамагнитные (магнитные диэлектрики, например, Cu), парамагнитные (магнитные полупроводники, воздух) и ферромагнитные (магнитные проводники Co, Fe, Ni и др.).

Обмотки электрических машин и аппаратов называют катушками индуктивности.



Все характеристики катушки индуктивности связаны параметром, который называется **индуктивностью катушки**:

$$L = \mu_0 \mu \frac{w^2 S}{\ell} \text{ Гн}$$

где $\mu_0 = 4\pi \cdot 10^{-7}$ – магнитная постоянная, Гн/м;

μ – относительная магнитная проницаемость материала;

S, ℓ - сечение, мм² и длина, м;

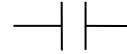
w - число витков.

Из курса физики известно, что если по проводнику протекает ток, то вокруг него возникает магнитное поле. Энергия, которая накапливается в магнитном поле катушки индуктивности, определяется:

$$W_m = \frac{LI^2}{2}$$

где I – величина тока, протекающего по обмотке, А;

Устройства, состоящие из двух проводников (обкладок) и диэлектрика между ними, называются конденсаторами и характеризуются способностью накапливать электрические заряды.



Параметр, связывающий характеристики конденсатора, называется **электрической емкостью**:

$$C = \frac{\epsilon_a S}{d}$$

где C – электрическая емкость, Ф;

ϵ_a – абсолютная диэлектрическая проницаемость диэлектрика, Ф/м;

S – площадь обкладки, м²;

d – расстояние между обкладками, м.

Вследствие явления электростатической индукции потенциал зависит от электрических полей окружающих тел. Энергия, которая накапливается в электрическом поле конденсатора, определяется:

$$W_{\text{э}} = \frac{1}{2} CU^2$$

U – разность потенциалов между обкладками, В

Способность противодействовать переменному току элементов, обладающих индуктивностью и емкостью, называется **реактивным сопротивлением**. Выделяют три вида реактивного сопротивления:

индуктивное $x_L = 2\pi fL$;

емкостное $x_C = \frac{1}{2\pi fC}$

и, собственно, реактивное: $x = x_L - x_C$.

Реактивное сопротивление зависит от частоты изменения тока в электрической сети. Стандартная частота сети в России равна 50 Гц.

В электрических цепях переменного тока наиболее часто используют синусоидальную форму, характеризующуюся тем, что все токи и напряжения являются синусоидальными функциями времени. Синусоидальная форма ЭДС обусловлена устройством генераторов и трансформаторов:

$$e = E_m \sin(\omega t + \varphi_e)$$

Под действием синусоидальной ЭДС возникает переменный синусоидальный ток и напряжение:

$$i = I_m \sin(\omega t + \varphi_i)$$

$$u = U_m \sin(\omega t + \varphi_u)$$

где e , i , u – мгновенные значения;

E_m , I_m , U_m – максимальные значения, называемые амплитудой колебаний;

$(\omega t + \varphi)$ – аргумент синуса - фаза синусоиды;

ω – угловая частота, с^{-1} ;

φ - начальная фаза, определяющая мгновенное значение синусоидальной величины в момент времени $t=0$.

Угловая частота, характеризующая скорость изменения электрического угла, определяется:

$$\omega = \frac{2\pi}{T} = 2\pi f$$

где T – период синусоиды - интервал времени, за который величина делает один цикл изменения (колебание), с ;

$f = 1/T$ – частота изменения, Гц .

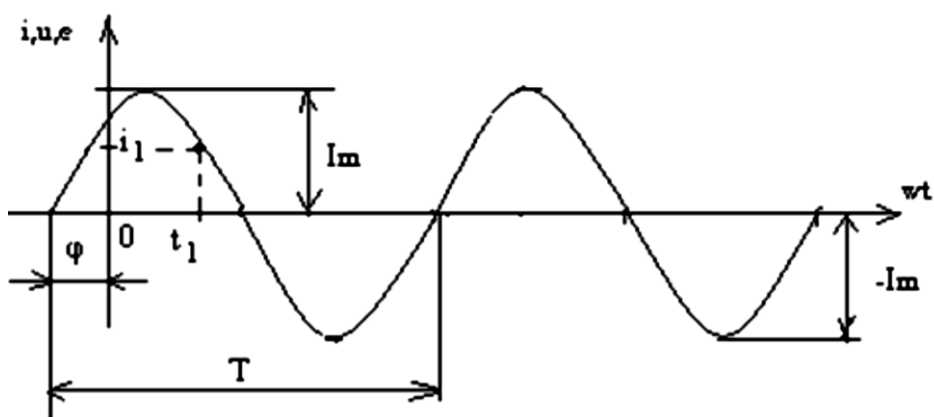


Рис. 1.2. Линейная (временная) диаграмма.

Важно знать, какое действие может вызвать ток независимо от времени и направления. Поэтому вводится понятие эффективного или действующего значения. Действующими значениями тока, напряжения и ЭДС являются

соответствующие параметры такого постоянного тока, который, проходя через данный проводник за время, равное одному периоду, производит одинаковое с переменным током тепловое действие:

$$I=I_m/\sqrt{2}; \quad U=U_m/\sqrt{2}; \quad E=E_m/\sqrt{2}.$$

В действующих значениях закон Ома будет иметь вид:

для активного сопротивления: $U_R=IR$

соответственно для реактивных: $U_L=Ix_L$ и $U_C=Ix_C$

Так как в цепях переменного тока происходит непрерывное изменение тока и напряжения, то во всех элементах цепи происходит преобразование электромагнитной энергии, которое сопровождается выделением теплоты, значит, все элементы цепи обладают одновременно активным сопротивлением R , индуктивностью L и емкостью C . Комплексное сопротивление цепи переменному току состоит из двух составляющих – активного и реактивного:

$$\underline{Z}=R\pm jx$$

где $j=\sqrt{-1}$ – мнимая единица.

Любое комплексное число имеет:

модуль $Z=\sqrt{R^2 + X^2}$ - полное сопротивление цепи;

аргумент $\varphi=x/R=\varphi_u-\varphi_i$ - угол сдвига фаз между током и напряжением.

Напряжение на зажимах цепи переменного тока с параметрами R , L и C по закону Ома:

$$U=IZ$$

В цепях переменного тока углы сдвига фаз образуются между ЭДС, токами, напряжениями и мощностями. Для расчетов используются векторные диаграммы, где величины изображаются векторами. Векторные диаграммы цепей с параметрами R , L и C представляют собой прямоугольные треугольники, для которых справедливы следующие соотношения:

$U_R=UCos \varphi$	$R=ZCos\varphi$	$P=SCos \varphi$
$U_X=USin \varphi$	$X=ZSin \varphi$	$Q=SSin \varphi$

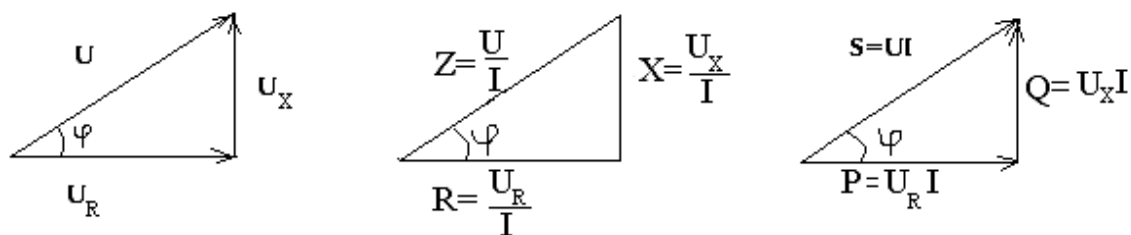


Рис. 1.3. Треугольники напряжений, сопротивлений и мощностей.

Мощность, потребляемая электроприемниками из сети, называется **полной**:

$$S = UI = I^2 Z = \frac{U^2}{Z} = \sqrt{P^2 + Q^2}$$

где P – активная мощность цепи, Вт;

Q – реактивная мощность цепи, ВАр

Активная мощность цепи: $P = U_R I = \frac{U_R^2}{R} = I^2 R$

Реактивная мощность цепи представляет собой интенсивность обмена энергией между источником и реактивным сопротивлением:

$$Q = Q_L - Q_C$$

соответственно с характером реактивного сопротивления:

индуктивная $Q_L = U_L I = \frac{U_L^2}{x_L} = I^2 x_L$

емкостная $Q_C = U_C I = \frac{U_C^2}{x_C} = I^2 x_C$

Коэффициент мощности – важный технико-экономический показатель, определяющий, какая часть полной мощности является полезной.

$$\cos \varphi = \frac{P}{S} = \frac{P}{\sqrt{P^2 + (Q_L - Q_C)^2}}$$

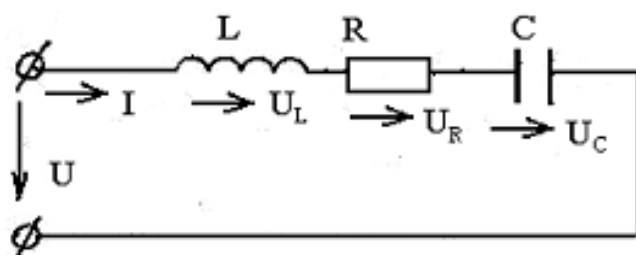
Из формулы видно, что увеличение $\cos \varphi$ ведет к уменьшению полной мощности S , т.к. активная мощность P зависит от мощности потребителей и считается постоянной (P -const). Снижение полной мощности приводит к уменьшению тока, потерь напряжения и потерь мощности, а значит – к уменьшению габаритов, массы и стоимости трансформаторов и генераторов.

При постоянной полной мощности $S = \text{const}$ увеличение $\cos \varphi$ достигается путем компенсации реактивной мощности Q и увеличением активной мощности, что позволяет увеличить число потребителей в сети. Таким образом, увеличение коэффициента мощности обеспечивает наиболее экономичный режим работы электротехнических устройств и цепи в целом.

Реактивная мощность не совершает полезной работы, но оказывает заметное влияние на режим работы цепи, поэтому при расчетах учитывается полная мощность цепи:

$$\sin \varphi = \frac{U_x}{U} = \frac{X}{Z} = \frac{Q}{S}$$

Пример 1.2. Для неразветвленной электрической цепи синусоидального тока, состоящей из резистора, катушки индуктивности и конденсатора (Рис. 1.4.), определить полное сопротивление цепи; ток в цепи и угол сдвига фаз между током и напряжением на зажимах цепи; напряжения на всех участках; активную, реактивную и полную мощности цепи.



Дано: $U = 100 \text{ В}$

$R = 3,5 \text{ Ом}$

$x_L = 18 \text{ Ом}$

$x_C = 6 \text{ Ом}$

Рис. 1.4. Цепь переменного тока

Решение:

Реактивное сопротивление цепи равно:

$$x = x_L - x_C = 18 - 6 = 12 \text{ (Ом)}$$

Полное сопротивление определяется:

$$Z = \sqrt{R^2 + x^2} = \sqrt{(3,5)^2 + 12^2} = 12,5 \text{ (Ом)}$$

Ток в цепи определяется по закону Ома:

$$I = \frac{U}{Z} = \frac{100}{12,5} = 8 \text{ (А)}$$

Мощности активная, реактивная и полная, соответственно, равны:

$$P = U_R I = 28 \cdot 8 = 224 \text{ (Вт)}$$

$$Q=U_L I=144 \cdot 8=768 \text{ (Var)}$$

$$S=UI=100 \cdot 8=800 \text{ (ВА)}$$

Угол сдвига фаз между током и напряжением может быть найден по любой тригонометрической функции в таблице Брадиса.

$$\text{Например, } \sin \varphi = \frac{x}{z} = \frac{12}{12,5} = 0,96, \text{ а угол } \varphi = 73,5^\circ.$$

Построение векторной диаграммы представляет собой определение геометрической суммы составляющих напряжения цепи:

$$\vec{U} = \vec{U}_R + \vec{U}_L + \vec{U}_C$$

Напряжения на зажимах каждого элемента цепи определяются:

$$U_R = IR = 8 \cdot 3,5 = 28 \text{ (В)}$$

$$U_L = Ix_L = 8 \cdot 18 = 144 \text{ (В)}$$

$$U_C = Ix_C = 8 \cdot 6 = 48 \text{ (В)}$$

Трёхфазная цепь состоит из трех однофазных цепей переменного тока и является частным случаем многофазных систем, в которых действуют синусоидальные ЭДС, создаваемые общим источником энергии. Отдельные цепи многофазной системы называются фазами. В трёхфазной системе отдельные фазы соединяют между собой. Наиболее распространенными являются схемы «звезда» и «треугольник».

В трёхфазной системе электрических цепей существует трёхфазная система ЭДС, токов и напряжений. Различают *линейные и фазные* величины.

Фазным называется напряжение между началом и концом фазы:

у источника электроэнергии: U_A, U_B, U_C

у электроприемника: U_a, U_b, U_c

Положительные направления фазных напряжений от начала обмоток к их концу (U_A - от А к Х).

Линейным называется напряжение между линейными проводами, которые присоединены к началам фаз А, В, и С:

$$U_{AB}, U_{BC}, U_{CA}$$

$$U_{ab}, U_{bc}, U_{ca}$$

Положительные направления линейных напряжений указываются порядком букв в индексе (U_{AB} - от А к В)

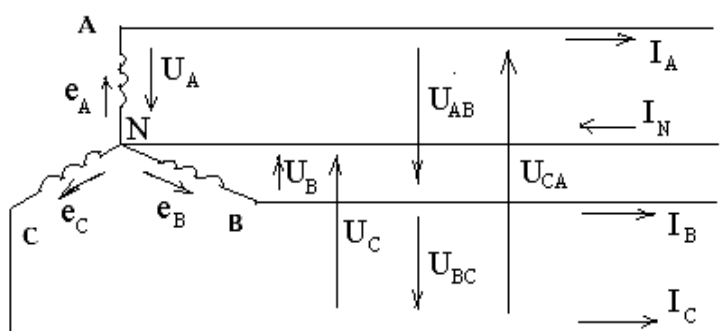
Симметричность в устройстве трехфазного источника обуславливает симметричную систему ЭДС, токов и напряжений.

$$U_A = U_B = U_C = U_\phi$$

$$\varphi_A = \varphi_B = \varphi_C = 120^\circ$$

$$U_{AB} = U_{BC} = U_{CA} = U_L$$

При соединении «звездой» концы X, Y, Z соединяют в один общий узел,



называемый нейтральной (или нулевой) точкой N. Такая схема может быть 4х-проводной с нейтральным проводом или 3х-проводной - без него.

Рис.1.5. Соединение «Звезда».

Линейные провода присоединяются к началам фаз А, В, С.

Соотношение между фазным и линейным напряжением для «звезды» определится:

$$U_L = \sqrt{3} U_\phi$$

Нагрузку можно подключить к зажимам:

- А-N, В-N, С-N – на фазное напряжение,
- А-В, В-С, С-А – на линейное напряжение.

Провод, соединяющий нейтральные точки источника и приемника, называется нейтральным (или нулевым) проводом. Напряжение между нейтральными точками источника и приемника называется **напряжением смещения нейтрали**:

$$U_N = \varphi_n - \varphi_N = I_N Z_N$$

где I_N , Z_N – ток и сопротивление нейтрального провода.

Направление напряжения смещения нейтрали зависит от последовательности фаз и характера нагрузки.

В трехфазных цепях различают два основных режима работы цепи – несимметричный и симметричный. Несимметричный режим возникает при подключении однофазных приемников, симметричный – трехфазных приемников. К **однофазным** приемникам относятся электрические лампы накаливания и другие осветительные приборы, различные бытовые приборы, однофазные двигатели и т.д. К **трехфазным** приемникам относятся трехфазные асинхронные двигатели и индукционные печи.

Соответственно, приемники могут быть **симметричными**:

$$Z_a = Z_b = Z_c = Z_\phi \quad \text{и} \quad \varphi_a = \varphi_b = \varphi_c$$

Если это условие не выполняется, то приемники **несимметричные**.

При этом нагрузка может быть:

- *равномерная* $Z_A = Z_B = Z_C$ $\varphi_A \neq \varphi_B \neq \varphi_C$
- *однородная* $Z_A \neq Z_B \neq Z_C$ $\varphi_A = \varphi_B = \varphi_C$
- *неравномерная и неоднородная* $Z_A \neq Z_B \neq Z_C$ $\varphi_A \neq \varphi_B \neq \varphi_C$

Ток нейтрального провода называется **нейтральным** и направлен всегда к источнику. Величина нейтрального тока определяется по 1 закону Кирхгофа как алгебраическая (или геометрическая) сумма линейных токов:

$$\vec{I}_N = \vec{I}_A + \vec{I}_B + \vec{I}_C$$

где I_A, I_B, I_C – линейные (они же фазные) токи, А

Фазные токи определяются по закону Ома:

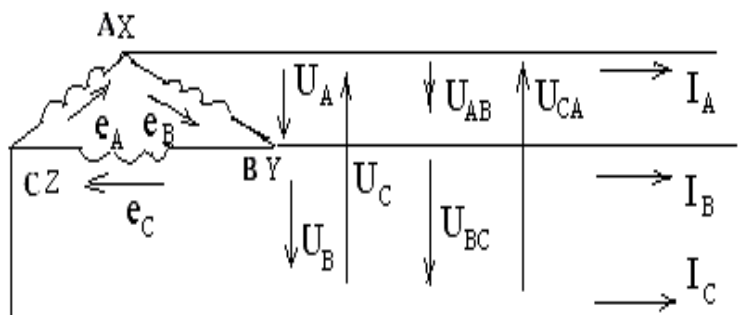
$$I_\phi = \frac{U_\phi}{Z_\phi}$$

В несимметричном режиме фазный ток определяется для каждой фазы, т.к. $I_a \neq I_b \neq I_c$, в симметричном – достаточно рассчитывать одну фазу.

В несимметричном режиме $I_N \neq 0$, поэтому электрическая цепь обязательно должна иметь нейтральный провод. **Обрыв нейтрального провода**

– **аварийный режим**, поэтому защитное отключение провода не предусматривается (предохранители не устанавливаются).

В симметричном режиме $I_N=0$, тогда нейтральный провод не нужен и может быть отключен – режим работы цепи не изменится. Напряжение $U_N=0$ независимо от сопротивления нейтрального провода Z_N .



При соединении «треугольником» конец 1-й обмотки X соединен с началом 2-й – В, конец 2-й – У – с началом 3-й – С, конец 3-й – Z – с началом 1-й – А.

Рис. 1.6. Соединение «Треугольник».

Линейные провода присоединяются к вершинам треугольника.

Соотношение между линейным и фазным напряжением для «треугольника» записывается: $U_L = U_\Phi$

Нагрузку подключают к точкам AZ, BX, CY только на линейное напряжение.

В несимметричном режиме линейные токи определяются по 1 закону Кирхгофа для узлов:

$$\bar{I}_A = \bar{I}_{ab} - \bar{I}_{ca}$$

$$\bar{I}_B = \bar{I}_{bc} - \bar{I}_{ab}$$

$$\bar{I}_C = \bar{I}_{ca} - \bar{I}_{bc}$$

где $\bar{I}_{ab}$, $\bar{I}_{bc}$, $\bar{I}_{ca}$ – фазные токи, А.

Ток определяется для каждой фазы по формуле: $I_\Phi = \frac{U_\Phi}{Z_\Phi} = \frac{U_L}{Z_\Phi}$

В симметричном режиме достаточно рассчитывать одну фазу, соотношение между линейными и фазными токами определится:

$$I_L = \sqrt{3} I_\Phi$$

Определение мощности в трехфазных цепях не зависят от схемы соединения источника и приемника.

В несимметричном режиме активная, реактивная мощность рассчитывается для каждой фазы как для однофазной цепи, а для всей системы будет равна сумме соответственных мощностей фаз:

$$\begin{aligned} P &= P_a + P_b + P_c & \text{или} & & P &= P_{av} + P_{bc} + P_{ca} \\ Q &= Q_a + Q_b + Q_c & \text{или} & & Q &= Q_{av} + Q_{bc} + Q_{ca} \end{aligned}$$

Полная мощность определяется по формуле:

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

Коэффициент мощности: $\cos\varphi = P/S$

В симметричном режиме достаточно рассчитывать одну фазу:

$$\begin{aligned} P &= 3P_\phi = 3U_\phi I_\phi \cos\varphi = \sqrt{3}U_L I_L \cos\varphi = 3I_\phi^2 R_\phi \\ Q &= 3Q_\phi = 3U_\phi I_\phi \sin\varphi = \sqrt{3}U_L I_L \sin\varphi = 3I_\phi^2 X_\phi \\ S &= 3U_\phi I_\phi = \sqrt{3}U_L I_L = \sqrt{P^2 + Q^2} \end{aligned}$$

Пример 1.3. В трехфазную электрическую цепь с линейным напряжением U_L сначала по схеме «звезда» (Рис. 1.7а), а затем по схеме «треугольник» (Рис. 1.7б), включена несимметричная нагрузка. Определить токи в фазах нагрузки; углы сдвига между фазными токами и напряжениями; активную, реактивную и полную мощности фаз и всей цепи.

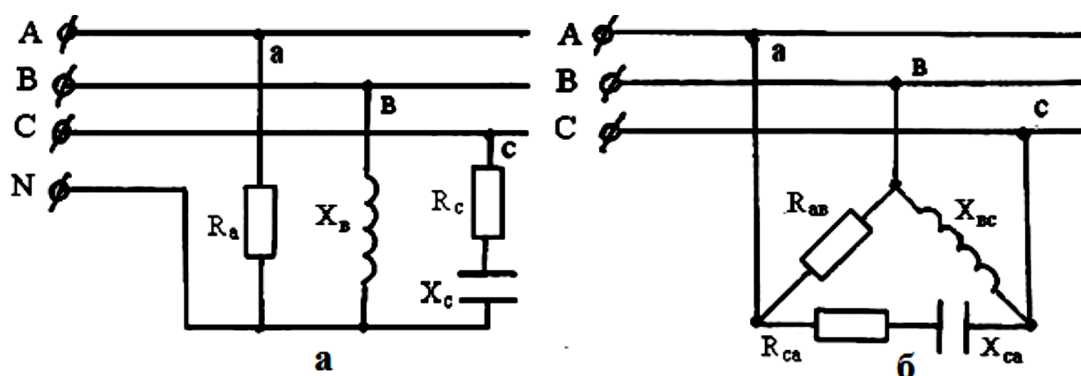


Рис. 1.7. Соединение фаз нагрузки: а – звездой; б - треугольником

Решение:

Учитывая, что полное сопротивление и характер нагрузки каждой фазы зависит от сочетания активных и реактивных сопротивлений и не зависит от способа соединения фаз, и для «звезды» и для «треугольника»:

Полное сопротивление определяется:

$$Z_{\Phi} = \sqrt{R_{\Phi}^2 + X_{\Phi}^2}$$

$$Z_{aB} = Z_a = R_a = 20 \text{ (Ом)}$$

$$Z_{BC} = Z_B = X_B = 16 \text{ (Ом)}$$

$$Z_{CA} = Z_N = \sqrt{32^2 + 24^2} = 40 \text{ (Ом)}$$

1. Фазное напряжение для соединения по схеме «звезда» определяется из соотношения:

$$U_{\Phi} = \frac{U_{\text{л}}}{\sqrt{3}} = \frac{240}{1,73} = 138,73 \text{ (В)}$$

Фазные токи (они же линейные):

для фазы А:

$$I_A = \frac{U_A}{Z_A} = \frac{138,73}{20} = 6,94 \text{ (А)}$$

для фазы В:

$$I_B = \frac{138,73}{16} = 8,67 \text{ (А)}$$

для фазы С:

$$I_C = \frac{138,73}{40} = 3,47 \text{ (А)}$$

Углы сдвига между фазными напряжениями и токами определяются:

$$\cos \varphi_{\Phi} = \frac{R_{\Phi}}{Z_{\Phi}} \quad \sin \varphi_{\Phi} = \frac{X_{\Phi}}{Z_{\Phi}} ;$$

$$\cos \varphi_a = 1, \quad \sin \varphi_a = 0, \quad \varphi_a = 0^{\circ}$$

$$\cos \varphi_b = 0, \quad \sin \varphi_b = 1, \quad \varphi_b = 90^{\circ}$$

$$\cos \varphi_c = 32/40 = 0,8, \quad \sin \varphi_c = -24/40 = -0,6, \quad \varphi_c = -36^{\circ}$$

Активная, реактивная и полная мощность цепи:

$$P = P_a + P_b + P_c,$$

$$Q = Q_a + Q_b + Q_c,$$

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

активная мощность для каждой фазы нагрузки: $P_{\Phi} = U_{\Phi} I_{\Phi} \cos \varphi_{\Phi}$

$$P_a = 138,73 \cdot 6,94 \cdot 1 = 962,79 \text{ (Вт)},$$

$$P_B = 138,73 \cdot 8,67 \cdot 0 = 0 \text{ (Вт)}$$

$$P_C = 138,73 \cdot 3,47 \cdot 0,8 = 385,11 \text{ (Вт)}$$

$$P_Y = 962,79 + 385,11 = 1347,9 \text{ (Вт)}$$

реактивная мощность для каждой фазы нагрузки: $Q_\phi = U_\phi I_\phi \sin \phi_\phi$

$$Q_A = 138,73 \cdot 6,94 \cdot 0 = 0 \text{ (ВАр)}$$

$$Q_B = 138,73 \cdot 8,67 \cdot 1 = 1202,79 \text{ (ВАр)}$$

$$Q_C = 138,73 \cdot 3,47 \cdot (-0,6) = -288,84 \text{ (ВАр)}$$

$$Q_Y = 1202,79 - 288,84 = 913,95 \text{ (ВАр)}$$

полная мощность в трехфазной цепи:

$$S = \sqrt{(1347,9)^2 + (913,95)^2} = 1628,54 \text{ (ВА)}$$

2. Фазное напряжение для соединения по схеме «треугольник»: $U_\phi = U_{\text{л}}$.

Фазные токи:

$$I_{ab} = \frac{U_{\hat{a}\hat{b}}}{Z_{\hat{a}\hat{b}}} = \frac{240}{20} = 12 \text{ (А)}$$

$$I_{bc} = \frac{240}{16} = 15 \text{ (А)}$$

$$I_{ca} = \frac{240}{40} = 6 \text{ (А)}$$

Углы сдвига фаз также как и сопротивления фаз не зависят от схемы соединения, поэтому: $\phi_a = 0^\circ$ $\phi_b = 90^\circ$ $\phi_c = -36^\circ$

Активная, реактивная и полная мощность цепи:

$$P = P_{ab} + P_{bc} + P_{ca},$$

$$Q = Q_{ab} + Q_{bc} + Q_{ca},$$

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

активная мощность для каждой фазы нагрузки: $P_\phi = U_\phi I_\phi \cos \phi_\phi$

$$P_{ab} = 138,73 \cdot 12 \cdot 1 = 1664,76 \text{ (Вт)},$$

$$P_{bc} = 138,73 \cdot 15 \cdot 0 = 0 \text{ (Вт)}$$

$$P_{ca} = 138,73 \cdot 6 \cdot 0,8 = 665,91 \text{ (Вт)}$$

$$P_\Delta = 1664,76 + 665,91 = 2330,67 \text{ (Вт)}$$

реактивная мощность для каждой фазы нагрузки: $Q_{\phi}=U_{\phi}I_{\phi}\sin\varphi_{\phi}$

$$Q_{ав}=138,73 \cdot 12 \cdot 0=0 \text{ (ВАр)}$$

$$Q_{вс}=138,73 \cdot 15 \cdot 1=2080,95 \text{ (ВАр)}$$

$$Q_{са}=138,73 \cdot 6 \cdot (-0,6)=-499,43 \text{ (ВАр)}$$

$$Q_{\Delta}=2080,95-499,43=2580,38 \text{ (ВАр)}$$

полная мощность в трехфазной цепи:

$$S = \sqrt{(2330,67)^2 + (2580,38)^2} = 3477,12 \text{ (ВА)}$$

Схемы соединения приемников не зависят от схем соединения фаз источника. При выборе схемы следует исходить из того, что на зажимах каждой фазы трехфазного потребителя или на зажимах однофазного потребителя было напряжение, на которое они рассчитаны: U_n .

Поэтому необходимо учитывать три фактора:

1. номинальное напряжение сети: U_n ;
2. номинальное напряжение потребителя: $U_{\phi}=U_n$;
3. характер нагрузки – симметричная или несимметричная.

Вопросы для самопроверки:

1. Дать определение понятию «электрическая цепь».
2. Дать определение постоянного тока. Единицы измерения. Какое направление тока принимается за положительное?
3. Пояснить понятия «напряжение» и «ЭДС».
4. Записать обобщенный закон Ома.
5. Записать формулы для определения мощности резистора.
6. Дать определение величины «активное сопротивление цепи». Единицы измерения. Чем отличается активное сопротивление от электрического?
7. Дать определение величины «электрическая емкость». Единицы измерения. Конденсатор. Сопротивление конденсатора.
8. Дать определение величины «индуктивность». Единицы измерения. Катушка индуктивности. Сопротивление катушки индуктивности.

9. Как определяются мгновенные значения переменного тока, напряжения и ЭДС?

10. Объяснить, что такое фаза и сдвиг фаз. Дать понятие совпадающих, опережающих и отстающих по фазе величин.

11. Изобразить схемы трехфазной цепи соединения обмоток генератора. Записать соотношение фазных и линейных напряжений для «звезды» и «треугольника».

12. Изобразить схему трехфазной цепи при соединении фаз нагрузки звездой с определением фазных и линейных токов.

13. Пояснить роль нейтрального провода. Почему его обрыв считается аварийным режимом?

14. Изобразить схему трехфазной цепи при соединении фаз нагрузки треугольником с определением фазных и линейных токов.

15. Пояснить, что такое симметричный и несимметричный режимы работы трехфазной цепи.

Глава 2. Общая характеристика систем электроснабжения объектов

2.1. Характеристика и структура систем электроснабжения

Электроснабжением называют обеспечение потребителей электроэнергией, системой электроснабжения – совокупность электроустановок, предназначенных для обеспечения потребителей электроэнергией. Система электроснабжения может быть определена и как совокупность взаимосвязанных электроустановок, осуществляющих электроснабжение района, города, предприятия (организации).

Система электроснабжения (СЭС) – совокупность электроустановок, предназначенных для обеспечения потребителей электрической энергией.

Основными характеристиками СЭС являются:

- качественные характеристики;
- количественные характеристики;
- условия функционирования.

При проектировании на основании исходных данных – количественных характеристик и условий эксплуатации, необходимо обеспечить качественные характеристики СЭС.

Качественные характеристики СЭС – определяют работоспособность системы и характеризуются структурой и свойствами СЭС, а также условиями ее эксплуатации. Качественные характеристики в основном определяются требованиями к СЭС.

Количественные характеристики СЭС определяются количественными характеристиками ЭП их территориальным размещением и, как следствие, структурой СЭС.

Условия функционирования СЭС определяются влиянием условий окружающей природной среды, технико-технологическими и организационно-экономическими условиями.

В процессе эксплуатации СЭС необходимо рассматривать три возможных режима ее работы.

Нормальный режим СЭС – установившийся режим работы системы, при котором обеспечивается бесперебойное снабжение потребителей электроэнергией в необходимом количестве и установленного качества и продолжающийся как угодно долго.

Аварийный режим СЭС – кратковременный переходный режим, связанный с нарушением нормального режима и продолжающийся до отключения поврежденного элемента системы.

Послеаварийный режим СЭС – режим, в котором находится система в результате нарушения, и длящийся до восстановления нормального режима после локализации отказа.

Упрощенная схема электроснабжения объекта включает:

- источник питания (ИП);
- линии электропередачи (ЛЭП);
- пункт приема электрической энергии (ППЭ);
- распределительные сети;
- приемники электрической энергии (ЭП).

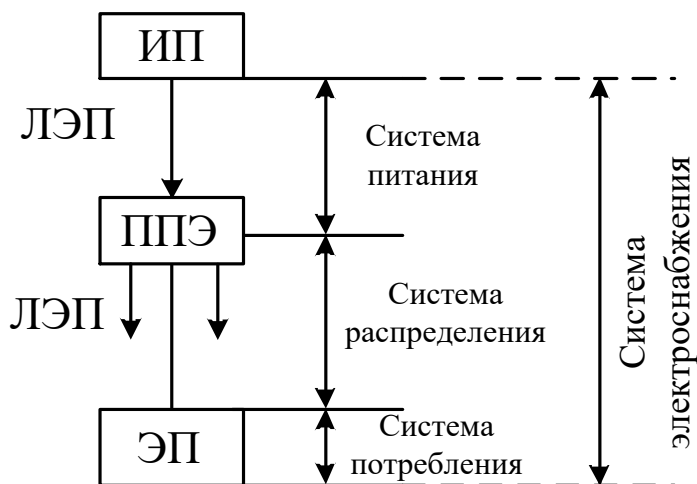


Рис. 2.1. Структура электроснабжения объекта.

Систему электроснабжения предприятия можно условно разбить на 3 части: систему питания, систему распределения и систему потребления (Рис. 1).

В качестве источника питания (ИП) могут быть электрическая станция или подстанция энергосистемы, электрическая станция предприятия. ЛЭП осуществляют передачу электрической энергии от ИП к предприятию.

Система электроснабжения условного предприятия от энергосистемы с указанием уровней электроснабжения приведена на рис. 2.

Первый уровень (1УР) – отдельный электроприемник – аппарат, механизм, установка, агрегат (станок) с многодвигательным приводом или другой группой электроприемников, связанных технологически или территориально и образующих единое изделие с определенной (документально обозначенной заводом-изготовителем) паспортной мощностью; питание по одной линии (отдельным приемником электрической энергии может быть трансформатор, преобразователь, преобразующие электроэнергию в электроэнергию же, но с другими параметрами по напряжению, роду тока, частоте, и питающие, обычно блочно, специфические электроприемники или их группы);

Второй уровень (2УР) – щиты распределительные и распределительные пункты напряжением до 1 кВ переменного и до 1,5 кВ постоянного тока, щиты управления и щиты станций управления, шкафы силовые, вводно-распределительные устройства, установки ячейкового типа, шинные выводы, сборки, магистрали;

Третий уровень (3УР) – щит низкого напряжения трансформаторной подстанции 10(6)/0,4 кВ или сам трансформатор (при рассмотрении следующего уровня – загрузка трансформатора с учетом потерь в нем);

Четвертый уровень (4УР) – шины распределительной подстанции РП 10(6) кВ (при рассмотрении следующего уровня – загрузка РП в целом);

Пятый уровень (5УР) – шины главной понизительной подстанции, подстанции глубокого ввода, опорной подстанции района;

Шестой уровень (6УР) – граница раздела предприятия и энергоснабжающей организации (заявляемый (договорной), присоединяемый, лимитируемый, контролируемый и отчетный уровень).

Указанное количество уровней, если рассматривать систему электроснабжения предприятия в целом, можно считать минимальным.

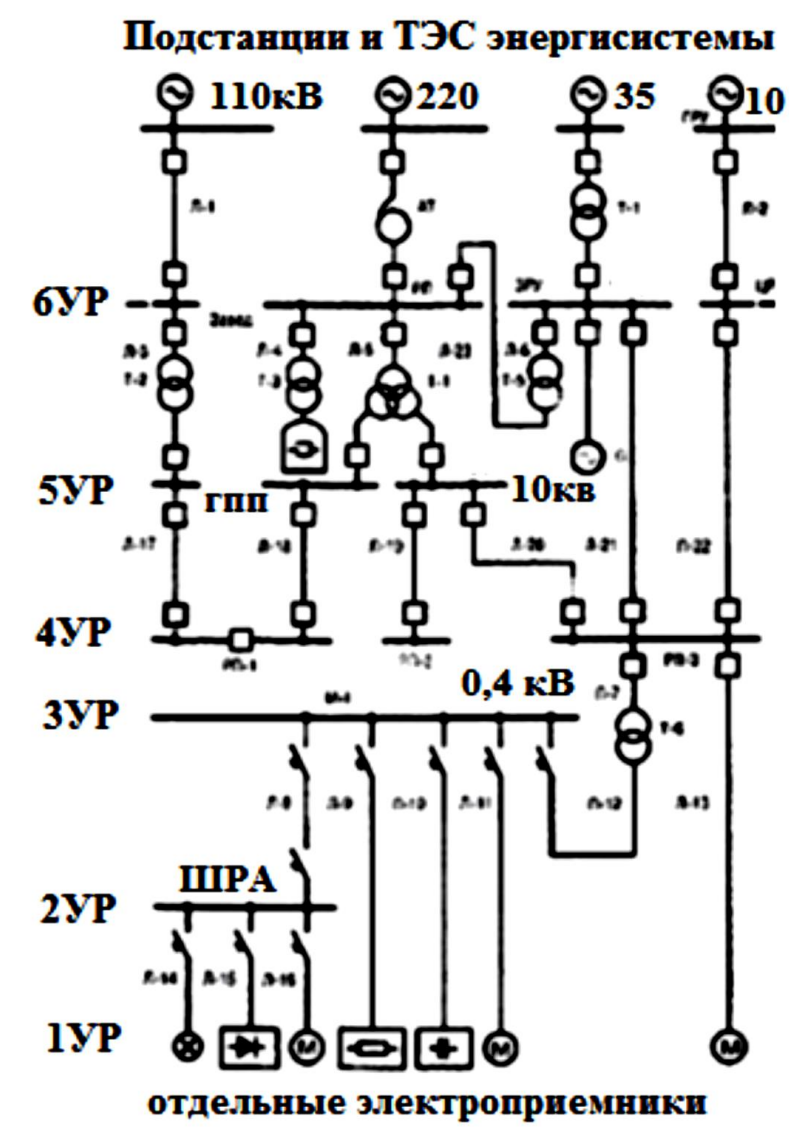


Рис. 2.2. Уровни системы электроснабжения предприятия.

2.3. Основные требования, предъявляемые к СЭС

Требования, предъявляемые к системе электроснабжения предприятий, в основном, зависят от характера электрических нагрузок, особенностей технологии производства, климатических условий, загрязненности окружающей среды и других факторов.

Экономичность систем электроснабжения. Система электроснабжения удовлетворяет требованиям экономичности если затраты на ее создание, эксплуатацию и развитие должны быть минимальны или минимальный срок окупаемости. При выполнении учебных проектов экономические расчеты при проектировании СЭС предприятия ограничиваются сравнением технических решений. При сравнении вариантов необходимо, чтобы они были технически равноценны и экономически сопоставимы. При равенстве показателей вариантов или незначительной разнице (5-10 %) следует отдавать предпочтение тому варианту, у которого лучше качественные показатели, который более перспективен с точки зрения развития предприятия (например, с более гибкой и удобной в эксплуатации схемой, новейшим оборудованием и т.п.).

Надежность электроснабжения потребителей. Надежность любой системы – это ее свойство выполнять заданные функции в заданном объеме и требуемого качества при определенных условиях функционирования. Применительно к СЭС одной из основных функций является бесперебойное снабжение потребителей электроэнергией в необходимом количестве и установленного качества. Надежность является сложным комплексным свойством и в зависимости от назначения объекта и условий функционирования может включать ряд единичных свойств (отдельно или в сочетании), основными из которых являются: сохраняемость, долговечность, безотказность, ремонтпригодность, режимная управляемость, устойчивость и живучесть. Для определения оптимального уровня надежности электроснабжения потребителей необходимо знать величину ожидаемого годового ущерба при перерывах электроснабжения, который определяется особенностями технологического процесса с учетом частоты и длительности перерывов электроснабжения.

Основные способы повышения надежности СЭС:

- повышение надежности источников питания;
- повышение надежности отдельных элементов СЭС;

- уменьшение числа последовательно включенных элементов в СЭС;
- усовершенствование релейной защиты и автоматики СЭС;
- совершенствование системы технического обслуживания и ремонта электроустановок;
- повышение квалификации обслуживающего персонала.

Выполнение своих функций при определенных условиях. Одним из основных условий функционирования электроустановок и СЭС в целом являются надежная работа при воздействии условий окружающей природной среды (погодно-климатические условия) и технико-технологических условий. Поэтому, при выборе элементов СЭС, необходимо учитывать: как климатические условия эксплуатации (макроклимат, включая загрязнение окружающей среды), так и технико-технологические условия эксплуатации (микроклимат: температура, влажность, запыленность, химически-агрессивные и пожаро-взрывоопасные зоны).

Безопасность и удобство эксплуатации. Безопасность СЭС – это свойство СЭС сохранять с некоторой вероятностью безопасное состояние при выполнении заданных функций в условиях, установленных нормативно-технической документацией (монтаж, эксплуатация и проведение ремонтных работ). Электробезопасность – система организационных и технических мероприятий и средств, обеспечивающих защиту людей от воздействия электрического тока, электромагнитного поля и статического электричества.

Возможность дальнейшего развития. На этапе проектирования СЭС должна, предусмотрена возможность ее реконструкции, при развитии производства предприятия, без значительных капитальных затрат.

Вопросы для самопроверки:

1. Что представляет собой система электроснабжения?
2. Сколько уровней (ступеней) системы электроснабжения существует?
3. Поясните особенности каждого из уровней системы электроснабжения.

4. Классифицируйте промышленные предприятия по величине электрической нагрузки и условиям подключения к соответствующему уровню системы электроснабжения.

5. Охарактеризуйте каждый из уровней системы электроснабжения, укажите напряжение и интервалы передаваемой мощности.

6. Выделите электрику известных Вам объектов и оцените ее относительную стоимость.

7. Перечислите требования, предъявляемые к системам электроснабжения.

8. Пояснить влияние условий окружающей среды на систему электроснабжения.

Глава 3. Классификация и характеристики электроустановок и приемников электрической энергии

3.1. Классификация электроустановок (ЭУ)

Система электроснабжения связана с технологическим процессом производства через электроустановки и приемники электрической энергии.

Потребитель – предприятие, организация, территориально обособленный цех, строительная площадка, квартира, у которых приемники электроэнергии присоединены к электрической сети и используют электрическую энергию.

Можно выделить следующие конкретные группы потребителей:

- 1) мини-потребитель, питающийся на низком напряжении со 2УР (~90 % всех потребителей РФ) и не имеющий электрослужбы;
- 2) мелкий потребитель, имеющий трансформаторные (один трансформатор или несколько) подстанции с высшим напряжением 10 (6) кВ (около 9 %);
- 3) средний потребитель, имеющий распределительные подстанции и развитое электрохозяйство со своей электрослужбой (~0,9 %);
- 4) крупный потребитель, имеющий главную понизительную подстанцию (подстанции) с высшим напряжением 35–500 кВ и специализированные цехи (подразделения в составе электрослужб).

Электроустановками называют совокупность машин, аппаратов, линий и вспомогательного оборудования (вместе с сооружениями и помещениями, в которых они установлены), предназначенных для производства, преобразования, передачи, накопления, распределения электрической энергии и/или преобразования ее в другой вид энергии.

Электрическое хозяйство промышленных предприятий – совокупность генерирующих, преобразующих, передающих электроустановок, посредством которых осуществляется снабжение предприятия электроэнергией и эффективное использование ее в процессе технологического производства.

Укрупнено, основную часть ЭУ можно разделить на следующие группы:

- силовые установки;
- электротермические установки;
- осветительные установки.

Первой и основной группой **силовых ЭУ** являются промышленные потребители электроэнергии - электрические двигатели (электромашин). Потребители этой группы создают нагрузку равномерную и симметричную по всем трем фазам. Мощность их колеблется в широких пределах от единиц до сотен кВт.

Электротермические установки составляют вторую обширную по назначению группу потребителей. Электротермические приемники в соответствии с методами нагрева делятся на следующие группы:

- дуговые печи для плавки черных и цветных металлов;
- установки индукционного нагрева для плавки и термообработки металлов;
- электрические печи сопротивления;
- электросварочные установки;
- термические коммунально-бытовые приборы.

Как правило, от электротермических установок зависит технология и, следовательно, требования к электроснабжению. Большая единичная мощность может определять не только систему электроснабжения предприятия, но и сооружение районных подстанций энергоснабжающей организации.

Третью обязательную группу электропотребления составляет электроосвещение (по нагрузке до десятков процентов).

Электроосветительные установки представляют однофазную нагрузку. Благодаря небольшой мощности электроприемников и при правильном распределении нагрузки по фазам можно считать нагрузку симметричной. Характер нагрузки равномерный. Коэффициент мощности зависит от типа источника света. В тех производствах, где отключение освещения угрожает безопасности людей, применяются специальное аварийное освещение.

3.2. Классификация приемников электрической энергии (ЭП)

Приемник электроэнергии – устройство (аппарат, агрегат, установку, механизм), в котором происходит преобразование электрической энергии в другой вид энергии (или в электрическую, но с другими параметрами) для ее использования.

Специфика технологических процессов различных производств предъявляет определенные требования к характеристикам и конструктивному исполнению электроприемников и, как следствие, большому их разнообразию.

Все электроприемники классифицируются по различным показателям:

- по электротехническим параметрам;
- по режиму работы;
- по надежности электроснабжения;
- по исполнению защит от воздействия окружающей среды.

Рассмотрим более подробно классификацию электроприемников по их показателям.

По электротехническим параметрам. Из всего многообразия электроприемники силовых общепромышленных электроустановок можно разделить на:

- ЭП трехфазного тока напряжением выше 1 кВ, частотой 50 Гц;
- ЭП трехфазного тока напряжением до 1 кВ, частотой 50 Гц;
- ЭП однофазного тока напряжением до 1 кВ, частотой 50 Гц;
- ЭП, работающие с частотой отличной от 50 Гц;
- ЭП постоянного тока.

По режиму работы. По характеру нагрузка, создаваемая электроприемниками, делится на два вида: постоянную и переменную. Характер изменения нагрузки определяет тепловой режим работы всей цепи. Различают следующие режимы работы электроприемников с постоянной и переменной нагрузкой - длительный, кратковременный и повторно-кратковременный.

Продолжительный режим работы. Режим характерен для электроприемников, работающих в номинальном режиме с продолжительно неизменной или малоизменяющейся нагрузкой. В этом режиме электрический аппарат (машина) может работать длительное время, температура нагрева его частей может достигать установившихся значений, без превышения температуры выше допустимой. Пример: электрические двигатели насосов, компрессоров, вентиляторов и т.п.

Кратковременный режим работы. Работа электроприемника (электродвигателя) характеризуется тем, что ЭП работает при номинальной мощности в течение времени, когда его температура не успевает достичь установившегося значения. При отключении (ЭП не работает) его температура успевает снижаться до температуры окружающей среды. Пример: электродвигатели вспомогательных механизмов, гидрозатворов и т.п.

Повторно-кратковременный режим работы (ПКР). Работа электроприемника характеризуется кратковременными рабочими периодами с определенной нагрузкой, которые чередуются с паузами (ЭП отключен). Продолжительность рабочих периодов и пауз не настолько велика, чтобы нагрев отдельных частей ЭП при неизменной температуре окружающей среды могли достигнуть установившихся значений. Пример: электродвигатели кранов, сварочные аппараты и т.п.

Повторно-кратковременный режим работы характеризуется относительной продолжительностью включения (ПВ). Продолжительность включения, % - паспортная величина, показывает, какая часть времени цикла является суммарным временем работы ЭП:

$$ПВ = \frac{\sum t_p}{T_{\text{ц}}} 100\%$$

где t_p – время работы;

$T_{\text{ц}}$ – время цикла ($T_{\text{ц}} \leq 10$ мин - расчет двигателя при конструировании).

По надежности электроснабжения. В отношении обеспечения надежности электроснабжения электроприемники подразделяются на следующие три категории:

Электроприемники I категории – электроприемники, перерыв электроснабжения которых может повлечь за собой: опасность для жизни людей, значительный ущерб народному хозяйству, повреждение дорогостоящего основного оборудования; массовый брак продукции, расстройство сложного технологического процесса, нарушение функционирования особо важных элементов коммунального хозяйства. Из состава электроприемников I категории выделяется особая группа электроприемников, бесперебойная работа которых необходима для предотвращения угрозы жизни людей, взрывов, пожаров и повреждения дорогостоящего основного оборудования. Для электроснабжения особой группы электроприемников I категории должно предусматриваться дополнительное питание от третьего независимого, взаимно резервирующего источника питания для безаварийной остановки технологического процесса.

Электроприемники I категории должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих источников питания, и перерыв их электроснабжения при нарушении электроснабжения от одного из источников питания может быть допущен лишь на время автоматического восстановления питания.

Электроприемники II категории – электроприемники, перерыв электроснабжения которых приводит к массовому недоотпуску продукции, массовым простоям рабочих, механизмов и промышленного транспорта, нарушению нормальной деятельности значительного количества городских и сельских жителей. Электроприемники II категории в нормальном режиме должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых, взаимно резервирующих источников питания, перерыв электроснабжения допускается

на время, необходимое для включения резервного питания действиями дежурного персонала.

Электроприемники III – все остальные электроприемники, не подпадающие под определения I и II категорий. Для электроприемников III категории электроснабжение может выполняться от одного источника питания при условии, что перерывы электроснабжения, необходимые для ремонта или замены поврежденного элемента системы электроснабжения, не превышают 1 сутки.

Независимые источники питания – источники, схема и конструктивное исполнение которых и питающих их электрических сетей таковы, что при отказе одного из них снижение качества электроэнергии на другом не превышает установленных пределов в любой момент времени, включая время аварийного режима.

По исполнению защит от воздействия окружающей среды. Все электрооборудование классифицируется:

- по климатическому исполнению и категории размещения;
- по степени защиты от попадания влаги и твердых тел;
- по степени защиты при работе в пожароопасных зонах;
- по степени защиты при работе во взрывоопасных зонах.

Классификация электрооборудования применяется для определения области его безопасного применения и соответствующей этой области маркировки электрооборудования, а также для определения требований пожарной и взрывобезопасности при эксплуатации электрооборудования. Необходимо установить соответствует ли запроектированное электрооборудование условиям окружающей среды. Несоответствие может привести к воспламенению окружающей пожаро- и взрывоопасной среды от тех пожароопасных явлений, которые могут происходить в электроустановках (электрические искры и дуги, высокая температура отдельных частей,

вызванные короткими замыканиями, перегрузками, большими переходными сопротивлениями и т.д.).

По климатическому исполнению электрооборудование выпускается для работы в холодном климате (в конце условного обозначения типа присутствуют буквы ХЛ), в умеренном (У) и тропическом (ТВ – тропический влажный и ТС – тропический сухой) климатах. Категории размещения указывается цифрой после буквы климатического исполнения: 1 – электрооборудование может работать на открытом воздухе; 2 – под навесом; 3 – в неотапливаемом помещении; 4 – в отапливаемом помещении.

В зависимости от степени защиты (исполнения корпуса, оболочки) электрооборудование подразделяют на два типа: общего назначения и взрывозащищенное.

Электрооборудование общего назначения - электрооборудование, выполненное без учета требований, специфических для определенного назначения и определенных условий эксплуатации (приложение, табл. №4).

Имеет условные обозначения по ГОСТ 14254-80. Для обозначения степени защиты оболочки электрооборудования приняты две латинские буквы IP (начальные буквы слов International Protection), за ними следуют две цифры. Первая цифра (0, 1, 2, 3, 4, 5, 6) обозначает степень защиты персонала от соприкосновения или приближения к находящимся под напряжением частям и от соприкосновения с движущимися частями, расположенными внутри оболочки, а также степень защиты изделия от попадания внутрь твердых посторонних тел. Степень защиты возрастает от 0 к 6. Вторая цифра (0, 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8) – степень защиты оболочки изделия от проникновения воды. Степень защиты возрастает от 0 к 8.

Пример 3.1. Электродвигатель с маркировкой IP54. Расшифровать маркировку.

Электродвигатель общего назначения со степенью защиты IP:

Первая цифра 5 обозначает, что защита от вредного попадания пыли внутрь оболочки осуществляется не полностью.

Вторая цифра 4 обозначает, что электродвигатель защищен от попадания брызг любого направления.

Взрывозащищенное электрооборудование - электрооборудование, в котором предусмотрены конструктивные меры по устранению или затруднению возможности воспламенения окружающей его взрывоопасной среды вследствие эксплуатации этого электрооборудования. Электрооборудование без средств пожаровзрывозащиты по уровням пожарной защиты и взрывозащиты не классифицируется.

До 1970 г. в маркировке согласно ПИВЭ указывалось: вид взрывозащиты, категория и группа взрывоопасной смеси, для которых данное оборудование безопасно (например, ВЗГ, В4А и др.). С 1970 по 1980 гг. в маркировке согласно ПИВРЭ указывался еще и уровень взрывозащиты (ВЗТ4-О, В2Т3-В, НЗТ4-Н и др.). С 1980 г. маркировка взрывозащищенного электрооборудования осуществляется по ГОСТ 12.2.020-76. Маркировку наносят на корпус рельефной отливкой или штамповкой в виде цельного, не разделенного на части знака (рельефными знаками на видном месте оболочки электрооборудования или на табличке, прикрепленной к оболочке таким способом, чтобы была обеспечена сохранность ее в течение всего срока службы электрооборудования). Согласно ГОСТ 12.2.020-76 (с изм. 1980 г.) в маркировку электрооборудования в указанной ниже последовательности входят: группа в зависимости от области назначения, уровень и виды взрывозащиты, температурный класс (1ExdпIIATЗ). Ex – знак стандарта.

Установлены следующие **уровни взрывозащиты** электрооборудования (7.3.32 [3]):

- «Электрооборудование повышенной надежности против взрыва». Знак уровня – 2;
- «Взрывобезопасное электрооборудование». Знак уровня – 1;

- «Особовзрывобезопасное электрооборудование». Знак уровня – 0.

Степень взрывозащиты повышается от 2 к 0

Виды взрывозащиты электрооборудования – совокупность средств взрывозащиты электрооборудования, установленная нормативными документами. Средство взрывозащиты – это конструктивное и (или) схемное решение для обеспечения взрывозащиты электрооборудования.

Виды взрывозащиты приведены в 7.3.33 [3]:

- Взрывонепроницаемая оболочка (обозначение **d**)
- Заполнение или продувка оболочки под избыточным давлением защитным газом обозначение (обозначение **p**);
- Искробезопасная электрическая цепь (обозначение **i**);
- Кварцевое заполнение оболочки с токоведущими частями (обозначение **q**);
- Масляное заполнение оболочки с токоведущими частями (обозначение **o**);
- Специальный вид взрывозащиты (обозначение **s**);
- Защита вида «е» (обозначение **e**).

Группы взрывозащищенного электрооборудования – подразделение электрооборудования по областям назначения (табл. 7.3.5 [3]). Электрооборудование группы I включает рудничное электрооборудование, предназначенное для подземной работы в шахтах и на рудниках. Электрооборудование группы II предназначено для внутренней и наружной установки (кроме рудничного).

Электрооборудование группы II, имеющее виды взрывозащиты «взрывонепроницаемая оболочка» и (или) «искробезопасная электрическая цепь», подразделяется на три подгруппы, соответствующие категориям взрывоопасных смесей – ПА, ПВ, ПС. Электрооборудование группы II в зависимости от значения максимальной температуры поверхности электрооборудования (взамен «предельной температуры») подразделяется на температурные классы, соответствующие группам взрывоопасных смесей (табл. 7.3.7 [3]). Максимальная температура поверхности взрывозащищенного

электрооборудования – наибольшая температура, до которой могут нагреваться в наихудших условиях работы (перегрузки и аварийные режимы) любые части или поверхности электротехнического устройства, представляющие при нагреве опасность в отношении воспламенения окружающей взрывоопасной среды.

Температурные классы электрооборудования, соответствующие группам взрывоопасных смесей:

T1 – выше 450 ⁰ ;	T2 – от 300 до 450 ⁰ ;
T3 – от 200 до 300 ⁰ ;	T4 – от 135 до 200 ⁰ ;
T5 – от 100 до 135 ⁰ ;	T6 - от 85 до 100 ⁰ .

Пример 3.2. Расшифровать маркировку электродвигателя 1ExdpIIAT3.

Электродвигатель с маркировкой 1ExdpIIAT3 (по ГОСТ 12.2.020-76) относится к взрывозащищенному электрооборудованию.

1 – Уровень взрывозащиты: «Взрывобезопасное электрооборудование»;

Ex – знак стандарта;

d – вид взрывозащиты: «Взрывонепроницаемая оболочка»;

p – вид взрывозащиты: «Заполнение или продувка оболочки под избыточным давлением защитным газом»;

IIA – группа и подгруппа электрооборудования. Электрооборудование является взрывозащищенным для взрывоопасных смесей категории IIA (Табл.7.3.6 [3]);

T3 – температурный класс электрооборудования. Электрооборудование является взрывозащищенным для взрывоопасных смесей групп T1, T2, T3 (Табл.7.3.7 [3]).

Электропомещениями называются помещения или отгороженные, например сетками, части помещения, доступные только для обслуживающего персонала, в которых установлено находящееся в эксплуатации электрооборудование, предназначенное для производства, преобразования или распределения электроэнергии.

В зависимости от характера окружающей среды нормативными документами введена следующая классификация помещений:

- сухие – помещения, в которых относительная влажность не превышает 60 % при 20⁰С;

- влажные – помещения, в которых пары или конденсирующаяся влага выделяются лишь временно и в небольших количествах, относительная влажность в которых не превышает 75 % при 20⁰С;

- сырые – помещения, в которых относительная влажность длительно превышает 75 % при 20⁰С;

- особо сырые – помещения, в которых относительная влажность воздуха близка к 100 % при 20⁰С (потолок, стены, пол и предметы, находящиеся в помещении, покрыты влагой);

- жаркие – помещения, в которых температура длительно превышает 30⁰С;

пыльные – помещения, в которых по условиям производства выделяется технологическая (проводящая и непроводящая) пыль в таком количестве, что она может оседать на проводах, проникать внутрь машин, аппаратов и т.п. пыль;

- с химически активной средой – помещения, в которых по условиям производства постоянно или длительно содержатся пары или образуются отложения, разрушающие изоляцию и токоведущие части электрооборудования.

- пожароопасные и взрывоопасные помещения (зоны).

В соответствии с электрической опасностью, сухие помещения называются *нормальными* или *без повышенной опасности*, если в них отсутствуют условия, характерные для жарких, пыльных, с химически активной средой или пожаровзрывоопасных помещений.

Помещения с *повышенной опасностью* характеризуются наличием в них одного из следующих условий, создающих повышенную опасность:

- сырости или проводящей пыли;
- токопроводящих полов;
- высокой температуры;
- возможности одновременного прикосновения человека к имеющим

соединение с землей металлоконструкциям зданий, технологическим аппаратам, механизмам и т.п., с одной стороны, и к металлическим корпусам электрооборудования – с другой.

Особо опасные помещения характеризуются наличием одного из следующих условий, создающих особую опасность:

- особой сырости;
- химически активной среды;
- одновременного наличия двух или более условий повышенной опасности.

Пожароопасная зона – пространство внутри и вне помещений, в пределах которого образуются (постоянно или периодически) горючие (сгораемые) вещества.

Пожароопасные зоны подразделяются на четыре класса: П-I, П-II, П-IIa и П-III согласно гл. 7.4.2–7.4.10 [3].

Взрывоопасная зона – пространство внутри и вне помещений, в пределах которого образуется (или могут образоваться) взрывоопасные смеси. Взрывоопасные зоны подразделяются на шесть классов: В-I, В-Ia, В-Iб, В-Iг, В-II, В-IIa.

От класса взрывоопасной и пожароопасной зоны зависят требования к электроустановкам, необходимость выполнения молниезащиты, а также средства и меры защиты производств от разрядов статического электричества.

В настоящее время нормативная и аналитическая оценка класса взрывоопасной и пожароопасной зоны производится по гл. 7.3, 7.4 [3].

Порядок выполнения:

- 1) описать технологический процесс;

2) определить физико-химические свойства вещества, обращающегося в производстве;

3) определить категорию и группу взрывоопасной смеси;

4) определить и обосновать класс зоны по ПУЭ.

Выбор и установка электрооборудования (машин, аппаратов, устройств), электропроводок и кабельных линий для взрывоопасных зон производится на основе классификации взрывоопасных зон и взрывоопасных смесей. Отсутствие или недостоверная информация о выпускаемом электрооборудовании, его исполнении; противоречивость справочных данных; нарушение заводами-изготовителями действующих стандартов по маркировке исполнения электрооборудования, приведение неверных (т.е. противоречащих нормам) рекомендаций по применению электрооборудования в тех или иных условиях окружающей среды может привести к понижению надежности и безопасности электроустановок.

Пример 3.3. Дать характеристику технологического процесса и окружающей среды цеха очистки, регенерации и заливки маслом аппаратуры высшего напряжения (ВН) и трансформаторов.

Цех очистки, регенерации и заливки маслом аппаратуры ВН и трансформаторов является производственным помещением электроремонтных предприятий и имеет маслогенерирующие установки, отделение заливки масла и обработки отработанных масел. Процесс очистки трансформаторного масла включает фильтрацию, сушку при излишней влажности, перекачку масла и заливку.

В технологическом процессе обращаются горючие жидкости – трансформаторное масло, температура самовоспламенения которого $300-450^{\circ}$, т. е. относится к температурной группе Т1 (по ПИВЭ – это группа А). Пары трансформаторного масла не образуют с воздухом взрывоопасные смеси. Таким образом, согласно ПУЭ цех очистки, регенерации и заливки маслом аппаратуры и трансформаторов относится к помещениям, в которых

применяются или хранятся горючие жидкости с температурой вспышки выше 45°C , т.е. к пожароопасным помещениям класса П-I.

Пример 3.4. Дать характеристику технологического процесса и окружающей среды цеха регенерации ацетона.

Технологический процесс в цехе регенерации ацетона связан с возникновением взрывоопасных смесей - паров ацетона с кислородом воздуха. Смесью ацетона с воздухом относится к категории ПА – промышленные газы и пары с БЭМЗ более 0,9 (по ПИВРЭ и ПИВЭ – категория 2). Температура самовоспламенения смеси паров ацетона с воздухом - 612° , т.е. относится к температурной группе T1 (по правилам ПИВЭ – это группа А). Таким образом, цех регенерации ацетона относится к помещениям, в которых выделяются горючие газы и пары, обладающие такими свойствами, что они могут образовать с воздухом или другими окислителями взрывоопасные смеси при нормальных недлительных режимах работы, т.е. к взрывоопасной зоне В-I.

Пример 3.5. Взрывозащищенный электродвигатель с маркировкой 1ExdpIIAT3 установлен в помещении ацетиленовой станции. Проверить соответствие электродвигателя классу зоны по ПУЭ.

Заданное электрооборудование - электродвигатель 1ExdpIIAT3.

В технологическом процессе имеется в обращении смесь ацетилена с воздухом с температурой самовоспламенения 335° , относящаяся к категории С и температурной группе T2 (табл. 7.3.10. [3]). Помещение относится к взрывоопасной зоне В-Ia, в которых при нормальной эксплуатации взрывоопасные смеси горючих газов с воздухом не образуются, а возможны только в результате аварий или неисправностей.

Уровень взрывозащиты 1. «Взрывозащищенное оборудование» – (+)

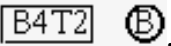
Группа II. Электрооборудование для внутренней и наружной установки (кроме рудничного) - (+)

Взрывоопасная смесь ацетилена с воздухом относится к категории С и температурной группе T2, поэтому:

подгруппа А - (-)

температурный класс ТЗ - (+)

Электродвигатель 1ЕхdрIIАТЗ требованиям ПУЭ не соответствует по категории взрывоопасной смеси.

Пример 3.6. Электрические аппараты и приборы с маркировкой . Расшифровать маркировку.

Маркировка по ПИВРЭ.

в прямоугольной рамке: В – уровень взрывозащиты: «Взрывобезопасное электрооборудование». По ГОСТ 12.2.020-76 знак уровня «2»;

4 – наивысшая категория взрывоопасной смеси, для которой электрооборудование является взрывозащищенным. Электрооборудование является взрывозащищенным для взрывоопасных смесей категорий 1, 2, 3, 4;

Т2 – наивысшая группа взрывоопасной смеси, для которой электрооборудование является взрывозащищенным. Электрооборудование является взрывозащищенным для взрывоопасных смесей групп Т1, Т2.

в круглой рамке: В – вид взрывозащиты: «Взрывонепроницаемая оболочка».

Пример 3.7. Электрический светильник с маркировкой Н4Б. Расшифровать маркировку.

Маркировка по ПИВЭ:

Н – вид взрывозащиты: «Повышенная надежность против взрыва» (защита вида «е»). По ГОСТ 12.2.020-76 «Электрооборудование повышенной надежности против взрыва» (знак уровня – 2).

4 – наивысшая категория взрывоопасной смеси, для которой электрооборудование является взрывозащищенным. Электрооборудование является взрывозащищенным для взрывоопасных смесей категорий 1, 2, 3, 4. Наличие этого знака (цифры 4) показывает, что в электрооборудовании имеется вид взрывозащиты «Взрывонепроницаемая оболочка»;

Б – наивысшая группа взрывоопасной смеси, для которой электрооборудование является взрывозащищенным. Электрооборудование является взрывозащищенным для взрывоопасных смесей групп А и Б.

3.3. Параметры приемников электрической энергии

Характеристики работы электроприемников переменного тока разнообразны и изменяются во времени. Они имеют ряд характерных (номинальных) показателей:

- номинальное напряжение;
- установленная мощность;
- номинальная активная мощность;
- номинальная реактивная мощность;
- номинальная полная мощность;
- номинальный ток;
- номинальный коэффициент мощности.

Номинальное напряжение ($U_{ном}$) — это напряжение, на которое изготовлен электроприемник (элемент электрической сети), при котором обеспечивается длительный режим его работы с наиболее оптимальными технико-экономическими показателями.

Установленная мощность ($P_{ус}$) является одной из важнейших характеристик, в зависимости от группы электроустановок принимается равной:

а) для электродвигателей: $P_{ус} = P_n$

б) для силовых и электронных трансформаторов: $P_{ус} = S_n \sqrt{ПВ} \cos \varphi_n$

в) для ламп накаливания и газоразрядных (без учета потерь мощности в пускорегулирующих устройствах): $P_{ус} = P_n$

где P_n – номинальная активная мощность ЭП, кВт;

ПВ – паспортная продолжительность включения, отн. ед;

S_n – паспортная полная мощность, кВА;

$\cos \varphi_n$ – паспортный коэффициент мощности, отн. ед.

Номинальная активная мощность (P_n) – это наибольшая мощность, при которой электроприемник может работать длительное время, и при этом его нагрев не будет превышать допустимой величины.

Для электроприемников длительного режима работы номинальная активная мощность равна паспортной величине ($P_{\text{пасп}}$).

$$P_n = P_{\text{пасп}}$$

Для приемников, работающих в повторно-кратковременном режиме, номинальную активную мощность определяют по паспортной мощности путем приведения ее к длительному режиму работы ($PB=1$) в соответствии с формулами:

$$P_n = P_{\text{пасп}} \sqrt{PB} \quad \text{или} \quad P_n = P_{\text{пасп}} \sqrt{k_v}$$

где PB - продолжительность включения, паспортная величина, о.е.;

k_v - коэффициент включения рассчитывается по графику нагрузки ЭП.

Номинальная активная мощность, потребляемая двигателем из сети, называется **присоединенной мощностью** и определяется по выражению:

$$P_{\text{пр}} = \frac{P_n}{\eta}, \quad (2.4)$$

где P_n - номинальная мощность, развиваемая на валу двигателя, кВт;

η - номинальный КПД электродвигателя, о.е.

Номинальная реактивная мощность (Q_n) – реактивная мощность, потребляемая им из сети при номинальной активной мощности и номинальном напряжении.

Для электроприемника, работающего в длительном режиме, величина номинальной реактивной мощности вычисляется по формуле:

$$Q_n = P_n \operatorname{tg} \varphi$$

где $\operatorname{tg} \varphi$ - соответствует номинальному $\cos \varphi$ ($\cos \varphi_n$ - паспортная величина).

Для электроприемника, работающего в повторно-кратковременном режиме, величина Q_n вычисляется по формуле:

$$Q_H = P_{\text{пасп}} \sqrt{PB} \operatorname{tg} \varphi$$

Номинальная полная мощность – это наибольшая мощность, потребляемая электроприемником (или группой электроприемников) из сети;

Номинальная полная мощность равна:

$$S_H = \sqrt{P_H^2 + Q_H^2}$$

где S_H - номинальная полная мощность ЭП или группы ЭП, кВ·А;

Номинальный ток – это ток, который при длительном прохождении вызывает предельно допустимый нагрев источника.

Номинальный ток для трехфазной сети:

$$I_H = \frac{S_H}{\sqrt{3}U_H}$$

где I_H - значение номинального тока электроприемника, А;

U_H - номинальное напряжение узла нагрузки, кВ.

Номинальный коэффициент активной мощности – коэффициент, является отношением номинальной активной мощности к номинальной полной.

Номинальный коэффициент активной мощности:

$$\cos \varphi_H = \frac{P_H}{S_H}$$

Коэффициент мощности показывает, какая часть полной мощности является активной, а также характеризует потребление реактивной мощности. При расчетах по электроснабжению для получения коэффициента мощности используются усредненные значения мощностей, полученные на основе данных электросчетчиков за определенное время (15 или 30 минут, иногда смена).

Номинальные значения тока, напряжения и мощности соответствуют самым оптимальным условиям работы устройства с точки зрения экономичности, надежности, долговечности и пр.

Для выбора рациональной схемы электроснабжения и ее элементов, обеспечивающих надежное, качественное и экономичное электроснабжение

потребителей, необходимо правильно определить расчетные нагрузочные токи и мощности приемников электрической энергии. Завышение расчетных токов и мощностей приводит к работе элементов систем электроснабжения в недогруженном, а значит, неэкономичном режиме. Заниженные значения расчетных параметров приводят к выбору элементов системы электроснабжения, не обеспечивающих надежное и качественное электроснабжение потребителей.

Примечание: Часто все показатели, характеризующие индивидуальный приемник электроэнергии, обозначают строчными буквами (p , q , s , i), все показатели, относящиеся к группе приемников, обозначают прописными буквами P , Q , S , I .

Вопросы для самопроверки:

1. Выделите электрику известных Вам объектов и оцените ее относительную стоимость.
2. Что такое электроприемник, потребитель, система электроснабжения?
3. Как подразделяются электроустановки по величине напряжения, режиму нейтрали, роду тока и частоте?
4. Поясните необходимость категорирования электроприемников по различиям их электроснабжения и его надежности.
5. Что является основной группой промышленных потребителей электроэнергии?
6. Какие потребители электроэнергии относятся к I категории?
7. Какие потребители электроэнергии относятся ко II и III категории?
8. Как должно осуществляться электроснабжение потребителей I категории?
9. К чему приводит нарушение электроснабжения потребителей I категории?

10. На какое время допускается перерыв электроснабжения электроприемников I категории при нарушении электроснабжения от одного из источников питания?

11. На какое время допускается перерыв электроснабжения электроприемников II категории при нарушении электроснабжения от одного из источников питания?

12. Выделите характерные группы электроприемников по механической нагрузке.

13. Какие режимы работы электрических двигателей учитываются в системах электроснабжения?

14. По каким признакам классифицируются вещества и взрывоопасные смеси?

15. В чем разница между температурой воспламенения и температурой самовоспламенения?

16. Какие принципы положены в основу классификации помещений по ПУЭ.

17. Пояснить понятие «пожароопасная зона». На какие классы делятся пожароопасные зоны?

18. Пояснить понятие «взрывоопасная зона». На какие классы делятся взрывоопасные зоны?

19. Для какой цели электрооборудование классифицируется?

20. Какие условные обозначения присвоены электрооборудованию общего назначения?

21. Какие условные обозначения присвоены взрывозащищенному оборудованию?

22. Как проверить электрооборудование на соответствие окружающей среде помещения (зоны)?

23. Какое электрооборудование (степень защиты) устанавливается в пожароопасных помещениях и зонах?

Глава 4. Графики электрических нагрузок

4.1 Краткая характеристика графиков нагрузок

Электрические нагрузки характеризуют потребление электроэнергии отдельным ЭП или группой ЭП (цехом, производством или предприятием в целом). Электрические нагрузки могут быть представлены в виде мощностей активной (P), реактивной (Q), полной (S) или тока (I). Режимы работы электроприемников разнообразны и изменяются во времени, поэтому полную характеристику электрических нагрузок дают зависимости изменения электрических параметров во времени, которые и называют графиками нагрузок.

Режимы работы потребителей электрической энергии не остаются постоянными, а непрерывно изменяются в течение суток, недель и месяцев года. Соответственно изменяется и нагрузка всех звеньев передачи и распределения электроэнергии и генераторов электрических станций.

Изменение нагрузок электроустановок в течение времени принято изображать графически в виде графиков нагрузки. Графики электрических нагрузок представляют собой характер изменения электрической величины во времени. В условиях эксплуатации изменения нагрузки во времени представляют по показаниям счетчиков электроэнергии, снятым через одинаковые определенные интервалы времени (30 или 60 мин.).

Графики электрических нагрузок одна из основных характеристик режимов работы приемников (потребителей) электрической энергии и являются исходным материалом для расчетов электрических сетей. Знание графиков нагрузки позволяет определять величину сечений проводов и жил кабелей, оценивать потери напряжения, выбирать мощности генераторов электростанций, дает возможность выбрать все элементы СЭС с их оптимальными параметрами, а также выполнить наиболее рациональную схему электроснабжения, обеспечивающую необходимые уровни напряжения, и

определить потребление активной и реактивной энергии, решать вопросы технико-экономического характера и многое другое.

По электрическим показателям рассматриваются графики по активной, реактивной и полной мощности, графики по току.

Можно выделить следующие графики нагрузки (рис. 3.1):

1) индивидуальные – графики электрических приемников, нагрузка создается одним ЭП;

2) групповые – слагаемые из индивидуальных графиков с учетом взаимозависимости нагрузок по условиям технологии, нагрузка характеризует группу электроприемников.

3) для потребителей в целом (в справочной литературе приводятся графики электрических нагрузок по отраслям промышленности (машиностроение, химическая, нефтеперерабатывающая промышленности и др.), которыми можно пользоваться при проектировании СЭС заводов данной отрасли).

По рассматриваемому промежутку времени различают графики: сменные, суточные, квартальные, сезонные, годовые.

На практике режимы работы электроприемника носят случайный характер, за исключением, автоматических технологических линий.

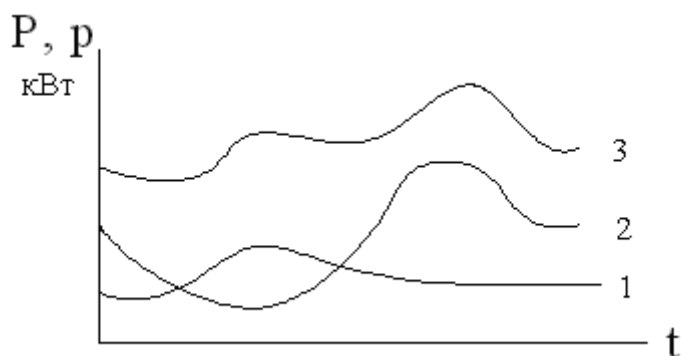


Рис. 4.1. Индивидуальные и групповой графики нагрузок активной мощности: 1 – график индивидуального приемника: $P_1(t)$; 2 – то же $P_2(t)$; 3 – групповой график нагрузок $P(t)=P_1(t)+P_2(t)$

Условно (теоретически) графики нагрузок можно разделить на периодические, циклические, нециклические и нерегулярные (случайные).

- **Периодический** (рис.3.2 а), когда $t_{ц} = \text{const}$, $t_p = t_{п}$, и $w = \text{const}$.

где $t_{ц}, t_p, t_{п}$ - время цикла, время работы ЭП и паузы, ч., смена, сутки;

w – электроэнергия потребляемая ЭП за время цикла одинакова, т.е. $w_1 = w_2$.

- **Циклический** (рис.3.2 б), когда $t_{ц} \neq \text{const}$, $t_p = \text{const}$ и $w = \text{const}$.

Время паузы $t_{п1} \neq t_{п2} \neq \dots t_{пi}$, а длительность работы ЭП одинакова от цикла к циклу, поэтому за промежуток времени, например смену, количество потребленной электроэнергии одинаково.

- **Нециклический** (рис.3.2 в), при $t_{ц} \neq \text{const}$, т.к. $t_{p1} \neq t_{p2} \neq \dots t_{pi}$ и $t_{п1} \neq t_{п2} \neq \dots t_{пi}$, но количество электроэнергии, потребляемой ЭП за рассматриваемый промежуток времени, практически постоянно, т.е. можно принять $w_{см} \approx \text{const}$ /

- **Нерегулярный** (рис.3.2 г), если $t_p \neq t_{ц}$, $t_{p1} \neq t_{p2} \neq \dots t_{pi}$, $t_{п1} \neq t_{п2} \neq \dots t_{пi}$, и $w_1 \neq w_2$

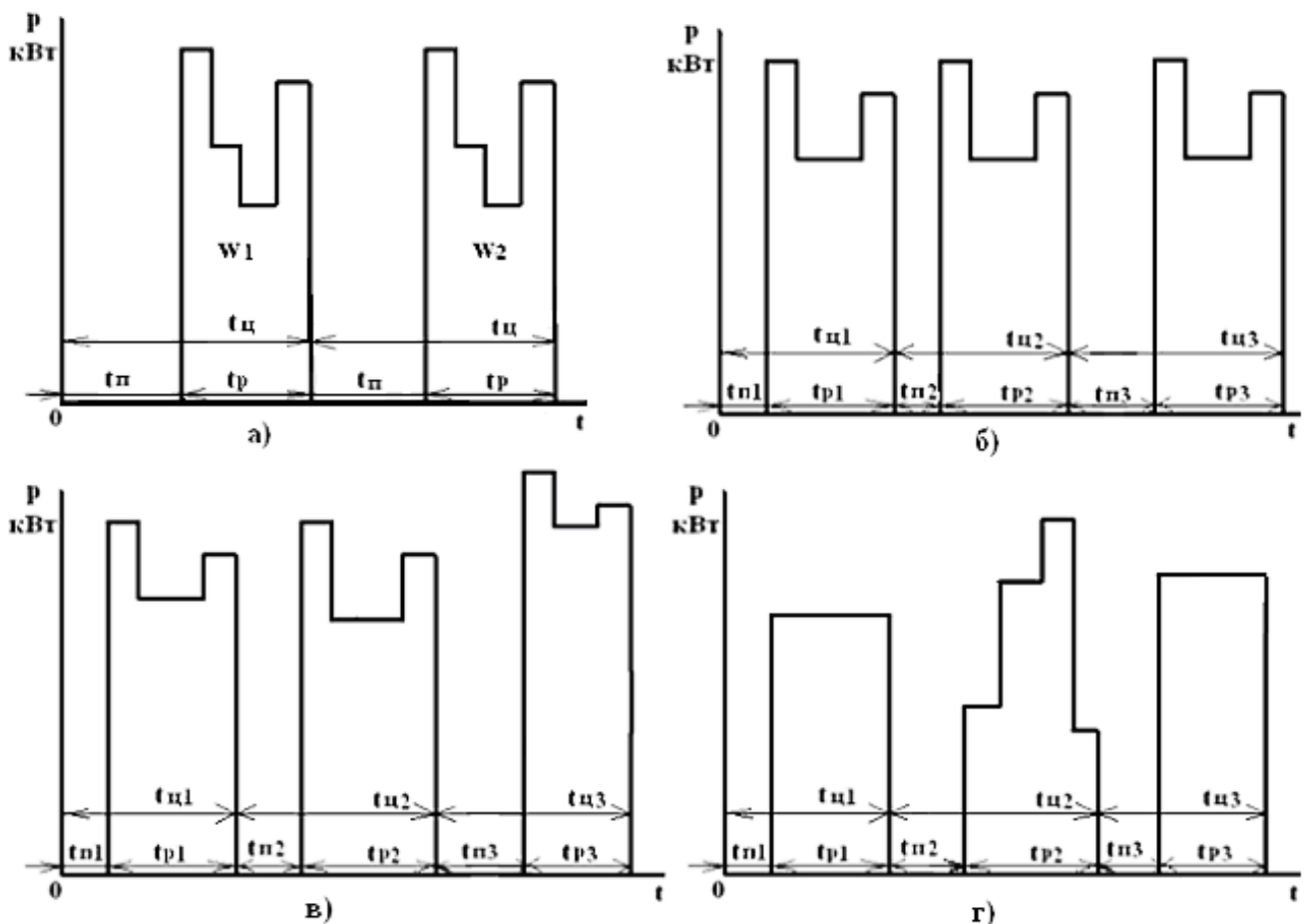


Рис.4.2. Индивидуальные графики электрических нагрузок

4.2. Показатели, характеризующие графики нагрузок

Для полной характеристики электрических нагрузок, кроме номинальных значений, рассматриваются следующие показатели:

- средние значения нагрузок;
- среднеквадратичные значения нагрузок;
- максимальные значения нагрузок;
- расчетные значения нагрузок;
- потребление электроэнергии.

Средние значения нагрузок рассматриваются за определенный период времени (цикл, смена, сутки, месяц, год) и определяется по групповому графику узла нагрузок.

В связи с тем, что потери мощности пропорциональны квадрату нагрузки, в практике часто используют **среднеквадратичную** (действующую или эффективную) нагрузку за определенный промежуток времени.

В зависимости от продолжительности различают два вида **максимальных** электрических нагрузок:

- максимальные длительные нагрузки;
- максимальные кратковременные нагрузки.

За **максимальные длительные нагрузки** принимаются максимальные значения активной, реактивной, полной мощности и тока продолжительностью за принятый интервал осреднения по допустимому нагреву элементов СЭС равным 30 минутам - получасовой максимум нагрузки $P_{\max}$ (кВт).

За **максимальные кратковременные нагрузки** принимаются пиковые нагрузки продолжительностью 1-2 с. Определение пиковых нагрузок сводится к определению пиковых токов. Значения пиковых токов определяют, как правило, пусковые токи электрических машин.

Одним из основных этапов при проектировании систем электроснабжения промышленного предприятия является правильное определение ожидаемых электрических нагрузок - их называют **расчетными**

нагрузками. Под расчётными электрическими нагрузками (P_p , Q_p , S_p , I_p) понимаются нагрузки, значения которых соответствуют такой неизменной токовой нагрузке, которая эквивалентна фактической изменяющейся во времени нагрузке по наибольшему тепловому воздействию на элемент системы электроснабжения.

При проектировании СЭС применяют два вида расчетных нагрузок:

- по допустимому нагреву элементов СЭС,
- по допустимым отклонениям напряжения на зажимах ЭП.

Под *расчетной нагрузкой по допустимому нагреву* понимается такая длительная неизменная нагрузка, которая эквивалентна фактической изменяющейся во времени нагрузке по наибольшему тепловому воздействию на элемент системы электроснабжения.

Под *расчетной нагрузкой по допустимым отклонениям напряжения* понимается нагрузка, которая вызывает максимальное отклонение напряжения на зажимах ЭП. К таким нагрузкам относятся, как правило, пиковые нагрузки.

При протекании пиковых нагрузок напряжение на зажимах ЭП должно быть не ниже допустимых значений. Таким образом, величина пиковых нагрузок должна быть такими, чтобы соблюдалось условие:

$$\Delta U_{\text{пик}} \leq \Delta U_{\text{доп}}$$

где $\Delta U_{\text{доп}}$ - допустимое отклонение напряжения на зажимах ЭП.

Пиковые нагрузки определяются для проверки электросетей, выбора предохранителей и плавких вставок предохранителей, расчета тока срабатывания автоматов и т.д.

Потребляемая электрическая энергия за рассматриваемый промежуток времени, определяется по графику активной мощности нагрузки за рассматриваемый промежуток времени.

$$W = \sum_{i=1}^m P_i t_i ,$$

где W - электрическая энергия потребленная группой электроприемников за рассматриваемый промежуток времени (m), кВт·ч;

P_i - значение активной мощности за интервал времени (t_i), кВт;

t_i - интервал времени за который определяется значение активной мощности, ч.

При проектировании потребление электрической энергии определяют, как правило, за год. Значение годового потребления электрической энергии $W_{\text{год}}$ определяется из годового графика по продолжительности (упорядоченная диаграмма нагрузок).

Одним из важных показателей является **время использования максимальных нагрузок** в течение года и определяется по формуле:

$$T_{\text{и}} = \frac{W_{\text{год}}}{P_{\text{max}}},$$

где $T_{\text{и}}$ - время использования максимальных нагрузок в течение года, ч;

$W_{\text{год}}$ - электрическая энергия потребленная потребителем за год, кВт·ч;

P_{max} - максимальная мощность нагрузки потребителя, кВт.

4.3. Коэффициенты, характеризующие графики нагрузок

При расчетах нагрузок, как правило, пользуются графиками активной мощности. Остальные показатели нагрузок определяются по активной мощности с учетом поправочных коэффициентов.

При проектировании и эксплуатации СЭС для характеристики режимов работы электроприемников и графиков их нагрузок часто используют не сами графики нагрузок, а их расчетные величины и коэффициенты, характеризующие эти графики нагрузок.

Коэффициент включения - характерен для графика нагрузки отдельного электроприемника (ЭП), работающего в повторно-кратковременном режиме, и зависит от характера технологического процесса.

Коэффициент включения по активной мощности:

$$K_B = \frac{t_p}{t_{\text{ц}}}$$

где t_p - время включения (время работы), с., мин. или ч.;

$t_{\text{ц}}=t_p+t_{\text{п}}$ - время полного цикла, с., мин. или ч.;

$t_{\text{п}}$ - время паузы, с., мин. или ч.

Для электроприемника, работающего в длительном режиме с равномерным графиком нагрузки, $k_B=1$. На практике, коэффициент включения задается как паспортная величина, характеризующаяся продолжительностью включения ЭП - ПВ, %.

Коэффициент использования активной мощности - есть отношение среднего значения потребленной активной мощности за наиболее загруженную смену к номинальной активной мощности.

Для отдельного электроприемника:

$$K_{\text{и}} = \frac{P_{\text{с}}}{P_{\text{н}}}$$

где $P_{\text{с}}$ - среднее значения потребленной активной мощности ЭП за наиболее загруженную смену, кВт;

$P_{\text{н}}$ - номинальная активная мощность ЭП, кВт.

Для электроприемника, работающего в длительном режиме с равномерным графиком загрузки, $k_{\text{и}}=1$.

Для группы ЭП, работающих в одинаковом режиме:

$$K_{\text{е}} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{\text{ci}}}{\sum_{i=1}^n P_{\text{ii}}} = \frac{P_{\text{с}}}{P_{\text{и}}}$$

где $P_{\text{с}}$ - среднее значение потребленной активной группой ЭП за наиболее загруженную смену, кВт;

$P_{\text{и}}$ - номинальная активная мощность группы ЭП, кВт.

Соотношения коэффициентов $k_{\text{и}} = k_3 \cdot k_B$

Коэффициент загрузки по активной мощности - есть отношение средней нагрузки за время включения в течение рассматриваемого промежутка времени к номинальной мощности.

Для отдельного электроприемника:

$$K_3 = \frac{P_B}{P_H}$$

где P_B - средняя нагрузка за время включения ЭП, кВт;

Коэффициент загрузки так же, как и коэффициент включения, зависит от характера технологического процесса и изменяется с изменением режима работы ЭП. Когда нагрузка электроприемника равномерна и постоянна $K_3=1$.

Для группы ЭП:

$$K_3 = \frac{\sum_{i=1}^n P_{\hat{a}i}}{\sum_{i=1}^n P_{ii}} = \frac{P_{\hat{a}}}{P_i}$$

где P_B - средняя нагрузка за время включения группы ЭП, кВт;

Коэффициент формы графика - характеризует неравномерность графика нагрузки и определяется как отношение среднеквадратичной мощности за определенный промежуток времени к среднему значению нагрузки за тот же период времени.

Коэффициент формы графика по активной мощности:

$$K_\phi = \frac{P}{P_{cp}}$$

где P - среднеквадратичная (действующая) мощность, определяемая по графику нагрузки, кВт;

P_{cp} – средняя мощность нагрузки, кВт.

Так как $P \geq P_{cp}$, то $K_\phi \geq 1$.

Для группы ЭП:

$$K_\phi = \frac{\sum_{i=1}^n P_i}{\sum_{i=1}^n P_{\hat{n}i}} = \frac{P}{P_{\hat{n}}}$$

где P и $P_{\text{ср}}$ – среднеквадратичная и средняя мощности группы ЭП соответственно, кВт.

Коэффициент спроса - это отношение потребляемой (в условиях эксплуатации) или расчетной (при проектировании) мощности к номинальной мощности группы электроприемников, применяется только для групповых графиков и при числе ЭП в группе $n \geq 5$:

$$K_c = \frac{P_{\text{п}}}{P_{\text{н}}},$$

где $P_{\text{п}}$ – потребляемая мощность из сети группой ЭП, кВт.

Так как $P_{\text{п}} \geq P_{\text{н}}$, то $K_c < 1$.

Значение коэффициента спроса для определенных технологических процессов и отраслей промышленности является практически постоянным. При $n \rightarrow \infty$ $K_c \rightarrow K_{\text{и}}$, поэтому K_c можно использовать только при большом числе электроприемников $n \geq 50$.

Коэффициент максимума - отношение максимальной нагрузки за определенный промежуток времени к средней за тот же промежуток времени, характерен для группового графика нагрузок.

Коэффициент максимума по активной мощности:

$$K_{\text{и}} = \frac{P_{\text{max}}}{P_{\text{н\delta}}}$$

где P_{max} – максимальное значение мощности (30-минутный максимум), кВт.

Соотношения коэффициентов: $K_c = K_{\text{у}} \cdot K_{\text{м}} = K_{\text{в}} \cdot K_{\text{з}} \cdot K_{\text{м}}$.

Коэффициент одновременности максимумов нагрузки – это отношение расчетной мощности на шинах 6; 10 кВ к сумме расчетных мощностей потребителей до и выше 1 кВ, подключенных к этим шинам 6; 10 кВ распределительного пункта (РП).

Для узла СЭС, к которому подключена группа электроприемников, можно записать:

$$K_i = \frac{P_{p\Sigma}}{\sum D_\delta}$$

где $P_{p\Sigma}$ - расчетное значение активной мощности всех ЭП, подключенных к шинам 6; 10 кВ, кВт;

$\sum P_p$ - сумма расчетных активных мощностей групп ЭП до и выше 1 кВ, подключенных к шинам 6; 10 кВ.

Для распределительных сетей одного уровня напряжения принимают $K_o=0,85-0,95$.

Время использования максимальных нагрузок - определяется по годовому графику по продолжительности за рассматриваемый промежуток времени.

Годовое число часов использования максимума активной нагрузки это отношение годового расхода активной электроэнергии к получасовой максимальной мощности:

$$T_{\max} = \frac{W_{\text{год}}}{P_{\max}},$$

где $T_{\max}$ - годовое число часов использования максимальной активной нагрузки, ч.;

$W_{\text{год}}$ - годовой расход активной электроэнергии, кВт·ч;

$P_{\max}$ - получасовая максимальная мощность, кВт.

Вопросы для самопроверки

1. Назвать виды графиков нагрузок по времени и режиму работы электроустановок.
2. Изобразите суточные графики электрической нагрузки любых известных Вам потребителей (можно и квартиры).
3. Поясните неизбежность изменения параметров электропотребления по часам и минутам.
4. Приведите математические выражения расчетных коэффициентов, применяемых при определении электрических нагрузок.

Глава 5. Методы определения расчетных электрических нагрузок

Расчет нагрузок на разных уровнях электроснабжения производится различными методами, выбор того или иного метода определяется допустимой погрешностью расчетов и наличием исходной информации (исходных данных). Обычно расчет ведут от низших уровней к высшим. Зная электрические нагрузки, можно выбрать нужную мощность силовых трансформаторов, мощность и место подключения компенсирующих устройств, выбрать и проверить токоведущие части по условию допустимого нагрева, рассчитать потери и колебания напряжения, выбрать виды защит.

Существуют различные методы расчета электрических нагрузок, которые в свою очередь делятся на основные и вспомогательные.

Основные методы расчета электрических нагрузок:

- метод коэффициента использования - по номинальной мощности и коэффициенту использования;
- метод коэффициента спроса - по номинальной мощности и коэффициенту спроса;
- метод упорядоченных диаграмм - по средней мощности и расчетному коэффициенту;
- метод удельных плотностей нагрузок – по плотности активной нагрузки и площади здания (цеха);
- метод удельного расхода электроэнергии – по средней мощности и количеству выпускаемой продукции.

1). Метод коэффициента использования

Метод применяется, как правило, для индивидуальных электроприемников напряжением до 1 кВ, работающих в длительном режиме ($P_B=1$). Допускается определение расчетных нагрузок группы электроприемников напряжением до 1 кВ, связанных технологическим процессом (например, многодвигательные приводы), а их число, как правило,

не более трех-четырех. Режим работы электроприемников данной группы должен быть приведен к длительному режиму работы (ПВ=1).

Расчетная активная мощность, потребляемая одним или группой электроприемников, определяется:

$$P_p = k_n P_n \quad \text{или} \\ P_p = \sum_1^n k_n P_n$$

где k_n - коэффициент использования по активной мощности индивидуального электроприемника, входящего в группу (приложение, табл. №27);

P_n – активная мощность индивидуального электроприемника, кВт;

n – число электроприемников в группе;

Расчетная реактивная мощность, потребляемая одним или группой электроприемников:

$$Q_p = P_p \operatorname{tg} \varphi ,$$

где $\operatorname{tg} \varphi$ - средневзвешенный коэффициент реактивной мощности, соответствующий средневзвешенному значению $\operatorname{Cos} \varphi$ данной группы электроприемников.

Расчетная полная мощность, потребляемая одним или группой электроприемников:

$$S_\delta = \sqrt{P_\delta^2 + Q_\delta^2}$$

Расчетное значение тока одного или группы электроприемников:

$$I_\delta = \frac{S_\delta}{\sqrt{3} U_i}$$

где I_p – суммарный расчетный ток узла нагрузки, А;

U_n – напряжение питания узла нагрузки, кВ.

Пример 5.1. Произвести расчет нагрузки компрессора номинальной мощностью $P_n=37$ кВт методом коэффициента использования. Коэффициент мощности компрессора $\operatorname{Cos} \varphi=0,88$.

Решение:

Компрессор создает постоянную нагрузку в сети, работающую в длительном режиме. В справочной таблице задается коэффициент использования $k_n=0,75$.

1). Определяем расчетную активную мощность компрессора:

$$P_p = k_n P_n$$

$$P_p = 37 \cdot 0,75 = 27,75 \text{ кВт}$$

2). Определяем расчетную реактивную мощность компрессора:

$$Q_p = P_p \operatorname{tg} \varphi$$

При $\operatorname{Cos} \varphi = 0,88$ $\operatorname{tg} \varphi = 0,54$:

$$Q_p = 27,75 \cdot 0,54 = 14,99 \text{ кВАр}$$

3). Определяем полную мощность, потребляемую из сети:

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

$$S_p = \sqrt{27,75^2 + 14,99^2} = 31,54 \text{ кВА}$$

4). Определяем расчетный ток в цепи:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} U_n}$$

$$I_p = \frac{31,54 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 380} = 47,98 \text{ А}$$

2). Метод коэффициента спроса

Метод наиболее прост, широко распространен при разработке технического задания на проектирование, применяется, как правило, для группы электроприемников, работающих в длительном режиме ($P_B=1$). Для определения расчетных нагрузок по этому методу необходимо знать установленную мощность группы приемников (производства, цеха и т.п.), коэффициент спроса данной группы и значение коэффициента мощности данной группы.

Расчетная активная мощность определяется по формуле:

$$P_p = k_c P_n$$

где P_n – номинальная активная мощность нагрузки (цеха и т.п.), кВт;

k_c - средневзвешенное значение коэффициента спроса группы электроприемников подразделения предприятия(приложение, табл. №28).

Расчетная реактивная мощность равна:

$$Q_p = P_p \operatorname{tg} \varphi,$$

где $\operatorname{tg} \varphi$ - коэффициент реактивной мощности, соответствующий средневзвешенному $\operatorname{Cos} \varphi$ группы электроприемников данного подразделения;

Полная расчетная мощность:

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

Расчетное значение тока:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} U_n}$$

Расчетные нагрузки, определенные данным методом необходимы для выбора сечения проводов для линий электропередачи, питающих узел нагрузки; силовых пунктов и трансформаторов; коммутационных и защитных аппаратов.

Пример 5.2. Произвести расчет нагрузки группы электроприемников методом коэффициента спроса. Установленная мощность основного оборудования, работающего с постоянной нагрузкой в длительном режиме: $P_{но}=45,6$ кВт, средневзвешенный коэффициент мощности $\operatorname{Cos} \varphi=0,82$; установленная мощность вспомогательного оборудования, работающего в кратковременно режиме: $P_{нв}=12$ кВт.

Решение:

1). Определяем коэффициенты спроса основного и вспомогательного оборудования:

$$k_c = k_{\max} k_{\text{и}}$$

Для оборудования длительного режима работы с постоянной нагрузкой $K_M=1$, тогда $k_c=k_{\text{и}}$, коэффициент использования выбирается по справочной таблице: $k_{\text{со}}=0,7$.

для двигателей кратковременного режима работы при любом характере нагрузки – $K_B=0,8 \div 0,95$ при $\cos\varphi=0,7$:

$$k_c = k_{\max} \frac{k_{\text{и}}}{k_B}$$

$$k_c = 1 \frac{0,3}{0,8} = 0,375$$

2). Определяем расчетную активную мощность основного и вспомогательного оборудования:

$$P_p = k_c P_{\text{н}}$$

$$P_{\text{ро}} = 45,6 \cdot 0,7 = 31,92 \text{ кВт}$$

$$P_{\text{рв}} = 12 \cdot 0,375 = 4,5 \text{ кВт}$$

3). Определяем суммарную расчетную активную мощность всего оборудования:

$$P_p = P_{\text{ро}} + P_{\text{рв}}$$

$$P_p = 31,92 + 4,5 = 36,42 \text{ кВт}$$

4). Определяем расчетную реактивную мощность компрессора:

$$Q_p = P_p \tan\varphi$$

При $\cos\varphi=0,82$ основного оборудования $\tan\varphi=0,7$; при $\cos\varphi=0,7$ вспомогательного оборудования $\tan\varphi=1,03$:

$$Q_{\text{ро}} = 36,42 \cdot 0,7 = 25,49 \text{ кВАр}$$

$$Q_{\text{рв}} = 4,5 \cdot 1,03 = 4,64 \text{ кВАр}$$

5). Определяем суммарную расчетную реактивную мощность всего оборудования:

$$Q_p = Q_{\text{ро}} + Q_{\text{рв}}$$

$$Q_p = 25,49 + 4,64 = 30,13 \text{ кВт}$$

6). Определяем полную мощность, потребляемую из сети:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}$$
$$S_p = \sqrt{36,42^2 + 30,13^2} = 47,26 \text{ кВА}$$

7). Определяем расчетный ток в цепи:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3}U_H}$$
$$I_p = \frac{47,26 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 380} = 71,9 \text{ А}$$

3). Метод упорядоченных диаграмм

Для расчета нагрузок по этому методу необходимы исходные данные по каждому электроприемнику: количество и номинальная мощность, коэффициент использования по активной мощности, коэффициент мощности и режим работы. При различных режимах работы электроприемников, их необходимо привести к длительному режиму (ПВ=1). Для определения расчетной мощности узла нагрузки все электроприемники разбиваются на подгруппы с учетом их подключения к узлу питания (силовой пункт, щит, сборка и т.п.), имеющие одинаковую величину коэффициента использования по активной мощности. По сформированным подгруппам ЭП определяются эффективное число электроприемников и средневзвешенный коэффициент использования данной подгруппы. Определение расчетных нагрузок сводится к расчету значений активной, реактивной, полной мощностей и полного тока, рассматриваемого узла нагрузки.

Средняя активная мощность подгруппы электроприемников одинакового режима работы определяется:

$$P_{cp} = \sum_1^n k_{и.і} P_{ні}$$

где $k_{и.і}$ - индивидуальный коэффициент использования;

$P_{ні}$ – номинальная мощность отдельного электроприемника, кВт.

Расчетный коэффициент определяется в зависимости от средневзвешенного коэффициента использования по активной мощности и эффективного числа электроприемников для подгруппы: $K_p = f(n_{\Sigma}; k_n)$. Значение расчетного коэффициента определяется по кривым этой зависимости или по таблицам с учетом постоянной времени нагрева сети, для которой рассчитываются электрические нагрузки.

Для сетей напряжением до 1 кВ, питающих силовые пункты, щиты, распределительные шинопроводы, постоянная времени нагрева принята $T_0 = 10$ мин, для магистральных шинопроводов и шин НН цеховых ТП - $T_0 = 2,5$ ч. В данном случае расчетный коэффициент определяется по справочным таблицам.

Эффективное число электроприемников – это число однородных по режиму работы электроприемников одинаковой мощности, которое обуславливает те же значения расчетной нагрузки, что и группа электроприемников с разными мощностями и различными режимами работы.

Величина эффективного числа электроприемников подгруппы определяется по формуле:

$$n_{\Sigma} = \frac{(\sum_1^n P_n)^2}{\sum_1^n P_n^2}$$

где P_n - номинальная активная мощность отдельного электроприемника, входящего в состав подгруппы, кВт;

n - число электроприемников в подгруппе.

При значительном числе электроприемников в подгруппе (магистральные шинопроводы, шины цеховых ТП, в целом по цеху) допускается эффективное число электроприемников подгруппы определять по упрощенному выражению:

$$n_{\Sigma} = \frac{2 \sum_1^n P_n}{P_{n \max}}$$

где $P_{n \max}$ - номинальная активная мощность наиболее мощного электроприемника в подгруппе, кВт.

Полученное по указанной формуле значение эффективного числа электроприемников подгруппы округляется до ближайшего меньшего целого числа. Допускается принимать значение эффективного числа электроприемников равным действительному числу электроприемников в подгруппе при условии, что отношение: $\frac{P_{H \max}}{P_{H \min}} < 3$, где $P_{H \min}$ - номинальная активная мощность наименее мощного электроприемника в подгруппе, кВт.

Расчетная активная мощность нагрузки (расчетный максимум) равна:

$$P_p = P_{\max} = k_p \sum_1^n P_{cp}$$

В случае, если расчетная активная мощность окажется меньше номинальной мощности наиболее мощного электроприемника в подгруппе, следует принять расчетную мощность данной подгруппы равной номинальной мощности наиболее мощного электроприемника.

Расчетная реактивная мощность узла нагрузки по этому методу определяется по формулам:

при $n_g \leq 10$: $Q_p = 1,1 \sum_1^n k_{и} P_{H} \operatorname{tg} \varphi$

при $n_g > 10$: $Q_p = \sum_1^n k_{и} P_{H} \operatorname{tg} \varphi$,

Полная расчетная мощность узла нагрузки:

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

Расчетный ток узла нагрузки:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} U_H}$$

После определения расчетных нагрузок подгрупп электроприемников по узлам питания (силовой пункт, щит, сборка и т.п.) рассчитывается нагрузка всего подразделения (цеха, корпуса и т.п.). Подразделение рассматривается как центр питания всех подгрупп электроприемников.

Из расчета исключаются:

- а) электроприемники малой мощности;
- б) резервные;
- в) включаемые эпизодически.

Пример 5.3. Произвести расчет нагрузки методом упорядоченных диаграмм. Основное оборудование, работающее в длительном режиме с постоянной нагрузкой: два насоса мощностью $P_{o1}=4,0$ кВт, $k_{иo1}=0,7$; компрессор $P_{o2}=7,5$ кВт, $k_{иo2}=0,75$, сушка $P_{o3}=21$ кВт, $k_{иo3}=0,65$. Средневзвешенный $\cos\varphi=0,8$.

Вспомогательное оборудование, работающее в кратковременном режиме (ПВ=34%) с переменной нагрузкой: сварка $P_{в1}=17$ кВт, $k_{ив1}=0,25$, 4 pulverizatora $P_{в2}=3,0$ кВт, $k_{ив2}=0,6$. Средневзвешенный $\cos\varphi=0,7$.

Решение:

1). Определяем установленную мощность вспомогательного оборудования:

Оборудование, работающее в кратковременном режиме, приводится к длительному режиму по формуле:

$$P_{ус} = P_H \sqrt{ПВ}$$

$$P_{ув1} = 17 \sqrt{0,34} = 9,91 \text{ кВт}$$

$$P_{ув2} = 3,0 \sqrt{0,34} = 1,75 \text{ кВт}$$

2). Определяем средние мощности основного и вспомогательного оборудования:

$$P_{ср} = \sum_1^n k_{и.i} P_{Hi}$$

$$P_{срo} = 4,0 \cdot 0,7 + 7,5 \cdot 0,75 + 21 \cdot 0,65 = 24,88 \text{ кВт}$$

$$P_{срв} = 9,91 \cdot 0,25 + 1,75 \cdot 0,6 = 6,68 \text{ кВт}$$

3). Определяем средневзвешенный коэффициент использования для основного и вспомогательного оборудования:

$$k_{и} = \frac{\sum_1^n P_{ср}}{\sum_1^n P_H}$$

$$k_{\text{ио}} = \frac{24,88}{4,0 \cdot 2 + 7,5 + 21} = \frac{24,88}{36,5} = 0,68$$

$$k_{\text{ив}} = \frac{6,68}{17 + 3,0 \cdot 4} = \frac{6,68}{29} = 0,23$$

4). Определяем эффективное число электроприемников по упрощенно формуле:

$$n_{\text{э}} = \frac{2 \sum_1^n P_{\text{н}}}{P_{\text{н max}}}$$

$$n_{\text{эо}} = \frac{2(4,0 \cdot 2 + 7,5 + 21)}{21} = 3,48$$

$$n_{\text{эв}} = \frac{2(17 + 3,0 \cdot 4)}{17} = 3,41$$

Округляем эффективное число до ближайшего меньшего целого числа:

$$n_{\text{эо}} = n_{\text{эв}} = 3.$$

5). Определяем расчетную активную мощность основного и вспомогательного оборудования и суммарную:

По справочной таблице определяем расчетный коэффициент k_p в зависимости от $n_{\text{э}}$ и $k_{\text{и}}$ для питающих сетей напряжением до 1 кВ:

для основного оборудования $k_p=1,14$; для вспомогательного – $k_p=2,31$.

$$P_p = P_{\text{max}} = k_p \sum_1^n P_{\text{ср}}$$

$$P_{\text{ро}}=1,14 \cdot 24,88=28,36 \text{ кВт}$$

$$P_{\text{рв}}=2,31 \cdot 6,68=15,43 \text{ кВт}$$

$$P_p = P_{\text{ро}} + P_{\text{рв}}$$

$$P_p=28,36+15,43=43,79 \text{ кВт}$$

6). Определяем расчетную реактивную мощность основного, вспомогательного оборудования и суммарную:

$$Q_p = 1,1 \sum_1^n P_{\text{ср}} \text{tg}\varphi$$

Для основного оборудования $\cos\varphi=0,8$ $\operatorname{tg}\varphi=0,75$; для вспомогательного
- $\cos\varphi=0,7$ $\operatorname{tg}\varphi=1,03$:

$$Q_{po}=1,1 \cdot 24,88 \cdot 0,75=20,53 \text{ кВар}$$

$$Q_{pb}=1,1 \cdot 6,68 \cdot 1,03=7,57 \text{ кВАр}$$

$$Q_p=Q_{po}+Q_{pb}$$

$$Q_p=20,53+7,57=28,1 \text{ кВт}$$

7). Определяем полную мощность, потребляемую из сети:

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

$$S_p = \sqrt{43,79^2 + 28,1^2} = 52,02 \text{ кВА}$$

8). Определяем расчетный ток в цепи:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3}U_H}$$

$$I_p = \frac{52,02 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 380} = 79,13 \text{ А}$$

4). Метод удельных плотностей нагрузок

Метод определения расчетной нагрузки по удельной мощности на единицу производственной площади применяется при проектировании сетей, которые характеризуются большим количеством электроприемников малой и средней мощности, равномерно распределенных по площади производственного помещения. Удельную мощность нагрузки определяют по статистическим данным или справочной литературе для однородных производств, также необходимо знать (или определить) площадь здания (сооружения, участка, отделения, цеха).

Расчетная активная нагрузка определится:

$$P_p=\gamma F$$

где F – площадь здания, м^2 ;

γ – плотность активной нагрузки, кВт/м (приложение, табл. №29).

Например, для машиностроительных и металлообрабатывающих цехов плотность нагрузки $\gamma=0,12-0,25$ кВт/м.

Расчетная реактивная и полная мощности нагрузки определяются аналогично методам коэффициента использования и коэффициента спроса.

Метод применим для ориентировочных расчетов, однако получил широкое применение при расчете мощности осветительных нагрузок отдельных корпусов подразделений предприятия, т.к. осветительная нагрузка равномерно распределена по площади подразделения.

Пример 5.4. Произвести расчет нагрузки методом удельных плотностей нагрузок. Площадь помещения металлообрабатывающего цеха $F=348$ м², удельная плотность нагрузки цехах - $\gamma=0,12-0,25$ кВт/м², средневзвешенный коэффициент мощности $\cos\varphi=0,766$.

Решение:

- 1). Определяем активную мощность нагрузки:

$$P_p = \gamma F$$

$$P_p = 348 \cdot 0,2 = 69,6 \text{ кВт}$$

- 2). Определяем расчетную реактивную мощность компрессора:

$$Q_p = P_p \tan\varphi$$

При $\cos\varphi=0,766$ $\tan\varphi=0,84$:

$$Q_p = 69,6 \cdot 0,84 = 58,46 \text{ кВАр}$$

- 3). Определяем полную мощность, потребляемую из сети:

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

$$S_p = \sqrt{69,6^2 + 58,46^2} = 90,90 \text{ кВА}$$

- 4). Определяем расчетный ток в цепи:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3}U_H}$$

$$I_p = \frac{90,90 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 380} = 138,26 \text{ A}$$

5). Метод удельного расхода электроэнергии

Метод расчета по удельному расходу электроэнергии на единицу продукции за определенный период времени применяется для потребителей электрической энергии с неизменной или мало изменяющейся во времени нагрузкой, расчетная нагрузка совпадает со средней нагрузкой при заданном объеме выпуска за определенный период времени (например, за наиболее загруженную смену, месяц, год).

Расчетная активная мощность за наиболее загруженную смену равна:

$$P_p = P_{с.м} = \frac{W_{уд} \cdot N_{см}}{T_{см}},$$

где $P_{с.м}$ – среднее значение потребляемой активной мощности за наиболее загруженную смену, кВт;

$W_{уд}$ – удельный расход активной электроэнергии на единицу продукции за наиболее загруженную смену, кВт·ч;

$N_{см}$ – количество продукции, выпускаемой за смену (шт, тонна);

$T_{см}$ – продолжительность наиболее загруженной смены, ч.

Значение удельного расхода электроэнергии на единицу продукции ориентировочно можно принять по статистическим данным действующих предприятий с аналогичным технологическим процессом.

Остальные показатели расчетных нагрузок (Q_p , S_p и I_p) по данному методу определяются по аналогии с предыдущими методами расчета электрических нагрузок.

Пример 5.5. Произвести расчет нагрузки методом удельного расхода электроэнергии. В цехе удельный расход активной электроэнергии на единицу продукции $W_{уд} = 3,12$ кВтч, количество продукции, выпускаемой за смену, $N_{см} = 250$ шт, продолжительность наиболее загруженной смены $T_{см} = 8$ ч.

Решение:

1). Определяем расчетную активную мощность за наиболее загруженную смену:

$$P_p = P_{c.m} = \frac{W_{уд} \cdot N_{см}}{T_{см}}$$
$$P_p = \frac{3,12 \cdot 250}{8} = 97,5 \text{ кВт}$$

2). Определяем расчетную реактивную мощность:

при $\cos\varphi=0,8$ $\operatorname{tg}\varphi=0,75$:

$$Q_p = P_p \operatorname{tg}\varphi$$
$$Q_p = 97,5 \cdot 0,75 = 73,12 \text{ кВАр}$$

3). Определяем полную мощность, потребляемую цехом из сети:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}$$
$$S_p = \sqrt{97,5^2 + 73,12^2} = 121,87 \text{ кВА}$$

4). Определяем расчетный ток в цепи:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} U_H}$$
$$I_p = \frac{121,87 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 380} = 185,38 \text{ А}$$

Вопросы для самопроверки:

1. С какой целью производятся расчеты нагрузок.
2. Какие исходные данные необходимы для расчетов нагрузок.
3. Сравните методы расчета электрических нагрузок.
4. Какой метод расчета нагрузок и в каких случаях предпочтительнее?
5. Определите расчетный максимум электрической нагрузки своей квартиры по списку приемников и показаний счетчика.

Глава 6. Передача и распределение электрической энергии

6.1. Основные понятия электрических сетей

Для передачи электроэнергии от мест производства к местам потребления и для распределения её по группам и отдельным потребителям служит энергетическая система, состоящая из линии электропередачи различных конструкций и напряжений; подстанций; устройств компенсации (компенсирующие установки и реакторы); устройств защиты и автоматики (регуляторы, устройства релейной защиты и противоаварийной автоматики, средства управления).

Электроустановка, служащая для производства (генерации) электрической энергии в результате преобразования энергии, заключённой в природных энергоносителях (уголь, газ, вода и др.) при помощи турбо- и гидрогенераторов называется **электростанцией**.

Подстанция – это электроустановка, предназначенная для приёма, преобразования (трансформации) и распределения электроэнергии. В зависимости от назначения подстанции выполняются трансформаторными или преобразовательными (выпрямительными, двигатель-генераторными и др.). Трансформаторная подстанция (ТП) может быть повышающей (повысительной), если преобразование величины напряжения переменного тока осуществляется с низшего напряжения на высшее (подстанции электростанций), и понижающей (понижительной) – в случае трансформации высшего напряжения на низшее (подстанции предприятий, городов и др.).

Электрические сети - это система проводов (кабелей), снабженных соответствующими электроустановочными аппаратами (изделиями) и приборами для переключений, измерений, трансформации, регулирования и защиты.

Электрические сети различают:

- по роду тока – сети постоянного, переменного однофазного и трехфазного токов;
- по величине напряжения – сети до и выше 1000 В;
- по назначению – силовые, осветительные, совмещенные;
- по конструкции – сети воздушные, кабельные, в виде токопроводов и внутренние сети зданий;
- месту расположения – наружные и внутренние;
- способу прокладки – открытые, скрытые и защищенные.

Уровень высшего напряжения сетей (ВН) - 330–750 кВ. Уровень среднего напряжения (СН) соответствует напряжениям 110–150 (220) кВ, питающимся от сетей высшего напряжения с трансформацией ВН/СН, уровень низшего напряжения представлен сетями напряжением 6–35 кВ, питающимся от сетей СН с трансформацией СН/НН.

Назначение распределительных сетей – распределение электроэнергии между подстанциями 110/35 и 6/0,4 кВ района электропотребления, сбор мощности, производимой небольшими станциями, доставка электроэнергии непосредственно потребителям напряжением 6–10 кВ. Распределительные сети среднего напряжения (СН) включают две-три ступени (уровня) трансформации. Низковольтные сети 0,22–0,66 кВ относятся к низшему уровню, образуемому в результате дополнительной трансформации 6–35/0,22–0,66. Низковольтные, или потребительские сети, питают непосредственно аппараты промышленного или бытового назначения.

Распределительные сети могут выполняться разомкнутыми и замкнутыми. При разомкнутой конфигурации – в виде радиальной и магистральной схем с одним центром питания (ЦП). При магистральной конфигурации сети затрачивается меньше проводников и коммутационной аппаратуры, чем при радиальном её исполнении. Преимуществами разомкнутых сетей является простая конфигурация схемы, низкая стоимость, минимальные затраты проводникового металла и оборудования.

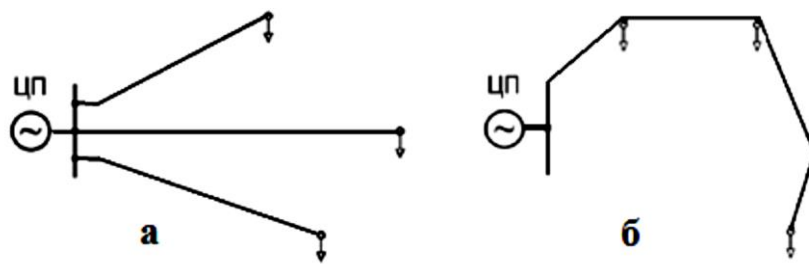


Рис. 6.1. Разомкнутая конфигурация сети
а – радиальная; б - магистральная

Отсутствие перегрузок в аварийных режимах при разомкнутой конфигурации позволяет вести расчёт и выбирать сечения проводов только по нормальному режиму работы.

Широкое применение находят замкнутая одинарная или двойная сеть, опирающаяся на два ЦП (сеть с двусторонним питанием), что позволяет охватить значительную территорию между двумя источниками.

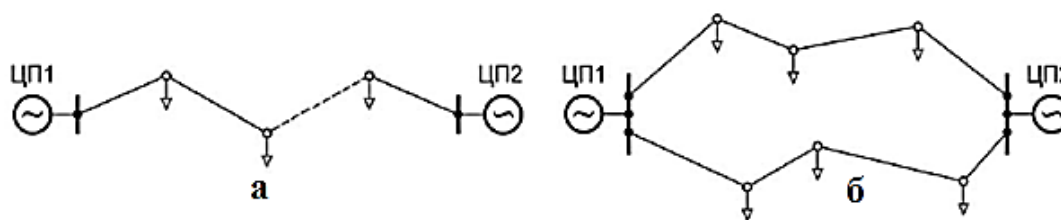


Рис. 6.2. Конфигурации сети с двусторонним питанием
а) одинарная; б) двойная.

Электрическая сеть - это часть энергетической системы, включающую трансформаторные подстанции (ТП) и линии электропередач (ЛЭП).

Линия электропередачи (ЛЭП) – это электроустановка, предназначенная для передачи электрической энергии на расстояние с возможным промежуточным отбором.

Номинальное напряжение ЛЭП зависит от передаваемой мощности, количества цепей и расстояния (дальности), на которое передается электроэнергия. Чем больше передаваемая мощность и протяженность линии, тем выше должно быть номинальное напряжение электропередачи. Под пропускной способностью электропередачи понимается наибольшая активная мощность трех фаз электропередачи, которую можно передать в длительном

установившемся режиме с учетом режимно-технических ограничений. Выбор типа ЛЭП, ее конструктивного исполнения определяется назначением линии, местом расположения (прокладки), климатическими условиями, требованиями электробезопасности и рядом других факторов.

Воздушные линии электропередачи (ВЛ) предназначены для передачи и распределения электроэнергии по проводам, расположенным на открытом воздухе и поддерживаемым с помощью опор и изоляторов. Основными конструктивными элементами воздушных линий являются опоры, провода, грозозащитные тросы, изоляторы и линейная арматура. По конструктивному исполнению опор наиболее распространены одно- и двухцепные ВЛ. На трассе может сооружаться до четырех цепей. На воздушных линиях преимущественно применяются неизолированные (голые) провода. Всё большее применение находят воздушные линии с самонесущими изолированными проводами напряжением 0,38–10 кВ. Преимущества применения - отсутствие изоляторов на опорах, максимальное использование высоты опоры для подвески проводов; нет необходимости в обрезке деревьев в зоне прохождения линии.

Кабельные линии электропередачи (КЛ) состоят из одного или нескольких параллельных кабелей с соединительными, стопорными и концевыми муфтами (заделками) и крепежными деталями. Кабельные линии прокладывают там, где строительство воздушных линий невозможно из-за стесненной территории, неприемлемо по условиям техники безопасности, нецелесообразно по экономическим, архитектурно-планировочным показателям и другим требованиям. Ограниченность свободной территории и плотность застройки городов и промышленных предприятий определяют использование кабельных линий и прокладку их в специальных сооружениях.

Электрический провод - кабельное изделие, содержащее одну или несколько скрученных проволок (или жил), поверх которых может иметься легкая неметаллическая оболочка или оплетка из волокнистых материалов или проволоки, и не предназначенные, как правило, для прокладки в земле.

Провода подразделяются на установочные, обмоточные и электрические шнуры. Установочные провода применяют для распределения электроэнергии в силовых и осветительных сетях, а также для электроснабжения электроустановок, обмоточные – для обмоток электрических машин и аппаратов. Электрический шнур – это провод с изолированными жилами повышенной гибкости, заключенными в одну оболочку, служит для соединения с подвижными устройствами.

Электрический кабель - кабельное изделие, содержащее одну или более изолированных жил (проводников), заключенных в металлическую или неметаллическую оболочку, поверх которой может иметься соответствующий защитный покров (броня), пригодное для прокладки в земле и под водой. Помимо этого в конструкции кабеля могут присутствовать экраны, нулевые жилы, жилы защитного заземления и заполнители.

Как известно, в системах электроснабжения наибольшее распространение получили установочные провода и силовые кабели напряжений 6 –10 кВ в сетях высоких напряжений и внутрицехового электроснабжения 0,4 кВ. Наряду с хорошей электропроводностью (возможно меньшим электрическим сопротивлением), достаточной механической прочностью и устойчивостью против коррозии провода и кабели должны удовлетворять условиям экономичности. С этой целью применяют провода с жилами из дешевых металлов – алюминия, стали, специальных сплавов алюминия. Хотя медь обладает наибольшей проводимостью, медные провода из-за значительной стоимости и потребности для других целей в новых линиях не используются.

Маркировка проводов и кабелей составляется из начальных букв слов, описывающих конструкцию, выполняется буквами и цифрами. Буквы обозначают материал жил, тип изоляции и защиты; цифры – сечение или диаметр жилы.

Токопроводящие жилы предназначены для прохождения тока. Различают основные и нулевые жилы кабелей. Жилы защитного заземления

являются вспомогательными и предназначены для соединения не находящихся под рабочим напряжением металлических частей электроустановок с контурами защитных заземлений.

Маркировка жил:

А (в начале маркировки) означает, что жила выполнена из алюминия;

АС (в начале маркировки) – жилы сталеалюминиевые;

При отсутствии буквы А, жилы медные.

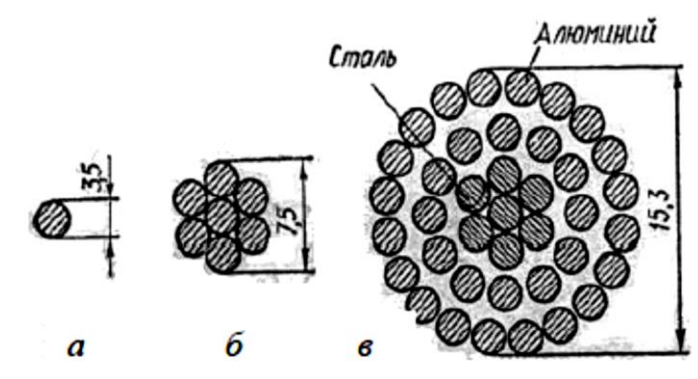


Рис. 6.3. Конструкция неизолированных проводов:
а) однопроволочный;
б) многопроволочный;
в) сталеалюминиевый.

Медные и алюминиевые жилы проводов и кабелей могут быть по форме круглыми или фасонными, однопроволочными или многопроволочными. Сталеалюминиевые - имеют вокруг стального сердечника повивы из алюминиевых проволок. Токопроводящие жилы силовых кабелей изготавливаются в соответствии с ГОСТ 22483-77. Трехжильные кабели могут выполняться с жилами одинакового сечения, четырех проводные имеют дополнительно одну жилу меньшего сечения, чем остальные. Эта жила меньшего сечения используется как нулевая или жила заземления.

Изоляция, наложенная непосредственно на жилу, называется **изоляцией жилы**. Изоляция служит для обеспечения необходимой электрической прочности жил по отношению друг к другу и к заземленной оболочке (земле).

Основная маркировка изоляции жил проводов:

ПР (после индекса жил) - провод с резиновой изоляцией (ПР, АПР);

ПВ (после индекса жил) - провод с поливинилхлоридной изоляцией (ПВ, АПВ);

ПП (после индекса жил) - провод с изоляцией из самозатухающего полиэтилена (ПП, АПП).

Дополнительные буквы в маркировке изоляции определяют специфические свойства: Г – гибкий, Д – двойной, П – плоский и др.

Основная маркировка изоляции жил кабелей:

В (после индекса жил) – кабель с поливинилхлоридной изоляцией (ВВГ, АВВГ); П (после индекса жил) – изоляция из полиэтилена (ПВГ, АПВГ);

Р (в середине обозначения) – изоляция из резины (РГ, АРГ);

Пс (в середине обозначения) - из самозатухающего полиэтилена (ПсВГ, АПсВГ); Пв (в середине обозначения) - из вулканизированного самозатухающего полиэтилена (ПвВГ, АПвВГ).

Отсутствие маркировки изоляции жил кабеля означает, что изоляция бумажная с вязкой пропиткой.

Оболочки защищают внутренние элементы от увлажнения и других внешних воздействий: защита от света, различных химических веществ и механических воздействий.

Маркировка оболочек:

В (в середине обозначения) – поливинилхлоридная (АВВГ);

П (в середине обозначения) – полиэтиленовая (АВПП);

Н (на первом или втором месте) – оболочка резиновая, не распространяющая горения (АНРГ); А (на первом или втором месте) – алюминиевая оболочка (ААБЛУ); С (на первом или втором месте) – свинцовая (АСБУ);

Г (после индекса оболочки) – кабель без защитного покрова (АСГУ);

При отсутствии буквы - оболочка выполнена из крепированной бумаги, пропитанной битумом (АСБУ).

Защищенный провод имеет металлическую или другую оболочку, предназначенную для герметизации и защиты от внешних воздействий находящейся внутри нее части провода. Незащищенный провод не имеет такой

оболочки, но может иметь обмотку или оплетку пряжей, которая не рассматривается как защита провода от механических повреждений. Не нуждаются в металлической оболочке кабели с невлагоемкой пластмассовой изоляцией, поэтому они изготавливаются в пластмассовой оболочке. Лучшими оболочками для кабелей с бумажной изоляцией являются алюминий и свинец. Высокая электрическая проводимость алюминия обуславливает отсутствие экранов и возможность использования оболочки в качестве нулевой жилы.

Защитные покровы используются для защиты оболочек кабелей от внешних воздействий и в зависимости от конструкции могут состоять из подушки, бронепокрова и наружного покрова. Подушка накладывается на оболочку и предназначена для ее предохранения от механических повреждений бронепокровом (толщина 1,4-3,2 мм). Бронепокров предохраняет кабель от внешних механических воздействий и состоит из стальных или оцинкованных лент или проволок (диаметром 1,4-6 мм). Наружный покров предназначен для защиты брони от коррозии и выполняется в виде шланга из пластмассы или волокнистых пропитанных материалов (толщина 1,6-3,1 мм).

Маркировка защитных покровов кабелей:

Г (после индекса брони) – голый, т.е. без наружного покрова на броне (АСБГУ); Р (после индекса брони) – из резины, маслостойкий, не распространяющий горение; Б (после индекса брони) – из пропитанной битумом кабельной пряжи; н (после индекса брони) – негорючий состав из стеклянной пряжи (АСБнУ); Шп или Шв (после индекса брони) – полиэтиленовый (ААШпУ) или поливинилхлоридный (ААШвУ) шланг.

При отсутствии буквы – покров выполнен из пропитанной битумом кабельной пряжи (ААБлУ).

В зависимости от конструкции кабеля могут отсутствовать один или два компонента защитного покрова. Не требуют бронирования алюминиевые оболочки из-за хороших механических характеристик (прочность, стойкость к вибрациям и т.д.).

Заполнители предназначены для устранения свободных промежутков между конструктивными элементами кабеля в целях герметизации, придания кабелю необходимой формы и механической устойчивости. **Пропитки** используются для силовых кабелей с бумажной или хлопчатобумажной изоляцией. Для кабелей до 10 кВ применяется бумага марок К-080, К-120, К-170 (толщиной соответственно 0,08; 0,12 и 0,17 мм). Бумажная изоляция выполняется в виде нескольких слоев из лент кабельной бумаги, пропитанной специальным составом. Пропиточный состав, в зависимости от вязкости, бывает вязкий, обедненно-пропиточный и нестекающий (канифоль, полиэтиленовый воск и нефтяное масло).

Экраны защищают внешние цепи систем электроснабжения от влияния электромагнитных полей токов, протекающих по кабелю. В качестве экранов используется электропроводящая кабельная бумага марок КПУ-80 и КПУ-120. Это однослойная или двухслойная бумага, содержащая ацетиленовую сажу. Допускается выполнять экран из полупроводящей металлизированной бумаги, поверх которой наложена алюминиевая фольга.

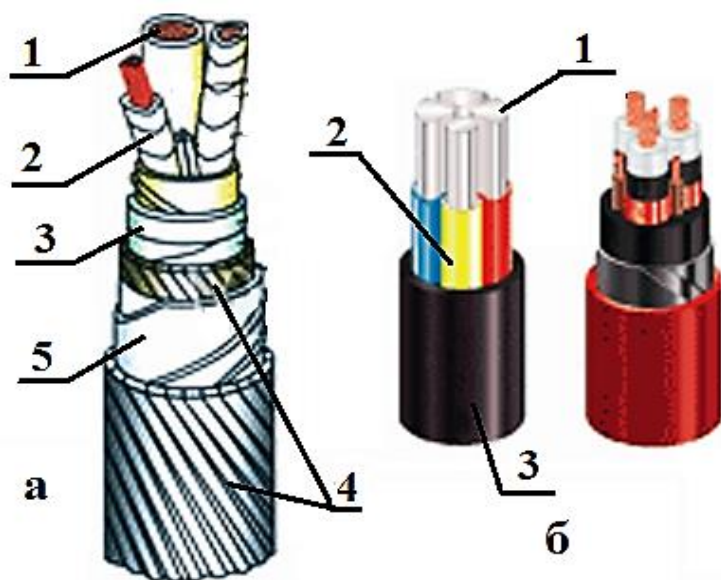


Рис.6.4. Устройство кабеля:
а) бронированный,
б) с полиэтиленовой изоляцией:

1 – жила; 2 – изоляция жил; 3 – защитная оболочка; 4 – покров из кабельной х/б пряжи; 5 – ленточная броня.

Номинальные стандартные сечения для проводов и шнуров находятся в интервале от 0,12 до 240 мм². Шкала номинальных сечений жил силовых кабелей (в скобках приведены возможные значения сечений нулевых жил)

имеет вид: от 6(4), до 240(70,120) с шагом около 1,6. Выбор сечений нулевых жил определяется режимом работы нейтралей сети электроснабжения. Сечение одножильных кабелей может быть до 800мм².

В линиях напряжением 380/220 В самонесущие провода состоят из несущего неизолированного провода, являющегося нулевым, трёх изолированных фазных проводов, одного изолированного провода (любой фазы) наружного освещения. Фазные изолированные провода навиты вокруг несущего нулевого провода. Несущий провод является сталеалюминиевым, а фазные – алюминиевыми, покрытыми светостойким термостабилизированным (сшитым) полиэтиленом (провод типа АПВ).

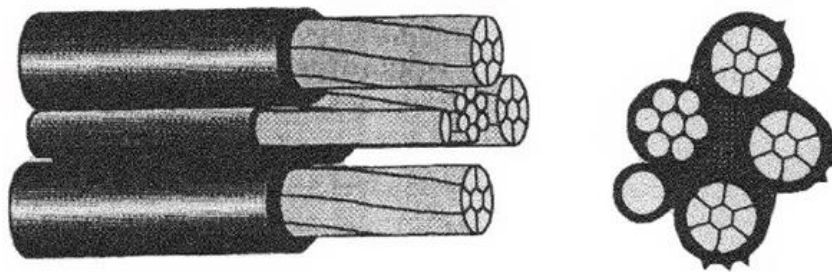


Рис. 6.5. Конструкция самонесущего провода.

Шинопровод - это жесткий токопровод на напряжение до 1кВ заводского изготовления, поставляемый комплектными секциями. По назначению шинопроводы делятся на магистральные, распределительные, осветительные и троллейные.

Магистральные шинопроводы с малым количеством ответвлений рассчитаны на большой ток и предназначены для магистральных четырехпроводных электрических сетей в системах с глухозаземленной нейтралью, служат для питания распределительных шинопроводов и пунктов, отдельных крупных электроприемников. Выпускаются на номинальные токи 1600, 2500, 4000 А.

Распределительные шинопроводы выполнены на меньшие токи и большое количество присоединений и предназначены для передачи и распределения электроэнергии напряжением 380/220 В при возможности

непосредственного присоединения к ним электроприемников в системах с глухозаземленной нейтралью. Номинальные токи 100, 250, 400, 630 А.

Осветительные шинопроводы предназначены для питания светильников и электроприемников малой мощности, их номинальный ток 25, 63 и 100 А.

Троллейные шинопроводы предназначены для питания подъемно-транспортных механизмов и переносных электрифицированных инструментов, выпускаются на токи 100, 200 и 400 В.

Шинопроводы состояются из секций шин. Длина секций унифицирована и кратна 770 мм. По материалу шины бывают медными (мягкие и твердые) или алюминиевыми.

Буквенная маркировка шинопровода:

первая буква Ш - шинопровод;

вторая буква обозначает назначение: М – магистральный или Р – распределительный, Т – троллейный;

третья буква показывает материал шины: М – медь, А – алюминий.



Рис.6.6. Шинопроводы

а) магистральный; б) распределительный Т-образный; в) прямой; г) угловой.

Марки проводов, кабелей и шинопроводов представлены в справочных таблицах (приложение, табл. №9,10,11) и ПУЭ, глава 1.

Примеры маркировки кабельных изделий:

ПРВД – провод с медными жилами в резиновой изоляции, в поливинилхлоридной оболочке, двойной;

АВВБ – кабель с алюминиевыми жилами в поливинилхлоридной изоляции, бронирован двумя стальными лентами с защитным наружным покровом из пропитанной битумом кабельной пряжи;

ШРА – шинопровод распределительный с алюминиевыми шинами.

Область применения проводов и кабелей зависит от конструктивного выполнения электрической сети, способа прокладки и воздействия на них агрессивной и взрыво- или пожароопасной окружающей среды.

Электропроводки в помещениях всех видов и наружных установках применяются: открытые - непосредственно по поверхности стен, потолков и скрытые - под штукатуркой. В сухих помещениях допускается открытые электропроводки в лотках и коробах, на тросах, в рукавах и трубах, а также электропроводки на роликах и клицах. Во влажных и сырых помещениях выполняются скрытые электропроводки в рукавах, стальных трубах и глухих коробах из трудносгораемых материалов монолитно в строительных конструкциях. В сырых и особо сырых помещениях, в помещениях с химически активной средой и наружных установках все элементы электропроводки должны быть стойкими по отношению к среде либо защищены от ее воздействия. Во взрывоопасных зонах электропроводки выполняют в металлических трубах.

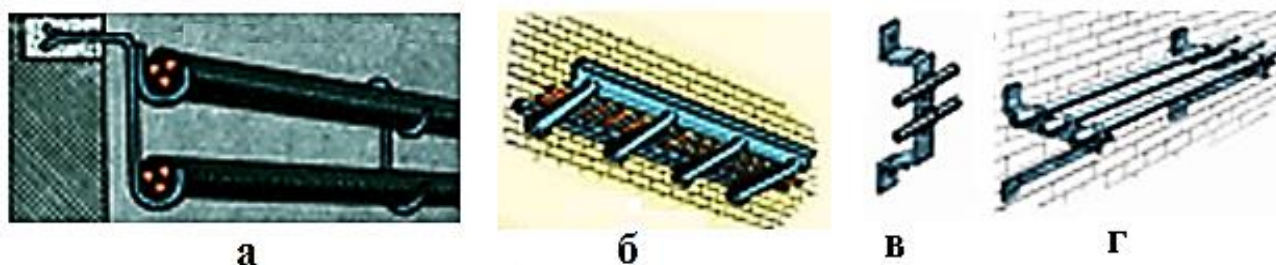


Рис.6.7. Способы прокладки проводов и кабелей
а) открытая, б) на лотках, в, г) в трубах.

Короба и трубы - закрытые конструкции, используются внутри помещений и в наружных установках. Лотки и скобы – открытые конструкции, не являются защитой от внешних механических повреждений. Если предусмотрена электропроводка в трубах, то во всех случаях, где это допустимо, следует вместо металлических труб применять пластмассовые. Диаметр труб выбирают в зависимости от числа и диаметра прокладываемых в них проводов.

При монтаже проводов для крепления к опорам, поддержки и натяга применяются изоляторы или гирлянды изоляторов. Изоляторы воздушных линий предназначены для изоляции и крепления проводов. Изготавливаются они из фарфора и закаленного стекла – материалов, обладающих высокой механической и электрической прочностью и стойкостью к атмосферным воздействиям.

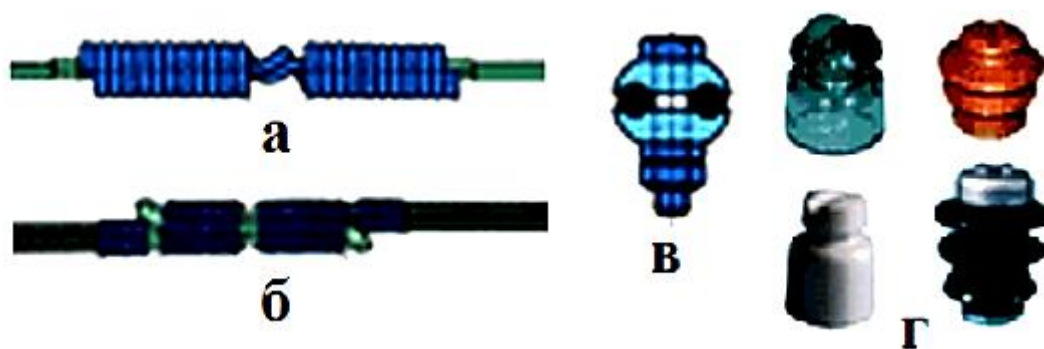


Рис.6.8. Способы соединения проводов

а) скруткой; б) внахлест с наложением бандаж; в) болтовое; г) изоляторы.

Пример 6.1. Электропроводка на участке осветительной сети произведена кабельным изделием марки АПР, проложенным на скобах. Расшифровать маркировку и проверить на соответствие классу взрывоопасной зоны В-Па по способу прокладки.

АПР – провод, жилы – алюминиевые, изоляция – резиновая; в хлопчатобумажной оплетке, проложен на скобах.

Проверяем соответствие провода по способу прокладки. Согласно ПУЭ (табл. 7.3.14, [3]) способ прокладки не соответствует нормативу, т.к. во взрывоопасных зонах любого класса изолированные провода допускается прокладывать только в водогазопроводных трубах.

Вывод: Необходимо заменить способ прокладки, следует проложить провод в водогазопроводной трубе.

Различают сроки гарантии и сроки службы кабельных изделий. **Срок гарантии** – период времени, в течение которого завод изготовитель гарантирует выполнение установленных требований по параметрам кабелей

при выполнении условий хранения и транспортировки. Срок гарантии исчисляется с момента ввода в эксплуатацию. ***Срок службы*** – продолжительность эксплуатации до момента возникновения предельного состояния, т.е. невозможности дальнейшей эксплуатации. Для кабелей с пластмассовой изоляцией установлены: гарантийный срок – 5 лет, срок службы – 25 лет; для кабелей с пропитанной бумажной изоляцией – соответственно 4,5 и 30 лет.

Надежность различных видов прокладки связана с отказами электрических линий в процессе эксплуатации. Более 36% всех отказов связаны с отказами при повреждениях строительными механизмами. Значительное число отказов возникает от повреждений, которые вызываются заводскими дефектами, механическими повреждениями при прокладке или перекладке кабелей, из-за коррозии металлической оболочки, а также из-за оползней, просадки грунта и т.д. К заводским дефектам можно отнести складки на бумажных лентах, дефекты жил и свинцовых оболочек и т.д. Металлические оболочки кабелей в агрессивной среде должны быть защищены от коррозии. Открыто проложенные кабели защищают от коррозионного воздействия окружающей среды путем окраски брони или металлической оболочки антикоррозионными красками и лаками. Различают два вида коррозии металлов в земле: почвенную (электрохимическую) и от блуждающих токов. Коррозия от переменных блуждающих токов бывает обычно незначительной, наиболее опасным является блуждающий постоянный ток, обычно возникающий вблизи электрифицированного транспорта.

В электрических сетях от ввода до электроприемника ток протекает через большое количество контактов, имеющих в **электроустановочных изделиях (ЭУИ)**. Наиболее распространенными электроустановочными изделиями являются: патроны для ламп; вилки штепсельные; розетки штепсельные; выключатели. Выпускаются ЭУИ для внутренней и наружной установки, с заземляющим контактом и без него.



Рис.6.9. Электроустановочные изделия (ЭУИ):

а) патроны; б) вилки; в) розетки; г) выключатели клавишные

Контактные устройства бывают неразъемные (пайка, сварка) и разъемные (винтовые, болтовые, пружинные). Контакты изготавливают определенной массы и поверхности охлаждения для отвода от них тепла и рассеивания его в ОС.

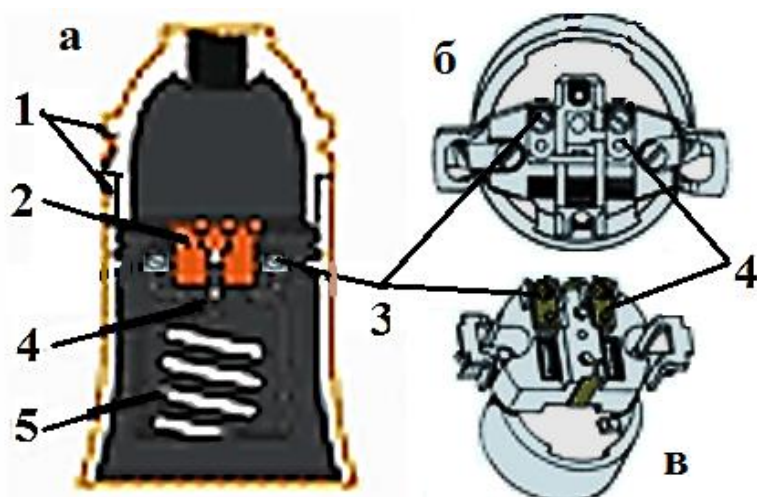


Рис.6.10. Устройство ЭУИ.

а) патрон,
б) выключатель,
в) розетка:

1 – корпус; 2 – фарфоровые вкладыши; 3 – винты для крепления контактов; 4 – контакты; 5 – резьбовая гильза.

Коммутационные аппараты можно подразделить на аппараты защиты и пускорегулирующие.

Аппараты защиты предназначены для защиты электрических сетей и установок напряжением до 1000 В от аварийных режимов и для защиты людей от поражения электрическим током. В зависимости от условий окружающей среды аппараты защиты бывают открытые и защищенные. В качестве аппаратов защиты применяются предохранители, реле, автоматические выключатели (автоматы) и устройства защитного отключения (УЗО).

Плавкий предохранитель – это коммутационный элемент, имеющий в устройстве вставку из легкоплавкого материала, помещенную в корпус (из

стекла или фарфора), которая под действием тока, по значению превышающего номинальный ток плавкой вставки, начинает расплавляться, и цепь разрывается. Предохранители предназначены для защиты электрических цепей и электрооборудования от токов, превышающих допустимые по условиям нагрева с учетом перегрузочной способности и от токов короткого замыкания. Быстродействие предохранителей зависит от величины тока, от сечения и материала вставки (температуры плавления, удельного сопротивления и теплоемкости при температуре плавления).

Плавкие предохранители бывают неразборные и разборные, с наполнителем и без. Наполнители (кварцевый мелкозернистый песок) и газогенерирующий материал для изготовления корпуса (фибра, винипласт и др.) используют для гашения дуги. Пробковые предохранители имеют фарфоровый или керамический корпус, в котором находится плавкий элемент. Разновидностью или, правильнее сказать, модернизацией пробковых предохранителей являются автоматические предохранители. Эти предохранители снабжены выключателем, который находится внутри их корпуса и способен отключить электрическую цепь. В отличие от пробковых предохранителей в автоматических предохранителях вместо плавкой вставки используется терморазмыкатель. Если трубчатые и пробковые предохранители – устройства одноразового использования, автоматические предохранители имеют возможность повторного включения цепи.

Наиболее распространенными предохранителями, применяемыми для защиты электроустановок напряжением до 1000 В, являются:

ПР – предохранитель разборный;

НПН – насыпной предохранитель, неразборный;

ПН2 – предохранитель насыпной, разборный.

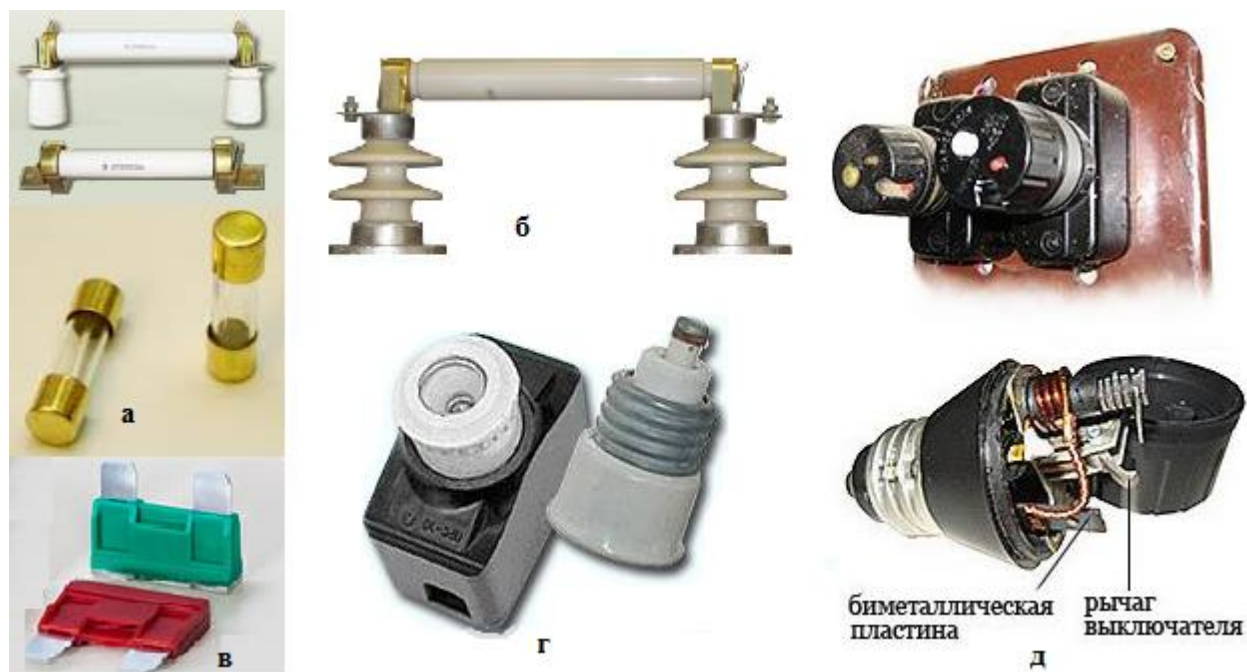


Рис.6.11. Плавкие предохранители

а) низковольтные; б) высоковольтные; в) автомобильные; г) пробковые;
д) автоматические.

Плавкие предохранители напряжением 6/10 кВ применяются для защиты силовых трансформаторов и линий высокого напряжения:

ПКТ 101 – 10 – 16 – 31,5УЗ

П – предохранитель, К – кварцевый, Т – токоограничивающий.

Трехзначная цифра 101....105 – номер серии:

Цифры (через тире) - номинальное напряжение для предохранителей климатического исполнения У или наибольшее рабочее напряжение для предохранителей климатического исполнения Т (кВ);

Цифры (через тире) - номинальный ток предохранителя (А);

Цифры и буквы (через тире) - номинальный ток отключения (кА), климатическое исполнение и категория размещения.

Автоматический воздушный выключатель (автомат) предназначен для автоматического аварийного размыкания электрических цепей, а также для нечастой коммутации цепей. Автоматы представляют собой аппараты, которые состоят из автоматического выключателя с мощной контактной системой и реле защиты, действующих на отключение автомата при возникновении

повреждения, токов короткого замыкания или перегрузки. Автоматические выключатели с естественным воздушным охлаждением (автоматы) предназначены для отключения тока при КЗ, перегрузках и недопустимых снижениях напряжения, для оперативных включений и отключений электрических цепей (в том числе электродвигателей) на напряжение до 1000 В.

В зависимости от типа автомата в них устанавливаются различные реле защиты прямого действия, так называемые *расцепители* (электромагнитные или тепловые). Расцепители, являясь составной частью автоматов, контролируют заданный параметр защищаемой цепи и воздействуют на расцепляющее устройство, отключающее автомат. *Электромагнитный расцепитель* для защиты от коротких замыканий представляет собой электромагнит, который при определенном токе мгновенно притягивает якорь, вследствие чего происходит отключение автомата. *Тепловой расцепитель* для защиты от перегрузок представляет собой тепловое реле. *Комбинированный расцепитель*, осуществляющий защиту, как от перегрузки, так и от коротких замыканий, представляет собой комбинацию из двух расцепителей: теплового и электромагнитного. Расцепители при срабатывании механически воздействуют на коммутирующее устройство, состоящее из подвижных и неподвижных контактов. *Полупроводниковый* расцепитель позволяет ступенчато менять номинальный ток расцепителя, время срабатывания в зоне перегрузки, отношение тока срабатывания при токе КЗ. Расцепители характеризуются током уставки - наименьшим током, при прохождении которого расцепитель срабатывает. Время срабатывания измеряется долями секунды. Быстродействие автомата зависит от величины тока, постоянной времени нагрева материала расцепителя.

Наиболее современными, являются автоматические выключатели серии ВА, имеющие уменьшенные габариты, совершенные конструктивные узлы и элементы по сравнению с устаревшими типами А, АЕ, «Электрон» и др. Работают в сетях постоянного и переменного тока. Автоматические

выключатели серии AE1000 предназначены для защиты осветительных электрических цепей переменного тока; номинальный режим работы – продолжительный. Автоматические выключатели серии A3700 подразделяются на выключатели с токоограничивающими и нетокоограничивающие расцепителями

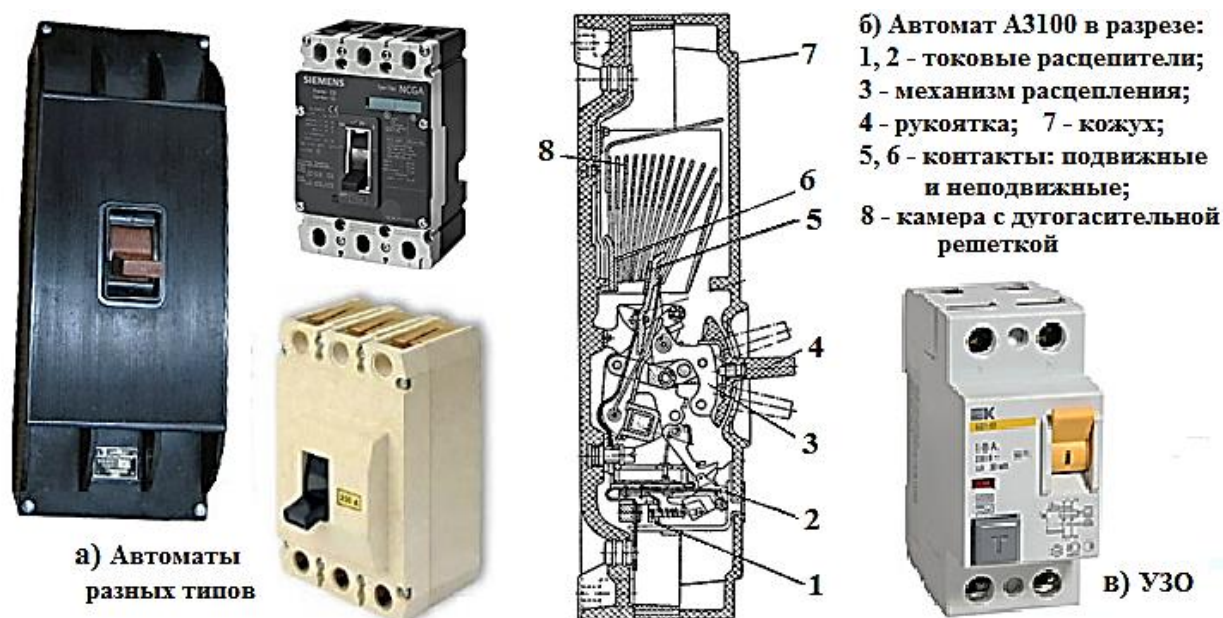


Рис.6.12. Автоматические аппараты защиты

Структура условного обозначения:

Серия ВА – выключатель автоматический;

Цифры: первые - вид расцепителя (например, 51 – с тепловым расцепителем), вторые (через тире) – обозначение номинального тока выключателя (например, 37 – $I_n=400$ А); третья (еще через тире) - количество полюсов (1, 2, 3).

Серия А - автоматический выключатель.

Цифры: первая - обозначение серии, вторая - величина выключателя в зависимости от номинального тока: 1 – 160 А, 2 – 250 А, 3 – 400 А, 4 – 630 А; третья - исполнение выключателя по числу полюсов и установки расцепителей .

Реле – контактный электромагнитный аппарат. Реле бывают токовые (тепловые), реле напряжения и времени. Реле предназначены для управления и защиты электрооборудования и сетей от коротких замыканий, неполнофазных

режимов и т.д. По контролируемой величине подразделяются на реле напряжения и тока (тепловые), реле времени, реле давления и т.д. Токовое реле рассчитано на сигнальный ток – ток срабатывания (и ток отпускания) контактов. У реле напряжения при напряжении одной полярности происходит срабатывание одной пары контактов, а при ее изменении - другой. У реле времени срабатывание происходит по истечении определенного времени после воздействия сигнала.

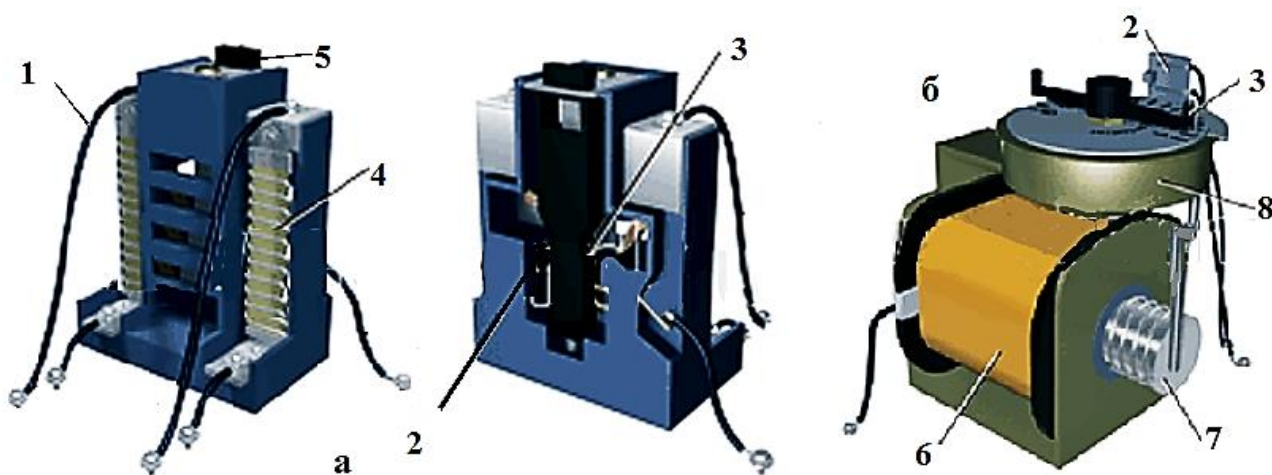


Рис.6.13. Реле а) тепловое, б) времени

1 – силовой кабель; 2 – неподвижный контакт; 3 – подвижный контакт; 4 – нагревательный элемент; 5 – кнопка возврата; 6 – катушка; 7 – якорь; 8 – часовой механизм.

Устройство защитного отключения (УЗО) – быстродействующий защитный выключатель, реагирующий на дифференциальный ток (ток утечки) в проводниках, подводящих электроэнергию к защищаемой установке. В качестве датчика дифференциального тока используется трансформатор тока. УЗО обеспечивают предотвращение загораний, возникающих вследствие протекания токов утечки и замыканий на землю.

Пускорегулирующая аппаратура (ПРА) подразделяется на аппаратуру ручного действия, автоматическую и полуавтоматическую.

Аппараты ручного действия – рубильники, кнопки управления, выключатели, переключатели и пр. Рубильники, пакетные выключатели и переключатели-разъединители ручного действия предназначены для включения/отключения или переключения режимов работы цепи с помощью

человека – оператора. Они имеют схожее устройство: обязательная часть аппарата - рычаг или рукоятка. Выполняются одно-, двух- или трехполюсными на постоянный и переменный ток. Кнопки и кнопочные посты применяются для включения установки при дистанционном управлении электромагнитными аппаратами. Для включения бытовых приборов также применяются клавишные выключатели.



Рис.6.14. Аппараты ручного действия

а) кнопка управления: 1 – кнопка; 2 – возвратная пружина; 3, 4, 5 – мостиковый, размыкающий и замыкающий контакты; б) кнопочный пост; в) универсальный переключатель: 1 – рукоятка; 2 – поворотный валик; 3 – пружины; 4 – перегородки секции.

Полуавтоматические аппараты сочетают автоматическое срабатывание и действие человека. Некоторые разновидности автоматических выключателей производят отключение цепи автоматически, а затем оператор приводит ручку в положение подготовки к включению.

Автоматические аппараты дистанционного и недистанционного действия – магнитные пускатели, контакторы, реле, конечные выключатели, командоаппараты и др. Релейно-контакторная аппаратура – это коммутационные аппараты, предназначенные для прямого пуска, остановки и защиты электродвигателей, а также для управления электроприводами. Все коммутационные аппараты имеют замыкающие и размыкающие контакты или расцепители, электромагнитный сердечник и катушку. Электромагнитные коммутирующие устройства контактного типа при помощи электромагнита преобразуют электрическую энергию протекающего по их обмотке тока в

механическую энергию, вызывающую появление электромагнитного момента на их подвижной системе – якоре.

Контактор – это аппарат дистанционного действия, предназначенный для частых коммутаций электрических цепей при номинальных режимах работы, производится с дугогасящими камерами. Контакторы служат для пуска, ускорения, изменения направления вращения и остановки электроприемников. Контакторы не защищают электрические цепи от ненормальных режимов. Контакторы применяются в силовых цепях переменного и постоянного тока. При числе полюсов два или три они допускают 600-1200 включений в час.

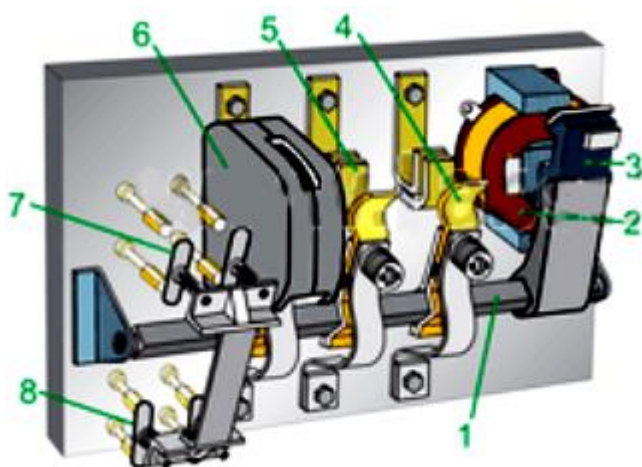


Рис.6.15. Трехполюсный контактор переменного тока

1 – поворотный валик; 2 – катушка электромагнита; 3 – якорь; 4, 5 – силовые подвижные и неподвижные контакты; 6 – дугогасящая камера; 7, 8 – замыкающие и размыкающие блок-контакты.

Контакторы высокого напряжения по способу гашения дуги выпускаются в двух основных исполнениях: вакуумные и электромагнитные.

Магнитный пускатель – это трехполюсный контактор переменного тока, состоит из одного (неревверсивный) или двух (реверсивный) контакторов, часто имеет встроенное тепловое реле. Магнитные пускатели предназначены для управления (пуска, останова, реверса) трехфазных асинхронных двигателей с короткозамкнутым ротором мощностью до 75 кВт, а также для защиты их от перегрузок недопустимой продолжительности. Магнитный пускатель отключает двигатель от сети при исчезновении напряжения или его понижении до 50-70% от номинального значения. Кроме этого, магнитные пускатели могут использоваться для включения и отключения электроустановок, требующих дистанционного управления. При наличии электротепловых токовых реле

пускатели осуществляют также защиту управляемых электродвигателей от перегрузок недопустимой продолжительности, в том числе, возникающих при выпадении одной из фаз. Для защиты от токов коротких замыканий необходимо устанавливать последовательно с тепловыми реле плавкие предохранители или автоматы с электромагнитными расцепителями.

Электромагнитные пускатели типа ПМЕ-000М предназначены для дистанционного пуска непосредственным подключением к сети и отключением трехфазных АД с короткозамкнутым ротором.

6.2. Расчет электрических сетей

Расчёт электрических сетей производят на основании исходных данных и нормативов ГОСТа. К исходным данным относятся:

1. напряжение источника;
2. напряжение и мощность потребителей;
3. вид линии (однофазная, трёхфазная, воздушная, кабельная);
4. конфигурация линии (схема соединений);
5. длина проводов;
6. условия окружающей среды и требования эксплуатации.

Таким образом, в результате расчётов необходимо:

- рассчитать площади поперечного сечения всех проводов так, чтобы потери напряжения в них и температура нагрева проводов не превышали допустимых значений; выбрать марку и стандартные площади сечения ;
- определить требуемые характеристики плавких вставок и выбрать соответствующие предохранители или автоматы;
- выбрать схемы заземления, вычислить число и размеры заземлителей.

Расчет сечений проводов можно производить разными методами – по допустимой потере напряжения, по допустимому нагреву, по току короткого замыкания, в зависимости от установленных предохранителей и др.

1. Расчет электрических сетей по допустимому нагреву

Провода любого назначения должны удовлетворять требованиям в отношении предельно допустимого нагрева с учетом не только нормальных, но и послеаварийных режимов, а также режимов в период ремонта, неравномерного распределения токов между линиями или секциями шин.

Нагрев провода определяется рабочим током, протекающий по проводу. Предельно допустимая температура нагрева провода определяется свойствами изоляции для изолированных (65^0) и изменением механических свойств для голых ($70-90^0$) проводов. Предельно допустимый нагрев происходит при прохождении по проводу допустимого (номинального) тока провода. Если рабочий ток превышает допустимый длительный ток провода $I_{\text{доп}}$, то происходит перегрузка.

а). Порядок расчета осветительных сетей

Тепловой расчет необходимо начинать с установления рабочего (расчетного) тока в линии (на участке) осветительной сети.

Для линий постоянного тока и однофазных линий переменного тока рабочий ток равен:

$$I_p = \frac{P}{U} k_c$$

Для трехфазных линий:

$$I_p = \frac{P}{\sqrt{3}U} k_c$$

где P – мощность потребителей, Вт;

U – напряжение в сети (фазное), В;

k_c – коэффициент спроса, учитывающий одновременность включения потребителей (для групповых сетей - $k_c = 1$).

Мощность участка осветительной сети (установленная мощность одного осветительного щитка), Вт

$$P = n P_{\text{н.л}}$$

где n – количество ламп на участке, шт;

$P_{\text{нл}}$ – номинальная мощность одной лампы, Вт;

При защите сети только от токов короткого замыкания сечения жил провода должны определяются по условию:

$$I_{\text{доп}}^{\text{расч}} = I_p$$

где $I_{\text{доп}}^{\text{расч}}$ - расчетный допустимый ток провода.

По справочным таблицам выбирается марка, тип и стандартное сечение провода, проверяется выполнение условия $I_{\text{доп}}^{\text{табл}} \geq I_{\text{доп}}^{\text{расч}}$ и делается вывод о соответствии сечения провода или кабеля тепловому расчету.

Если при включении нагрузки не возникает токов, превышающих рабочий (осветительная, нагревательная), то номинальный ток аппарата защиты с электромагнитным расцепителем (плавкой вставки предохранителя) выбирают по условию:

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{вст}} \geq I_p \quad \text{и} \quad I_{\text{доп}} \geq I_{\text{ср}} \geq I_p$$

иначе провод будет перегреваться, а вставка его не отключит.

Проверяют соответствие плавких вставок предохранителей или расцепителей автоматов сечению проводов по следующим соотношениям:

$$I_{\text{вст}} \leq 3I_{\text{доп}} \quad \text{и} \quad I_{\text{ср.эл-м}} \leq 4,5I_{\text{доп}}$$

где $I_{\text{ср.эл-м}}$ - ток срабатывания (уставки) электромагнитного расцепителя автомата.

При защите сети только от токов перегрузки во взрывоопасных зонах, жилых, общественных зданиях, учебных заведениях номинальный ток провода выбирается по условию:

$$I_{\text{доп}} \geq 1,25I_{\text{вст}} \quad \text{и} \quad I_{\text{доп}} \geq I_{\text{ср.тепл}}$$

в остальных случаях: $I_{\text{доп}} \geq I_{\text{вст}}$ и $I_{\text{доп}} \geq I_{\text{ср.тепл}}$

где $I_{\text{ср.тепл}}$ - ток срабатывания (уставки) теплового расцепителя автомата.

Для сетей, защищаемых от токов короткого замыкания и перегрузки аппаратами с тепловыми расцепителями, должно выполняться условие:

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{ср.тепл}}$$

Пример 6.2. Произвести тепловой расчет линии переменного тока с осветительной люминесцентной нагрузкой мощностью каждой лампы 80 Вт в число светильников 12, количество ламп в светильнике 4 шт. Помещение учебной аудитории. Номинальное напряжение $U_n=220$ В. Коэффициент мощности люминесцентных ламп $\cos\varphi=0,85-0,91$. Предусмотреть защиту от перегрузки.

Решение:

Определяем мощность осветительной нагрузки в аудитории:

$$P=nP_{\text{н.л}}$$

$$P=nP_{\text{н.л}}=4 \cdot 12 \cdot 80=3840 \text{ Вт}$$

Рабочий ток провода при подключении однофазной нагрузки равен:

$$I_p = \frac{P}{U_n \cos\varphi}$$

$$I_p = \frac{3840}{220 \cdot 0,9} = 19,39 \text{ А}$$

По справочным таблицам выбираем провод марки АПР с алюминиевыми жилами и резиновой изоляцией. Выбираем провод, проложенный в помещении скрыто под штукатуркой, с допустимым током $I_{\text{доп}}=24$ А, сечением $S=4,0 \text{ мм}^2$

Сечение провода удовлетворяет условию выбора: $I_{\text{доп}}=24\text{А} \geq I_p=19,39 \text{ А}$.

По справочной таблице (приложение, табл. №15) выбираем предохранитель, удовлетворяющий условиям:

$$I_{\text{пр}} \geq I_{\text{доп}} \quad \text{и} \quad U_{\text{пр}} \geq U_{2н}$$

Предохранитель марки ПР-2-60 рассчитан на номинальный ток

$$I_{\text{пр}}=60\text{А} \geq 20,53\text{А} \text{ и номинальное напряжение } U_{\text{пр}}=500\text{В} \geq 380\text{В}.$$

Плавкая вставка для осветительной нагрузки выбирается по условию:

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{вст}} \geq I$$

Данному условию соответствует стандартная плавкая вставка с номинальным током $I_{вст}=20$ А, но при защите сети только от токов перегрузки в общественных зданиях, учебных заведениях должно соблюдаться еще следующее условие:

$$I_{доп} \geq 1,25 I_{вст}$$

Определяем допустимый ток провода, который соответствует данному условию: $I_{доп}^{расч} = 1,25 \cdot 20 = 25$ А, а это значит, что выбранное сечение провода не соответствует защите. Следует выбрать для прокладки провод большего сечения $S=6,0$ мм² с допустимым током $I_{доп}=28$ А > 25 А.

б). Порядок расчета ответвлений к двигателям

В процессе расчета силовых сетей и ответвлений определяется сечение проводов ответвлений, вид и аппараты защиты. При расчете силовых ответвлений рабочий ток фазного провода при подключении симметричной нагрузки определяется в соответствии с номинальным током двигателя, включенного на участке. Определение номинального тока асинхронного трехфазного двигателя производится по каталожным данным:

$$I_n = \frac{P_n}{\sqrt{3} U_n \cos \varphi_n \eta_n}$$

где P_n – номинальная мощность двигателя, Вт;

U_n – номинальное линейное напряжение, В;

$\cos \varphi_n$ – номинальный коэффициент мощности;

η_n – номинальный КПД двигателя.

Допустимый длительный ток провода или кабеля $I_{доп}$ должен быть не менее 125% номинального тока электродвигателя во взрывоопасных зонах классов В-I, В-Iа, В-II, В-IIа и не менее 100% номинального тока электродвигателя в остальных случаях [3], т.е. $I_d \geq 1,25 I_n$ или $I_d \geq I_n$ соответственно (в зависимости от класса зоны).

Расчетный допустимый длительный ток провода или кабеля вычисляется

во взрывоопасных зонах классов В-I, В-Iа, В-II, В-IIа по формуле:

$$I_{\text{доп}}^{\text{расч}} = 1,25I_{\text{н}}.$$

во всех остальных помещениях и зонах по формуле:

$$I_{\text{доп}}^{\text{расч}} = I_{\text{н}}$$

После расчета следует выбрать марку, тип и стандартное сечение провода или кабеля, и по соответствующей таблице ПУЭ определить фактический допустимый длительный ток, соответствующий условию: $I_{\text{доп}}^{\text{табл}} \geq I_{\text{доп}}^{\text{расч}}$

Следует сделать вывод о соответствии сечения провода или кабеля тепловому расчету.

Защите от токов короткого замыкания подлежат все двигатели. Для предотвращения ложного срабатывания аппарата защиты в момент пуска двигателя номинальный ток стандартной (запроектированной) плавкой вставки предохранителя (ток срабатывания расцепителя автомата) должен быть:

- для короткозамкнутых двигателей переменного тока:

$$I_{\text{вст}}^{\text{ст}} \geq \frac{I_{\text{п}}}{\alpha} \quad \text{или} \quad I_{\text{ср}}^{\text{ст}} \geq 1,25I_{\text{п}},$$

где $I_{\text{п}}$ – пусковой ток электродвигателя;

α – коэффициент инерционности, зависящий от типа предохранителя и условий пуска электродвигателя, принимается равным 2,5, если пуск двигателя не превышает 10 с, и 1,8 – если превышает.

Пусковой ток определяется по формуле:

$$I_{\text{п}} = k_i I_{\text{н}},$$

где k_i – кратность пускового тока.

- для двигателей переменного тока с фазным ротором и постоянного тока:

$$I_{\text{вст}}^{\text{ст}} \geq I_{\text{н}} \quad \text{или} \quad I_{\text{ср}}^{\text{ст}} \geq 1,25I_{\text{н}}.$$

От токов перегрузки защищают двигатели, установленные во взрывоопасных зонах классов В-I, В-Iа, В-II, В-IIа, в остальных случаях –

только если возможна механическая перегрузка двигателя. Для защиты устанавливают магнитные пускатели с тепловыми реле.

Номинальный ток срабатывания (уставки) реле равен:

$$I_{cp} = (1-1,2)I_n$$

В ходе расчета защиты следует вычислить расчетный номинальный ток плавкой вставки (расцепителя) по формуле:

$$I_{вст}^{расч} = \frac{I_n}{\alpha}$$

Проверить выполнение условия: $I_{вст}^{ст} \geq I_{вст}^{расч}$ и сделать вывод о соответствии запроектированной плавкой вставки тепловому расчету (аналогично при расчете автомата).

Примечание: для надежного отключения сети при коротком замыкании номинальный ток вставки или расцепителя должен быть наименьшим ближайшим к рабочему току.

Пример 6.3. От ответвления трёхфазной линия переменного тока линейным напряжением $U_n = 380$ В питается электродвигатель с мощностью $P = 7,5$ кВт, коэффициент мощности $\cos\varphi = 0,86$, КПД $\eta = 0,87$, кратность пускового тока $k_n = 7$. Способ прокладки провода для ответвления – в водогазопроводных трубах. Цех с взрывоопасной средой класса В-II. По исходным данным и расчётам производим выбор проводов и аппаратов защиты согласно методическим указаниям.

Решение:

1). Определяем номинальный ток трехфазного двигателя:

$$I_n = \frac{P_n}{\sqrt{3} U_n \eta \cos\varphi}$$
$$I_n = \frac{7500}{1,73 \cdot 380 \cdot 0,86 \cdot 0,87} = 16,1 \text{ А}$$

По справочным таблицам выбираем трехжильный кабель марки НРГ с медными жилами, изоляция – резиновая, оболочка – нейритовая, проложенный

в трубах, допустимый ток которого удовлетворяет условию: $I_{\text{доп}} \geq I_n$
(приложение, табл. №5,9)

$$I_{\text{доп}} = 21 \text{ А, сечение одной жилы } S = 2,5 \text{ мм}^2$$

2). Для расчета аппарата защиты определяем пусковой ток двигателя:

$$I_n = k_i I_n$$

$$I_n = 7 \cdot 16,1 = 112,7 \text{ А}$$

Для защиты двигателя от токов короткого замыкания и перегрузки в помещении с взрывоопасной средой класса В-II выбираем магнитный пускатель с тепловым реле (приложение, табл. №18).

3). Определяем ток срабатывания реле магнитного пускателя по формуле:

$$I_{\text{ср}} = 1,2 I_n$$

$$I_{\text{ср}}^{\text{расч}} = 1,1 \cdot 112,7 = 123,97 \text{ А}$$

Выбираем магнитный пускатель типа ПА-522 с тепловым реле ТРП-150 и проверяем правильность выбора: $I_{\text{ср}}^{\text{ст}} = 150 \text{ А} \geq I_{\text{ср}}^{\text{расч}} = 123,97 \text{ А}$.

в). Порядок расчета силовых магистралей

Сечение проводов выбирается с учетом номинального тока магистрали.

Расчет следует начинать с определения номинального и пускового токов каждого двигателя.

Условие выбора сечения проводов магистрали:

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{нм}} = k_c \sum_1^n I_n$$

где k_c – коэффициент спроса, учитывающий одновременность включения двигателей и зависит от их числа (приложение, табл. №28);

$\sum_1^n I_n$ – сумма номинальных токов всех двигателей.

Магистральные силовые сети защищаются только от токов короткого замыкания плавкими предохранителями или автоматами с электромагнитными расцепителями. Выбор плавких вставок предохранителей или токов срабатывания расцепителей автоматов осуществляется по условиям:

$$I_{\text{вст}} \geq \frac{I_{\text{м}}}{\alpha} \quad I_{\text{ср}} \geq 1,25 I_{\text{м}},$$

где $I_{\text{м}}$ – максимальный ток магистрали;

α – коэффициент, характеризующий условия пуска.

Определение максимального тока производится по формуле:

$$I_{\text{м}} = k_{\text{с}} \sum_{i=1}^{n-1} I_{\text{н}} + I_{\text{п}}$$

где $I_{\text{п}}$ – наибольший пусковой ток двигателя, включенного в магистраль;

$\sum_{i=1}^{n-1} I_{\text{н}}$ – сумма номинальных токов всех остальных двигателей;

Также следует проверить выполнение условия: $I_{\text{вст}}^{\text{ст}} \geq I_{\text{вст}}^{\text{расч}}$ и сделать вывод о соответствии запроектированной плавкой вставки тепловому расчету.

Проверку соответствия защиты сечению проводов производят по условиям:

$$I_{\text{вст}} \leq 3 I_{\text{доп}} \quad \text{и} \quad I_{\text{ср}} \leq 4,5 I_{\text{доп}}$$

Пример 6.4. Рассчитать и выбрать сечение провода и аппарат защиты для магистрали с линейным напряжением $U_{\text{л}}=380$ В, от которой питаются трехфазные двигатели с короткозамкнутым ротором. Коэффициент спроса $k_{\text{с}}=1$
Номинальные данные двигателей:

1. $P=18,5\text{кВт}$, $\cos\varphi=0,92$, $\eta=0,885$, $k_{\text{п}}=7,5$;
2. $P=4,0\text{кВт}$, $\cos\varphi=0,84$, $\eta=0,84$, $k_{\text{п}}=6$;
3. $P=5,5\text{кВт}$, $\cos\varphi=0,91$, $\eta=0,875$, $k_{\text{п}}=7,5$.

Решение:

- 1). Определяем номинальные токи всех двигателей по формуле:

$$I_{\text{н}} = \frac{P_{\text{н}}}{\sqrt{3} U_{\text{л}} \cos\varphi_{\text{н}} \eta_{\text{н}}}$$

$$I_{\text{н1}} = \frac{18500}{1,73 \cdot 380 \cdot 0,92 \cdot 0,885} = 34,56\text{А}$$

$$I_{\text{н2}} = \frac{4000}{1,73 \cdot 380 \cdot 0,84 \cdot 0,84} = 8,62\text{А}$$

$$I_{нз} = \frac{5500}{1,73 \cdot 380 \cdot 0,91 \cdot 0,875} = 10,51 \text{ A}$$

2). Определяем номинальный ток магистрали:

$$I_{нм} = k_c \sum_1^n I_n$$

$$I_{нм} = 1(34,56 + 8,62 + 10,51) = 53,69 \text{ A}$$

3). Определяем пусковые токи двигателей:

$$I_{п} = k_i I_n,$$

$$I_{п1} = 7,5 \cdot 34,56 = 259,2 \text{ A}$$

$$I_{п1} = 6 \cdot 8,62 = 51,72 \text{ A}$$

$$I_{п1} = 7,5 \cdot 10,51 = 78,83 \text{ A}$$

4). Определяем максимальный ток магистрали:

$$I_m = k_c \sum_1^{n-1} I_n + I_{п}$$

$$I_m = 1 \cdot 53,69 + 259,2 = 312,89 \text{ A}$$

5). Выбираем для магистрали четырехжильный кабель марки АВРГ3х16+1х8 с алюминиевыми жилами, изоляция – резиновая; оболочка – поливинилхлоридная (приложение, табл. №9,12); допустимый ток $I_{доп} = 55 \text{ A}$, сечение фазной жилы $S = 16 \text{ мм}^2$, нулевой – 8 мм^2 . Кабель соответствует условию выбора: $I_{доп} \geq I_{нм}$.

6). Для защиты магистрали по справочным таблицам выбираем предохранитель, характеристики которого удовлетворяют условиям:

$$I_{пр} \geq I_{доп} \quad \text{и} \quad U_{пр} \geq U_{2п},$$

$$\text{а ток плавкой вставки – условию: } I_{вст} \geq \frac{I_m}{\alpha}$$

Расчетный ток плавкой вставки равен:

$$I_{вст}^{расч} = \frac{312,89}{2,5} = 125,16 \text{ A}$$

Выбираем предохранители марки ПР-2-200 с номинальным током $I_{пр} = 200 \text{ A} \geq I_{нм} = 53,69 \text{ A}$, номинальным напряжением переменного тока $U_{пр} = 500$

$V \geq 380$ В. Ток, ближайший к расчетному, стандартной плавкой вставки $I_{вст}^{ст} = 125$ А. Небольшая разница в значениях существенной роли не играет.

з). Проверка соответствия сечения кабеля (провода) рабочему току

В ходе расчета необходимо проверить и добиться того, чтобы допустимый ток провода или кабеля участка удовлетворял условию:

$$I_{доп} \geq I_p$$

Рабочий ток в трехфазной линии на осветительном участке можно выразить через установленную мощность осветительного щитка или суммарную мощность всех ламп:

$$I_p = \frac{P_{уст}^{шо}}{\sqrt{3}U_{л}}$$

Рабочий ток силового участка можно выразить через установленную мощность силового шкафа:

$$I_p = \frac{P_{уст}^{шс}}{\sqrt{3}U_{л}}$$

Необходимо расшифровать маркировку провода или кабеля, проложенного на участке, и по соответствующей таблице ПУЭ определить его допустимый ток $I_{доп}$. Затем следует проверить выполнение условия и сделать вывод о соответствии сечения провода или кабеля рабочему току.

При невыполнении условия:

- а) предложить заменить провод или кабель на аналогичный с большим сечением жилы;
- б) доказать выполнение условия с новыми параметрами.

Пример 6.5. Проверить на соответствие заданное оборудование: светильники в количестве 20 шт. с мощностью каждой лампы $P_{л} = 150$ Вт подключены к сети с фазным напряжением 220 В во взрывоопасной зоне класса В-Ia проводом марки ПР 2(1х4) на скобах. Защита обеспечивается

автоматическим выключателей типа А3161 с тепловым расцепителем, ток срабатывания $I_{\text{тепл}}=25 \text{ А}$.

Решение:

1). Определяем необходимый вид защиты:

Согласно 3.1.8 ПУЭ осветительная сеть должна быть защищена от токов коротких замыканий; согласно 3.1.10 ПУЭ осветительная сеть во взрывоопасной зоне класса В-Ia подлежит защите от перегрузки.

2). Сети, подлежащие защите от токов коротких замыканий и перегрузки должны защищаться автоматами с тепловым расцепителем, следовательно, тип автомата А3161 выбран правильно.

3). Определяем рабочий ток осветительной сети:

$$I_p = \frac{\sum P}{U_{\phi}} = \frac{nP_{\text{н.л}}}{U_{\phi}} = \frac{20 \cdot 150}{220} = 13,6 \text{ А}$$

4). Проверяем условие защитного отключения: $I_{\text{ср.тепл}} \geq I_p$:

$I_{\text{ср.тепл}}=25 \text{ А} > I_p=13,6 \text{ А}$ – условие выполняется, однако для надежного отключения сети при коротком замыкании номинальный ток расцепителя автомата, кроме этого, должен быть наименьшим ближайшим к рабочему току.

Поэтому предлагается заменить запроектированный автомат на автомат А3161 с номинальным током теплового расцепителя $I_{\text{ср.тепл}}=15 \text{ А}$.

5). Определяем допустимый длительный ток провода:

Задано: ПР 2(1х4) – два одножильных провода с медными жилами, проложен на скобах. Сечение провода 4 мм^2 , изоляция – резиновая, в хлопчатобумажной оплетке, допустимый ток $I_{\text{доп}}=38 \text{ А}$.

6). Проверяем условие нагрева: $I_{\text{доп}} \geq I_p$:

$I_{\text{доп}}=38 \text{ А} > I_p=13,6 \text{ А}$ – условие выполняется, следовательно, сечение провода соответствует тепловому расчету.

7). Проверяем соответствие сечения провода защите: $I_{\text{доп}} \geq I_{\text{ср.тепл}}$:

$I_{\text{доп}}=38 \text{ А} > I_{\text{ср.тепл}}=15 \text{ А}$ – условие выполняется.

Однако рекомендуется заменить способ прокладки провода. В взрывоопасных зонах класса В-Ia следует проложить провод в водогазопроводных трубах.

2. Расчет электрических сетей по потере напряжения

Нормальная работа электроприемников протекает при номинальном напряжении, соответствующем их паспортным данным. Любое отклонение подведенного напряжения от номинального ухудшает работу электроприемников и условия техники безопасности, а иногда увеличивает пожаровзрывоопасность применяемого электрооборудования. Например, понижение номинального напряжения на 10% у асинхронных электродвигателей при номинальной нагрузке на валу приводит к увеличению тока статора и повышению температуры обмотки. Значительное снижение напряжения может привести к остановке или невозможности запуска электродвигателя, приводящего в движение механизм с тяжелыми условиями пуска. Наоборот, повышение напряжения сверх номинального на 10 % вызывает увеличение вращающего момента и пускового тока, уменьшение коэффициента мощности.

Так как напряжение сильно влияет на работу электроприемников, необходимо так проектировать и эксплуатировать сеть, чтобы электроприемники работали под напряжением, близком к номинальному. При заданном напряжении источника U_1 напряжение на зажимах потребителя U_2 зависит от величины потерь напряжения в проводах. Поэтому при проверке соответствия параметров силовой сети условиям допустимой потери напряжения добиваются, чтобы фактическая потеря напряжения не превышала допустимую, т.е.:

$$\Delta U_{\phi} \leq \Delta U_{\text{доп}} .$$

Потери напряжения в двухпроводной линии постоянного тока равны:

$$\Delta U = U_1 - U_2 = 2IR_0 ,$$

где I – ток линии, А.

R_0 - сопротивление одного провода:

$$R_0 = \frac{\rho L}{S} = \frac{L}{\gamma S}$$

где L – длина провода, м;

S – площадь сечения провода, мм²;

γ , ρ – удельная проводимость (м/Ом·мм²) и удельное сопротивление (Ом·мм²/м) материала провода, задаются в справочнике (приложение, табл. №10).

Потери напряжения в однофазной цепи переменного тока будут равны:

$$\Delta U = 2IR_0 \cos \varphi ,$$

а в трёхфазной цепи:

$$\Delta U = \sqrt{3}IR_0 \cos \varphi$$

где $\cos \varphi$ – коэффициент мощности однофазного потребителя или одной фазы трёхфазного потребителя.

Реактивное сопротивление проводов мало и, в некоторых случаях, им можно пренебречь.

Потери напряжения чаще выражают в процентах от номинального напряжения потребителя:

$$\Delta u = \frac{\Delta U}{U_H} 100\%$$

При проектировании электрических линий в зависимости от вида нагрузки закладывается допустимая величина потерь напряжения, которая отличается от фактической. Поэтому фактические потери напряжения следует сравнивать с допустимыми потерями напряжения для этой линии. Чтобы на зажимах нагрузки было напряжение, близкое к номинальному, должно выполняться следующее условие:

$$\Delta u_f \leq \Delta u_{\text{доп}}$$

При расчете линии с учетом мощности трансформатора, от которого запитана линия, его коэффициента мощности и коэффициента загрузки

допустимая потеря напряжения $\Delta u_{\text{доп}}\%$ определяется по справочной таблице, а фактическая - рассчитывается.

Фактическую потерю напряжения в % на рассчитываемом участке сети можно определить по формуле:

$$\Delta u_{\text{ф}} = \frac{P\ell}{cS} \%$$

где P – мощность на конце рассчитываемого участка, кВт;

ℓ – длина участка, м;

S – сечение фазной жилы провода или кабеля, мм².

c – коэффициент, учитывающий напряжение, систему питания и материал жил провода или кабеля определяется по справочнику или рассчитывается.

Коэффициенты c , учитывающие напряжение, систему питания и материал жил провода или кабеля, рассчитываются для каждого участка.

Для однофазных цепей:

$$c = \frac{\gamma U^2 \cos \varphi}{\beta \cdot 10^5}$$

где U – напряжение на зажимах нагрузки, В;

$\cos \varphi$ – коэффициент мощности нагрузки;

β – коэффициент загрузки трансформатора;

γ – удельная проводимость материала провода, м/Ом·мм².

Для трехфазных цепей:

$$c = \frac{3\gamma U_{\text{ф}}^2 \cos \varphi}{\beta \cdot 10^5}$$

где $U_{\text{ф}}$ – фазное напряжение, В.

Если сеть состоит из нескольких участков, потери напряжения определяются на каждом участке отдельно. Потеря напряжения силовой сети складывается из потерь напряжения всех участков. Поэтому нужно определить эту суммарную потерю напряжения:

$$\sum \Delta u_{\text{ф}} = \Delta u_{\text{ф}1} + \Delta u_{\text{ф}2} + \dots + \Delta u_{\text{ф}n}$$

Затем следует проверить выполнение условия: $\sum \Delta u_{\text{ф}} \leq \Delta u_{\text{доп}}$.

В линиях с силовой нагрузкой (электродвигатели, электролитические ванны) потери напряжения не должны превышать 6%, в линиях с осветительной нагрузкой – 2,5%.

По допустимым потерям напряжения в линии и на ее участках можно определить площадь сечения всех проводов. Согласно выше приведенным формулам площадь сечения одного провода рассчитывается по формуле:

$$S = \frac{IL}{\gamma \Delta U}$$

Если потери напряжения заданы в %, а нагрузка в виде передаваемой мощности P , то расчётная площадь сечения провода равна:

$$S = \frac{2 \cdot 100PL}{\gamma \Delta u U_2^2}$$

По полученному расчётному значению сечения провода по справочным таблицам выбирается стандартное сечение, ближайшее к расчётному. Выбранное по допустимой потере напряжения сечение должно быть проверено на допустимый ток $I_{\text{доп}}$, т.е. должно соответствовать условиям нагрева. Аппараты защиты выбираются согласно методическим указаниям раздела 2.1.1.

Пример 6.6. Линия питает двигатель постоянного тока серии 2ПА мощностью $P_{\text{н}}=37,0$ кВт, напряжением $U_{\text{н}}=440$ В, КПД $\eta=79,5\%$. Для линии используется провод с алюминиевыми жилами, длина линии $L=70$ м. Допустимые потери $u=4,5\%$. По исходным данным и расчётам произвести выбор проводов и предохранителей.

Решение:

1). Определяем расчётную площадь сечения провода:

$$S = \frac{200PL}{\gamma \Delta u U_2^2}$$

удельная проводимость алюминия $\gamma=38,5$ м/Ом·мм²

$$S = \frac{200 \cdot 37000 \cdot 70}{38,5 \cdot 4,5 \cdot 440^2} = 15,44 \text{ мм}^2$$

По справочным таблицам выбираем стандартное сечение провода, ближайшее к расчётному: $S=16 \text{ мм}^2$, допустимый ток провода при прокладке в лотках $I_{\text{доп}}=75\text{А}$.

2). Выбранное сечение необходимо проверить на допустимый нагрев. Нагрев определяется номинальным током двигателя, протекающим по проводу:

$$I_{\text{н}} = \frac{P_{\text{н}}}{U_{\text{н}} \eta}$$
$$I_{\text{н}} = \frac{37000}{440 \cdot 0,795} = 105,74 \text{ А}$$

Условие нагрева $I_{\text{доп}} \geq I_{\text{н}}$ не выполняется.

Для линии следует выбрать провод большего сечения: $S=35 \text{ мм}^2$, с допустимым током $I_{\text{доп}}=130 \text{ А}$.

По справочнику выбираем предохранители, удовлетворяющие условиям:

$$I_{\text{пр}} \geq I_{\text{доп}} \quad \text{и} \quad U_{\text{пр}} \geq U_{2\text{н}}$$

Предохранители марки ПР-2-200 с $I_{\text{пр}}=200 \text{ А} \geq 130 \text{ А}$, $U_{\text{пр}}=500 \text{ В} \geq 380 \text{ В}$.

Плавкую вставку выбираем по условию: $I_{\text{доп}} \geq I_{\text{вст}} \geq I_{\text{р}}$, т.к. при пуске двигателя применяют пусковые реостаты для ограничения пускового тока.

Выбираем плавкую вставку с номинальным током $I_{\text{вст}}=125 \text{ А}$, которая обеспечивает защиту провода.

Пример 6.7. Однофазная линия переменного тока напряжением $U_1=230 \text{ В}$ длиной $L=80 \text{ м}$ питает нагрузку мощностью $P=2,42 \text{ кВт}$, $\cos\varphi=0,89$, Допустимые потери напряжения $u=3,5\%$. Взрывоопасная зона класса В-Иб. По исходным данным и расчётам произвести выбор проводов и автоматов для защиты.

Решение:

1). Определяем напряжение на зажимах потребителя:

$$U_2 = \frac{100U_1}{100+\Delta u}$$
$$U_2 = \frac{100 \cdot 230}{100 + 3,5} = 222,0 \text{ В}$$

2). Определяем расчётную площадь сечения линейного провода для одной фазы:

Выбираем для линии провода марки ПРН с медными жилами в негорючей резиновой оболочке: $\gamma=53-58,2 \text{ м/Ом}\cdot\text{мм}^2$

$$S = \frac{200PL}{\gamma \Delta u U_2^2}$$
$$S = \frac{200 \cdot 2420 \cdot 80}{58,2 \cdot 3,5 \cdot 222^2} = 3,86 \text{ мм}^2$$

По справочным таблицам выбираем стандартное сечение провода, ближайшее к расчётному: $S=4 \text{ мм}^2$, допустимый ток провода при прокладке в воздухе $I_{\text{доп}}=38\text{А}$. Сечение необходимо проверить на допустимый нагрев.

3). Определяем рабочий ток провода:

$$I_p = \frac{P}{U_2 \cos \varphi}$$
$$I_p = \frac{2420}{222 \cdot 0,89} = 12,25 \text{ А}$$

Условие допустимого нагрева провода выполняется, значит перегрева провода не будет:

$$I_{\text{доп}} = 38 \text{ А} > I_p = 12,25 \text{ А}$$

4). Определяем расчетный ток срабатывания расцепителя автоматического выключателя

Для взрывоопасной зоны класса В-Іб:

$$I_{\text{ср}}^{\text{расч}} = 1,25 I_p$$
$$I_{\text{ср}}^{\text{расч}} = 1,25 \cdot 12,25 = 15,31 \text{ А}$$

Выбираем для защиты от токов короткого замыкания и перегрузки воздушный автоматический выключатель с тепловым расцепителем типа А3160 с тепловым расцепителем, номинальным напряжением 220 В, номинальным током автомата 100 А и током срабатывания (уставки) 25 А.

Проверяем на соответствие условиям выбора: $I_{\text{доп}} = 38 \text{ А} > I_{\text{ср}}^{\text{ст}} = 25 \text{ А}$ и $I_{\text{ср}}^{\text{ст}} = 25 \leq 4,5 I_{\text{доп}} = 4,5 \cdot 38 = 171 \text{ А}$. Защита провода обеспечивается.

Пример 6.8. Трёхфазная линия переменного тока напряжением $U_1 = 380 \text{ В}$ имеет ответвление длиной $L = 200 \text{ м}$, которое питает электродвигатель мощностью $P = 11 \text{ кВт}$, $\cos \varphi = 0,90$, $\eta = 0,87$, $k_{\text{п}} = 7$. Допустимые потери напряжения $u\% = 5,5$. По исходным данным и расчётам произвести выбор проводов и предохранителей.

Решение:

1). Определяем напряжение на зажимах потребителя:

$$U_2 = \frac{100 U_1}{100 + \Delta u}$$

$$U_2 = \frac{100 \cdot 380}{100 + 5,5} = 360 \text{ В}$$

2). Определяем расчётную площадь сечения одного линейного провода:

$$S = \frac{100 P L}{\gamma \Delta u U_2^2}$$

Выбираем для линии кабель марки ВРГ с медными жилами в поливинилхлоридной оболочке, удельная проводимость меди $\gamma = 53 \text{ м/Ом} \cdot \text{мм}^2$

$$S = \frac{100 \cdot 11000 \cdot 200}{53 \cdot 5,5 \cdot 360^2} = 5,82 \text{ мм}^2$$

По справочным таблицам выбираем стандартное сечение провода, ближайшее к расчётному: $S = 6 \text{ мм}^2$, допустимый ток провода при открытой прокладке $I_{\text{доп}} = 50 \text{ А}$.

3). Определяем рабочий ток провода для проверки сечения на допустимый нагрев:

$$I_{\text{н}} = \frac{P_{\text{н}}}{\sqrt{3} U_{\text{н}} \cos \varphi_{\text{н}} \eta_{\text{н}}}$$

$$I_{\text{н}} = \frac{11000}{\sqrt{3} \cdot 360 \cdot 0,90 \cdot 0,87} = 22,56 \text{ А}$$

Условие нагрева $I_{\text{доп}} \geq I_n$ выполняется, это значит, что провод не будет перегреваться.

4). По справочнику выбираем предохранители, удовлетворяющие условиям:

$$I_{\text{пр}} \geq I_{\text{доп}} \quad \text{и} \quad U_{\text{пр}} \geq U_{2n}$$

Предохранители марки ПР-2-60 с $I_{\text{пр}} = 60 \text{ А} \geq 50 \text{ А}$, $U_{\text{пр}} = 500 \text{ В} \geq 380 \text{ В}$ удовлетворяют условиям выбора.

5). Плавкая вставка предохранителя выбирается по условию:

$$I_{\text{вст}} \geq \frac{I_n}{\alpha}$$

Пусковой ток двигателя равен: $I_n = k_n I_n = 7 \cdot 22,56 = 157,92 \text{ А}$

$$I_{\text{вст}}^{\text{расч}} = \frac{157,92}{2,5} = 63,17 \text{ А}$$

Условие выбора стандартной вставки $I_{\text{вст}}^{\text{ст}} \geq I_{\text{вст}}^{\text{расч}}$ не выполняется.

Выбранный предохранитель имеет максимальную стандартную вставку на ток 60 А и получилось, что $I_{\text{вст}} > I_{\text{доп}}$, т.е. будет наблюдаться небольшая перегрузка провода при пуске, но при пуске двигателя за время менее 10 сек. провод не успеет перегреться.

Пример 6.9. Для трёхфазной линии переменного тока напряжением $U_1 = 380 \text{ В}$ определить фактические потери напряжения. Линия питается от трансформатора номинальной мощностью $S = 1,0 \text{ кВА}$, коэффициент загрузки $\beta = 0,8$, коэффициент мощности $\cos \varphi = 0,9$. Исходные данные участков: 1 участок: длина $\ell_1 = 175 \text{ м}$, установленная мощность силового щитка $P_{\text{уст}}^{\text{ЩС}} = 130 \text{ кВт}$, сечение провода 95 мм^2 ; 2 участок: $\ell_2 = 70 \text{ м}$, электродвигатель мощностью $P_n = 30 \text{ кВт}$, $\eta = 87 \%$, $\cos \varphi = 0,65$, $k_i = 6,5$, сечение провода 35 мм^2 .

Решение:

1). По таблице 1 приложения 2 [6] определяем: при мощности трансформатора $S_t = 1000 \text{ В} \cdot \text{А}$, коэффициенте загрузки трансформатора $\beta = 0,8$

и коэффициенте мощности суммарной нагрузки $\cos\varphi=0,9$ допустимая потеря напряжения силовой сети составляет $\Delta U_{\text{доп}} = 7,1 \%$.

2). Коэффициенты c_1 и c_2 определяются по формуле:

$$c = \frac{3\gamma U_{\phi}^2 \cos\varphi}{\beta \cdot 10^5} \text{ или по справочной таблице.}$$

По справочной таблице 2 приложения 2 [5] определяем коэффициенты:

$c_1 = 46$ – для 1 участка и $c_2 = 77$ – для 2 участка.

3). Определяем фактическую потерю напряжения на участках:

$$\Delta u_{\phi 1} = \frac{P_{\text{уст}}^{\text{шс}} \ell_1}{c_1 S_{\phi 1}}$$

$$\Delta u_{\phi 1} = \frac{130 \cdot 175}{46 \cdot 95} = 5,2 \%$$

$$\Delta u_{\phi 2} = \frac{P_{\text{н}} \ell_2}{c_2 S_{\phi 2}}$$

$$\Delta u_{\phi 2} = \frac{30 \cdot 70}{77 \cdot 35} = 0,8 \%$$

4). Определяем суммарные фактические потери напряжения:

$$\sum \Delta u_{\phi} = 5,2 + 0,8 = 6,0 \%$$

5). Проверяем условие соответствия: $\sum \Delta u_{\phi} \leq \Delta u_{\text{доп}}$

$$\sum \Delta u_{\phi} = 6\% < \Delta U_{\text{доп}} = 7,1\% \text{ – условие выполняется.}$$

3. Расчет электрических сетей по условиям короткого замыкания

Аппараты защиты должны надежно отключать аварийный участок при коротком замыкании (КЗ) как в конце линии (когда ток КЗ минимален), так и в ее начале (при максимально возможном токе КЗ).

В трехфазных электрических цепях бывает три вида короткого замыкания – однофазное, двухфазное и трехфазное.

Однофазное короткое замыкание возникает при соединении одной фазы с глухозаземленной нейтралью источника через землю.

Двухфазное короткое замыкание возникает при соединении двух фаз между собой через землю (нулевой проводник) без контакта с землей. Электрические цепи возникают между фазными проводниками и землей, а также электрическая цепь между двумя фазами. Могут существовать четыре режима двухфазного короткого замыкания на землю.

Трехфазное короткое замыкание возникает, если все три фазы соединяются между собой без контакта с землей. Могут существовать одиннадцать режимов трехфазного короткого замыкания на землю. При трехфазном коротком замыкании на землю возникают электрические цепи между фазными проводниками и землей, а также электрические цепи между тремя фазами.

При КЗ образуется новая электрическая цепь или несколько электрических цепей, не предусмотренных нормальным режимом эксплуатации. **Петля «фаза-ноль»** - это новая цепь, получаемая при однофазном КЗ, состоит из участков фазного и нулевого проводов на каждом этапе электроснабжения от источника питания до точки КЗ. Ток однофазного КЗ определяется для петли «фаза-ноль», исходя из условий максимально возможного сопротивления короткозамкнутого участка и минимально возможного напряжения (приложение, табл. №14).

Обычно обращают серьезное внимание на опасность длительного протекания чрезмерных токов КЗ, вызывающих перегрев проводов и кабелей, воспламенение их изоляции по всей длине. Но и токи, не вызывающие перегрузки проводников, достаточной для воспламенения изоляции по всей длине провода, также могут быть опасными. Электрическая дуга в месте повреждения, если она продолжительное время не отключается, способна вызвать местное воспламенение изоляции. По мере разрушения изоляции короткое замыкание будет перемещаться к источнику питания, пока не возрастет настолько, что кратность окажется достаточной для срабатывания предохранителей.

Номинальные токи плавких вставок предохранителей, служащих для защиты отдельных участков сети, следует выбирать по возможности минимальными по расчетным токам этих участков или нормальным токам электроприемников. Если величина тока КЗ окажется меньше номинального тока плавкой вставки, предохранитель не сработает и ток КЗ выведет из строя провода или кабель поврежденного участка линии. Длительно неотключаемые короткие замыкания недопустимы, особенно там, где есть опасность пожара или взрыва, например в пожароопасных и взрывоопасных зонах любого класса.

С другой стороны, если отключающая способность аппарата защиты (предельный ток срабатывания $I_{ср}$) окажется меньше величины возможного тока КЗ вначале защищаемого участка, это может привести к повреждению самого аппарата и возникновению дополнительных источников зажигания в месте его установки (например, в распределительном устройстве). Таким образом, в некоторых случаях проверка аппаратов защиты на отключение токов КЗ становится необходимой, а во взрывоопасных зонах она обязательна.

Надежное отключение токов КЗ в конце и начале защищаемой линии будет обеспечено при выполнении следующих условий:

- ток однофазного короткого замыкания в конце защищаемой линии (минимальный ток КЗ) должен превышать номинальный ток плавкой вставки предохранителя минимум в 3 или 4 раза в зависимости от класса зоны:

$$\frac{I_{КЗ}^{1(K)}}{I_{вст}} \geq 4 \quad \text{— для взрывоопасных зон классов В-I, В-Ia, В-II, В-IIa;}$$

$$\frac{I_{КЗ}^{1(K)}}{I_{вст}} \geq 3 \quad \text{— в остальных случаях.}$$

- ток трехфазного короткого замыкания в начале линии (максимальная сила тока КЗ) не должен превышать предельный ток срабатывания аппарата защиты:

$$I_{КЗ}^{3(H)} \leq I_{ср}$$

Если короткое замыкание произошло в одной фазе, то сила тока однофазного короткого замыкания в конце линии определяется, исходя из закона Ома:

$$I_{\text{кз}}^{(1)} = \frac{U_{\phi}}{Z_{\phi-0}}$$

где U_{ϕ} – фазное напряжение, В;

$Z_{\phi-0}$ – полное сопротивление фазной и нулевой жилы провода или кабеля (петли «фаза-ноль»), Ом.

Полное сопротивление замкнутой части линии складывается из активных и реактивных составляющих и определяется по формуле:

$$Z_{\phi-0} = \sqrt{(R_{\phi} + R_0 + R_{\text{д}})^2 + (X_{\phi} + X_0)^2} + Z_{\text{т}}$$

где R_{ϕ} , R_0 – активное сопротивление фазной и нулевой жилы провода или кабеля, Ом, определяются по формуле:

$$R = \rho \frac{\ell}{S} = \frac{\ell}{\gamma S}$$

где ℓ – длина провода (кабеля) на рассчитываемом участке, м;

S – сечение жилы, мм²;

ρ , γ – удельные активные сопротивление и проводимость материала жил провода (кабеля) соответственно;

$R_{\text{д}}$ – добавочное сопротивление переходных контактов (болтовые контакты на шинах, зажимы на вводах и выводах аппаратов, разъемные контакты аппаратов, контакт в точке КЗ и т.д.) принимается равным 0,05 Ом;

X_{ϕ} , X_0 – реактивное сопротивление фазной и нулевой жилы провода или кабеля, Ом, определяется по формуле:

$$X = a \ell,$$

где a – удельное реактивное сопротивление провода или кабеля, выбирается из справочных таблиц (приложение, табл. №13). Например, 0,00007 Ом/м – для кабелей; 0,00009 Ом/м – для проводов, проложенных в газовых трубах; 0,00025 Ом/м – для проводов, проложенных открыто;

Z_T – полное сопротивление трансформатора току КЗ:

– при мощности трансформатора большей 630 кВА – не учитывается (принимается равным 0)

– при мощности трансформатора до 630 кВА включительно – определяется по справочной таблице (приложение, табл. №26).

Если короткое замыкание произошло во всех трех фазах, то ток трехфазного короткого замыкания в начале линии определяется по формуле:

$$I_{кз}^{3(K)} = \frac{U_{л}}{\sqrt{3}Z_{\phi}}$$

где $U_{л}$ – линейное напряжение, В;

Z_{ϕ} – полное сопротивление фазной жилы провода (кабеля), Ом.

Полное сопротивление фазной жилы также складывается из активной и реактивной составляющих:

$$Z_{\phi} = \sqrt{(R_{\phi} + R_T + R_d)^2 + (X_{\phi} + X_T)^2}$$

где R_d – добавочное сопротивление переходных контактов без учета контактов аппаратуры, установленной непосредственно у электроприемников, принимается равным 0,06 Ом;

R_T , X_T – соответственно активное и реактивное сопротивление трансформатора, определяемые в зависимости от мощности трансформатора по справочным таблицам.

Пример 6.10. Участок осветительной сети напряжением 220 В, длиной $\ell=120$ м, питается от трансформатора мощностью $S=1000$ кВА, проложен проводом марки ПРТО 3х25+1х16 в трубе, установлен предохранитель типа ПР-2-200, ток плавкой вставки $I_{вст}=200$ А. Взрывоопасная зона класса В-Ia. Определить ток однофазного короткого замыкания и проверить на соответствие ему установленной защиты.

Решение:

1) Определяем активное сопротивление фазной и нулевой жилы на участке:

$$R = \frac{\rho \ell}{S} = \frac{\ell}{\gamma S}$$

$$R_{\phi} = \frac{120}{58,2 \cdot 25} = 0,082 \text{ Ом}$$

$$R_0 = \frac{120}{58,2 \cdot 16} = 0,129 \text{ Ом}$$

где γ – удельная активная проводимость материала жил. м/Ом·мм².

2). Определяем реактивное сопротивление фазной и нулевой жилы:

$$X_{\phi} = X_0 = a \ell = 0,00007 \cdot 120 = 0,0084 \text{ Ом},$$

где $a_1 = 0,00007$ – удельное реактивное сопротивление провода, (Ом/м)

4) Определяем полное сопротивление замкнутой части линии (петли фаза-ноль):

$$Z_{\phi-0} = \sqrt{(R_{\phi} + R_0 + R_d)^2 + (X_{\phi} + X_0)^2} + Z_T$$

$$Z_{\phi-0} = \sqrt{(0,082 + 0,129 + 0,05)^2 + (0,0084 \cdot 2)^2} + 0 = 0,262 \text{ Ом}$$

где добавочное сопротивление $R_d = 0,05$ Ом, а полное сопротивление трансформатора току короткого замыкания при мощности трансформатора большей 630 кВА принимается равным $Z_T = 0$ Ом.

5). Определяем ток однофазного короткого замыкания в конце линии:

$$I_{\text{кз}}^{(1(K))} = \frac{U_{\phi}}{Z_{\phi-0}}$$

$$I_{\text{кз}}^{(1(K))} = \frac{220}{0,262} = 839 \text{ А}$$

6) Проверяем условие соответствия защиты

Для взрывоопасной зоны класса В-Ia должно выполняться условие:

$$I_{\text{кз}}^{(1(K))} / I_{\text{вст}} \geq 4$$

Условие $\frac{I_{\hat{E}\hat{C}}^{(1(\hat{E}))}}{I_{\hat{A} \hat{N} \hat{O}}} = \frac{839}{200} = 4,2$ выполняется, следовательно, надежность

отключения силовой сети при коротком замыкании в конце линии обеспечивается.

Пример 6.11. Произвести расчет трехфазного короткого замыкания на участке длиной $\ell=175$ м, мощность трансформатора $S=1600$ кВА, напряжение 380 В, проложен проводом марки СБ 3х150+1х50 в земле, установлен предохранитель типа ПР-2-600, ток плавкой вставки $I_{вст}=350$ А.

Решение:

- 1). Определяем активное сопротивление фазной жилы участка:

$$R_{\phi} = \frac{\ell}{\gamma S} = \frac{175}{58,2 \cdot 150} = 0,02 \text{ Ом}$$

- 2). Определяем реактивное сопротивление фазной жилы участка:

$$X_{\phi} = a \ell = 0,00007 \cdot 175 = 0,01225 \text{ Ом};$$

- 3). Определяем полное сопротивление фазной жилы участка:

$$Z_{\phi} = \sqrt{(R_{\phi} + R_{\tau} + R_{\text{д}})^2 + (X_{\phi} + X_{\tau})^2} = \\ \sqrt{(0,02 + 0,0022 + 0,05)^2 + (0,01225 + 0,0088)^2} = 0,077 \text{ Ом}$$

где R_{τ} и X_{τ} – соответственно активное и реактивное сопротивления трансформатора, выбираются из справочной таблицы № (см. приложение).

- 4). Определяем ток трехфазного короткого замыкания в начале линии:

$$I_{\text{ЭС}}^{3(\text{Э})} = \frac{U_{\text{Э}}}{\sqrt{3} Z_{\phi}} = \frac{380}{1,73 \cdot 0,092} = 2384,7 \text{ А}$$

- 5). Проверяем условие: $I_{\text{КЗ}}^{3(\text{К})} \leq I_{\text{пр}}$

Предельный ток отключения предохранителя: $I_{\text{пр}} = 13000$ А определяем по справочным таблицам (табл. 1 прил. 1 [6]).

Условие $I_{\text{КЗ}}^{3(\text{К})} = 2384,7 \text{ А} \leq I_{\text{пр}} = 13000 \text{ А}$ выполняется.

4. Расчет электрических сетей в зависимости от установленных предохранителей

Если предохранители установлены, площадь сечения проводов (кабелей) определяется по тем же справочным таблицам в зависимости от фактора защиты.

Если сеть защищена только от короткого замыкания, то сечение провода выбирается по условию допустимого нагрева: $I_p \leq I_{\text{доп}}$ и уточняется по условию:

$$3I_{\text{доп}} \geq I_{\text{вст}}$$

Перегорание плавкой вставки в случае короткого замыкания произойдёт раньше, чем провод нагреется свыше допустимой температуры.

Если сеть защищена от перегрузок и короткого замыкания, то сечение провода выбирается по условию:

$$I_{\text{доп}} \geq 1,25 I_{\text{вст}}$$

Перегорание плавкой вставки произойдёт при токе, превышающий допустимый ток провода примерно на 30%.

Пример 6.12. От электрической воздушной линии напряжением 100 В, проложенной медным проводом, питается нагрузка мощностью 8,5 кВт. Защита осуществляется при помощи установленного предохранителя типа ПР-2-100 с $I_{\text{пр}} = 100 \text{ А}$ $U_{\text{пр}} = 440 \text{ В}$, плавкая вставка с номинальным током $I_{\text{вст}} 80 \text{ А}$. Определить сечения проводов в зависимости от вида защиты.

Решение:

1). Сеть защищена только от короткого замыкания.

Сечение провода должно удовлетворять условию нагрева $I_{\text{доп}} \geq I_p$, поэтому определяем рабочий ток провода:

$$I_p = \frac{P}{U} k_c$$

коэффициент спроса k_c принимаем равным 1.

$$I_p = \frac{8500}{100} = 85,0 \text{ А}$$

Согласно справочной таблице, допустимый ток медного провода, проложенного в воздухе, и удовлетворяющего условию нагрева, равен:

$$I_{\text{доп}} = 90 \text{ А}, \text{ сечение } S = 16 \text{ мм}^2.$$

Уточняем по условию: $3I_{\text{доп}} \geq I_{\text{вст}}$.

$$3I_{\text{доп}} = 3 \cdot 90 = 270 \text{ А} > I_{\text{вст}} = 100 \text{ А}.$$

Условие выполняется, значит, сечение соответствует защите.

2) Сеть защищена от перегрузок и короткого замыкания.

Сечение провода должно удовлетворять условию:

$$I_{\text{доп}} \geq 1,25 I_{\text{вст}} .$$

Определяем расчетный допустимый ток:

$$I_{\text{доп}}^{\text{рас}} = 1,25 I_{\text{вст}}$$

$$I_{\text{доп}}^{\text{рас}} = 1,25 \cdot 90 = 112,5 \text{ А}$$

Выбираем провод с допустимым током $I_{\text{доп}}=115 \text{ А}$, сечением $S=25 \text{ мм}^2$.

Проверяем по условию выбора: $I_{\text{доп}}=105 \text{ А} > I_{\text{доп}}^{\text{рас}} = 100 \text{ А}$. Защита обеспечивается.

Пример 6.13. К трехфазной цепи переменного тока подключен электродвигатель $P_{\text{н}}=45 \text{ кВт}$, $U_{\text{н}}=380 \text{ В}$, $\eta=86 \%$, $\cos\varphi=0,82$. Линия проложена в земле кабелем с алюминиевыми жилами марки АВРГ. Защита обеспечивается предохранителем типа ПН-2-250 с $I_{\text{пр}}=200 \text{ А}$ $U_{\text{пр}}=500 \text{ В}$, плавкая вставка с номинальным током $I_{\text{вст}}=120 \text{ А}$. Определить сечения проводов в зависимости от вида защиты.

Решение:

1). Сеть защищена только от короткого замыкания.

Определяем номинальный ток электродвигателя:

$$I_{\text{н}} = \frac{P_{\text{н}}}{\sqrt{3} U_{\text{н}} \cos\varphi_{\text{н}} \eta_{\text{н}}} = \frac{45 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 380 \cdot 0,82 \cdot 0,86} = 97,07 \text{ А}$$

По расчётам допустимый ток трехжильного алюминиевого провода, удовлетворяющего условию нагрева $I_{\text{доп}} \geq I$ равен:

$$I_{\text{доп}}=115 \text{ А}, \text{ сечение } S=25 \text{ мм}^2.$$

Уточняем по условию: $3 I_{\text{доп}} \geq I_{\text{вст}}$.

$3 I_{\text{доп}}=3 \cdot 115=345 \text{ А} > I_{\text{вст}}=120 \text{ А}$. Условие выполняется, значит провод по условию нагрева подходит.

2). Сеть защищена от перегрузок и короткого замыкания.

По виду защиты сечение провода должно удовлетворять условию:

$$I_{\text{доп}} \geq 1,25 I_{\text{вст}}$$

Определяем расчетный допустимый ток:

$$I_{\text{доп}}^{\text{рас}} = 1,25 I_{\text{вст}}$$

$$I_{\text{доп}}^{\text{рас}} = 1,2 \cdot 115 = 138,0 \text{ А}$$

Выбираем провод, допустимый ток которого, удовлетворяет условию выбора: $I_{\text{доп}} = 140 \text{ А} > I_{\text{доп}}^{\text{рас}} = 138 \text{ А}$, сечение $S = 35 \text{ мм}^2$. Сечение провода соответствует защите.

6.3. Распределительные устройства (РУ)

При формировании 2УР СЭС напряжением до 1 кВ переменного тока и до 1,5 кВ постоянного тока устанавливают низковольтные распределительные устройства.

Распределительное устройство (РУ) – электроустановка, входящая в состав любой подстанции; предназначена для приёма и распределения электроэнергии на одном напряжении (до 1000 В и более). РУ содержат коммутационные аппараты, устройства управления, защиты, измерения и вспомогательные сооружения. Распределительные устройств собственно 2УР, устанавливаемые в помещениях, выполняют в виде щитов станции управления, распределительных и релейных щитов, шкафов, ящиков, силовых сборок и т. д. РУ располагают или в электротехнических помещениях или в помещениях, доступных для неинструктированного персонала (в производственных помещениях). Распределительное устройство 2УР можно устанавливать на открытом воздухе. При разработке схемы 2УР и ее увязке с 3УР необходимо выполнение следующих условий:

1. Питающий проводник к каждому отдельному электроприемнику следует выбирать по его номинальному току, длительно допустимому с проверкой проводника по ограничениям, налагаемым ПУЭ.

2. Защита питающего проводника от токов КЗ в конце защищаемой линии и от перегрузки в случаях, оговоренных ПУЭ, осуществляется коммутационной аппаратурой шкафа 2УР.

3. Каждый электроприемник должен иметь отдельный коммутационный аппарат, отключающий от сети одновременно все проводники (общий аппарат или комплект коммутационных аппаратов применим для группы электродвигателей, служащих для привода машин, осуществляющих единый технологический процесс).

4. Если от шкафа 2УР питаются несколько электроприемников, то проводник, питающий шкаф, выбирают по сумме их номинальных токов. При большом количестве электроприемников следует иметь в виду некоторые ограничения.

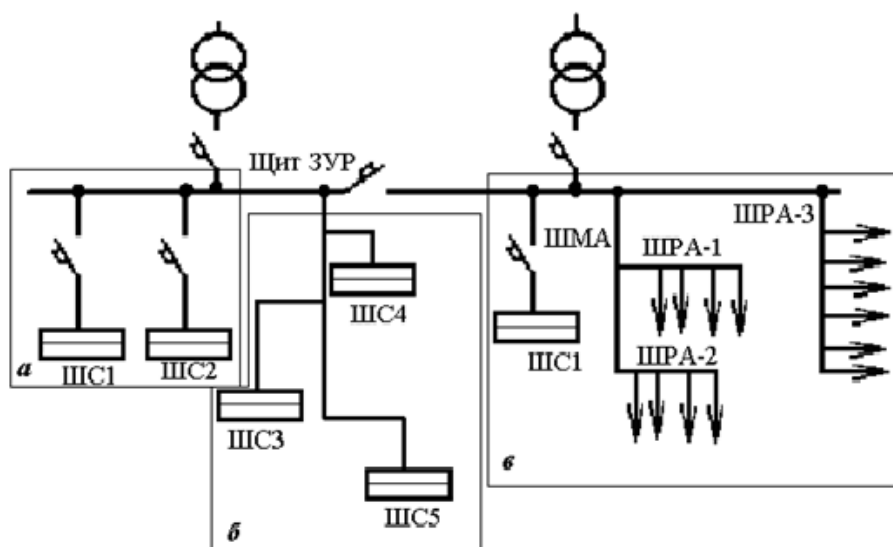


Рис. 7.7. Схемы питания цеховых электроприемников:
а – радиальная;
б – магистральная;
в – смешанная.

Комплектные распределительные устройства напряжением до 1000 В предназначены для приема и распределения электроэнергии, управления и защиты электроустановок от перегрузок и коротких замыканий. Они состоят из полностью или частично закрытых шкафов или блоков со встроенными в них коммутационными и защитными аппаратами, устройствами автоматики, измерительными приборами и вспомогательными устройствами.

Шкафы силовые распределительные серии ШР применяют для приема и распределения электроэнергии в установках на номинальный ток до 400 А.

Наряду с подстанциями электрическая энергия может распределяться на **распределительных пунктах** – устройствах, предназначенных для приёма и распределения электроэнергии на одном напряжении (без трансформации) и не входящих в состав подстанции.

Пункты распределительные серии ПР предназначены для распределения электроэнергии напряжением до 660 В переменного и 220 В постоянного тока и для обеспечения защиты линий при перегрузках и коротких замыканиях. Пункты укомплектованы автоматическими выключателями. Широкий диапазон номинальных токов расцепителей автоматических выключателей позволяет осуществить защиту электрических цепей и установок различного назначения.

Вопросы для самопроверки:

1. От чего зависят возможные конфигурации электрических сетей?
2. Какие требования предъявляются к схемам электрических сетей?
3. Какие известны разомкнутые и замкнутые конфигурации электрических сетей?
4. Что такое подстанция? Что обозначают аббревиатуры ТП, КТП, РУ, РП, КРУ, ЩС, ШР, ГПП и др.?
5. Как могут подключаться подстанции к сети с двумя центрами питания?
6. Как классифицируются линии электропередачи по конструктивному исполнению?
7. Какими факторами определяется выбор типа ЛЭП?
8. Из каких основных конструктивных элементов состоит ВЛ?
9. Какова основная арматура ВЛ? Каково её назначение?
10. В чём назначение опор? Каковы типы опор, различающиеся по функциональному назначению?
11. Какие материалы применяются для изготовления проводов?

12. Какие преимущества и недостатки алюминиевых, медных и стале-алюминиевых проводов?
13. Какие типы изоляторов используются на воздушных линиях?
14. Какие преимущества линий с изолированными проводами?
15. В каких случаях применяются кабельные линии?
16. Какие способы прокладки кабелей?
17. Какие преимущества и недостатки кабельных линий по сравнению с воздушными?
18. Какими условиями определяется выбор способа прокладки кабеля?
19. По каким критериям выбирают сечения проводов и кабелей ЛЭП переменного тока?
20. С какой целью проверяются кабели на термическую стойкость?
21. Почему прокладка кабелей в туннелях и каналах стала основной для предприятий с большой нагрузкой и насыщенной кабельной канализацией?
22. Чем вызвано появление способа прокладки кабелей на эстакадах?
23. Какие требования предъявляются к аппаратам защиты?
24. Для чего служат плавкие предохранители и автоматические выключатели?
25. В каких случаях необходимо выбирать автоматы с тепловым расцепителем?
26. Для чего в плавких предохранителях делается наполнение из песка?
27. Что называется защитной характеристикой плавкой вставки?
28. Какой ток называется током срабатывания автомата?
29. Для чего служат магнитные пускатели?
30. Все ли магнитные пускатели имеют встроенные тепловые реле?
31. Какие факторы необходимо учитывать при выборе марки провода и способа прокладки в различных помещениях?
32. Для чего необходимо проверять на соответствие сечение проводов и характеристик аппаратов защиты?

33. Чем отличается секция шин от системы шин?
34. Как подключается линия в схеме с двумя секциями шин?
35. Как определяется допустимый ток на шины выбранного сечения?
36. Какой серии шинопроводы применяются для питания осветительных сетей?
37. По какому току выбирается расчетный ток магистрального шинопровода?
38. Назвать методы расчета электрических сетей.
39. Пояснить понятие «короткое замыкание». Назвать виды коротких замыканий.
40. Что представляет собой петля «фаза-ноль»?
41. В каких случаях применяют метод расчета электрической сети в зависимости от установленных предохранителей?
42. Какие известны схемы распределительных устройств низшего напряжения одно- и двухтрансформаторных подстанций?

Глава 7. Электрооборудование напряжением до 1 кВ

7.1. Освещение и осветительные установки

Освещение бывает естественное и искусственное. Естественный свет проникает в помещения через проемы в стенах, потолках и ограждениях, искусственное освещение осуществляется при помощи осветительных установок.

Искусственное освещение подразделяется на рабочее и аварийное.

Рабочее освещение бывает общее и местное. *Аварийное* освещение разделяется на освещение безопасности и эвакуационное. Освещение безопасности предназначено для продолжения работы при аварийном отключении рабочего освещения, эвакуационное – для освещения путей эвакуации людей в чрезвычайных ситуациях. Светильники эвакуационного освещения и светильники освещения безопасности в производственных и общественных зданиях и на открытых пространствах должны питаться от независимых источников. Использование сетей, питающих силовые электроприемники, для питания освещения безопасности и эвакуационного освещения в производственных зданиях без естественного освещения не допускается.

Осветительные установки состоят из осветительного прибора и арматуры. Осветительный прибор представляет собой светильник с источником света. В качестве источников света, в основном, применяются газоразрядные (люминесцентные, ртутные и др.) лампы и лампы накаливания (ЛН). Осветительная арматура обеспечивает крепление лампы, подсоединение к ней электрического питания, предохранение ее механического повреждения.

Лампы накаливания основаны на способности нагретого до высокой температуры тела излучать видимый свет, представляют собой запаянную стеклянную колбу, наполненную инертным газом: аргоном, ксеноном, криптоном и их смесями (до 60 Вт – вакуумные) с нитью накаливания из

вольфрама, выпускаются типов Б, БК, Г – обычные, ЗШ, ЗС, ЗК – с отражающим слоем.

Газоразрядные лампы основаны на принципе люминесценции, имеют стеклянные колбы различной формы, наполненные инертным газом, парами металлов и их смесями (ртуть, натрий, кадмий), в котором под действием напряжения происходит электрический разряд между электродами. Газоразрядные источники света подразделяются на люминесцентные (низкого давления), дуговые ртутные (высокого давления) ДРЛ и ксеноновые лампы. Люминесцентные лампы отличаются разной цветностью: ЛБ - белого цвета, ЛД – дневного цвета и др. В настоящее время получили широкое распространение компактные люминесцентные лампы (КЛЛ). Компактные люминесцентные лампы применяются в конкретных специфических типах светильников или для замены ламп накаливания в обычных.

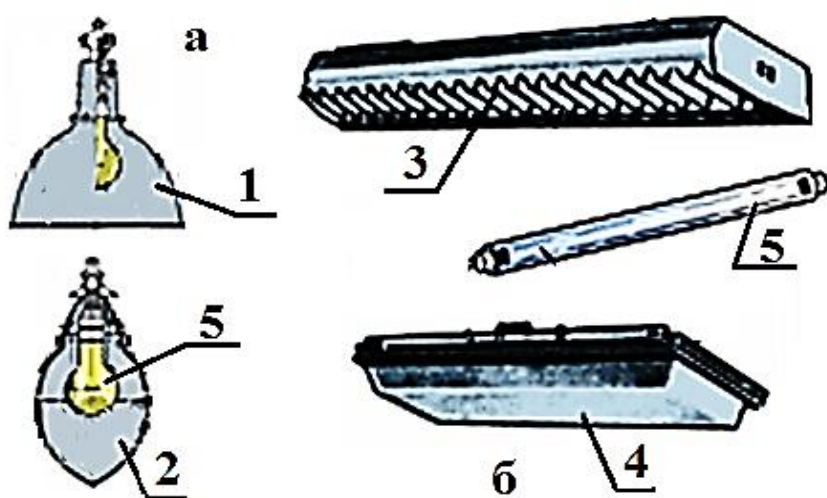


Рис.7.1. Светильники:

а) с лампами накаливания,

б) с люминесцентными лампами:

1 – отражатель; 2 – защитный колпак; 3 – экранирующая решетка; 4 – рассеиватель; 5 – лампа.

Режим работы ртутных ламп (в отличие от люминесцентных ламп низкого давления) типа ДРЛ, ДРИ не зависит от температуры окружающей среды. Ксеноновые лампы ДКсТ, в которых электрический разряд происходит в ксеноне, применяются для освещения больших по площади территорий, карьеров. Они характеризуются большой мощностью, что сокращает число световых приборов и уменьшает эксплуатационные расходы.

Газоразрядные лампы имеют преимущества по сравнению с лампами накаливания: более высокую светотдачу, весьма продолжительный срок службы (8-14 тыс. ч); спектр их излучения более близок к спектру К недостаткам газоразрядных ламп относятся: пульсации светового потока, сложность схемы включения, зависимость от величины напряжения и от температуры окружающей среды, повышенная шумность работы, особые требования к утилизации. При пониженном напряжении сети лампа может не зажигаться вообще, лампы низкого давления могут гаснуть или не зажигаться при пониженной температуре воздуха. Зажигание и обеспечение нормального режима работы газоразрядной лампы выполняет **пускорегулирующий аппарат** (ПРА) или, так называемый **балласт**. Схемы ПРА классифицируются по способу зажигания лампы и типу балласта. Стартерная схема зажигания с электромагнитным балластом (индуктивным или индуктивно-



емкостным) состоит из катушки (дросселя), конденсаторов и стартера. Стартер – представляет собой корпус, внутри которого имеется неоновая лампа и пусковой конденсатор.

Рис.7.2. Стартер

Современные энергосберегающие лампы (КЛЛ – компактные люминесцентные лампы) основаны на том же принципе свечения люминофора посредством катодного тока паров ртути.

Таблица 7.1. Сравнение потребляемой мощности КЛЛ и ЛН

Мощность КЛЛ, Вт	Мощность ЛН, Вт	Световой поток, Лм
5	25	250
8	40	400
12	60	630
15	75	900
20	100	1200
24	120	1500
30	150	1900

Наиболее распространенные КЛЛ со стандартным резьбовым цоколем имеют неразборную конструкцию - изогнутую разрядную трубку, ПРА и стартер, встроенные внутри патрона. В отличие от привычных ламп с длинной трубкой у них светоотдача больше.



Рис.7.3. Компактные люминесцентные лампы.

Перспективным является применение *светодиодов*, передающих свет от естественного или искусственного источника на значительное расстояние, что особенно целесообразно во взрыво- и пожароопасных помещениях.

Осветительные приборы подразделяются по категории размещения на светильники внутреннего освещения и светильники наружного освещения. Для помещений с нормальной средой исполнение светильника может быть открытое – источник света (лампа) не отделен от внешней среды или защищенное – лампа отделена от внешней среды оболочкой, допускающей свободный проход воздуха. В помещениях влажных, сырых и особо сырых светильники следует применять влагозащищенные, корпус и патрон которых противостоят воздействию влаги и обеспечивают сохранность изоляции вводных проводов. Конструктивное исполнение светильников зависит от их назначения. В открытых светильниках лампа не отделена от внешней среды, а в закрытых лампа и патрон отделены от внешней среды оболочкой без уплотнения. Применяемые для освещения сырых, насыщенных водяными парами помещений влагонепроницаемые светильники имеют корпус, способный противостоят воздействию влаги, а его конструкция обеспечивает герметичность вводных проводов, патрона и лампы. Во взрывозащищенных

светильниках предупреждено возникновение искры. Для освещения помещений с повышенной концентрацией пыли используются пыленепроницаемые светильники.

К количественным показателям источников света относятся:

Световой поток F (или Φ) – мощность лучистой энергии, воспринимаемая человеческим глазом. Единица измерения – люмен (Лм).

Сила света I – отношение световой потока к телесному углу, в пределах которого распространяется световой поток. Единица измерения – кандела (Кд)

Освещенность E – плотность светового потока на освещаемой поверхности, на которую падает световой поток. Единица измерения освещенности – люкс (Лк)

Яркость поверхности L – отношение силы света, излучаемой единицей площади поверхности в заданном направлении (кд/м^2).

Качественными показателями, определяющими условия зрительной работы, являются: фон, показатель ослепленности, коэффициент пульсации освещенности и др.

Электроснабжение рабочего освещения, как правило, выполняют самостоятельными линиями от щитов подстанции. При этом электроэнергия от подстанции передается питающими линиями на осветительные магистральные щитки, а от них – групповым осветительным щиткам. Питающие линии выполняют по радиальным (а), магистральным (б), а также радиально-магистральным (в) схемам (Рис. 7.4).

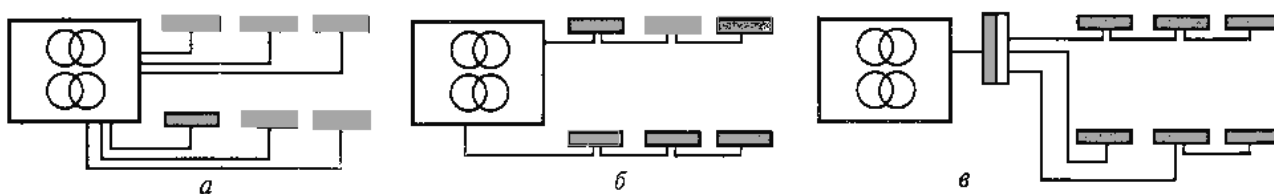


Рис. 7.4. Разновидности схем питающих осветительных сетей.

При общем равномерном освещении выгоднейшим вариантом расположения в плане считается расположение светильников ламп накаливания и ДРЛ по сторонам квадрата, прямоугольника или по вершинам

равностороннего треугольника, светильники люминесцентные можно располагать сплошными или прерывистыми рядами. Расстояние от крайних светильников или рядов светильников до стен рекомендуется принимать:

$$l=(1/3-1/2)L$$

где L – расстояние между соседними рядами светильников или рядами ламп.

При выборе трассы осветительной сети и мест установки магистральных и групповых щитков учитывают: удобство эксплуатации (доступность); исключение возможности повреждения при производстве работ; эстетические требования; уменьшение длины трассы. Основное требование при выборе расположения светильников – доступность обслуживания.

Расчет искусственного освещения сводится к определению потребляемой мощности электрической осветительной установки или к определению ожидаемой освещенности на рабочей поверхности при известном числе и мощности ламп.

1). Метод светового потока

Этот метод состоит в определении светового потока ламп или же в определении необходимого числа светильников для создания требуемой освещенности. Метод используют для расчета общего равномерного освещения при горизонтальной рабочей поверхности. Порядок расчета освещения зависит от типа источников света – ламп. Задавшись типом светильника, определяют создаваемый им световой поток и коэффициент использования, число ламп и мощность освещения (приложение, табл. №19-23).

Для *ламп накаливания* определяется световой поток по формуле:

$$F=\frac{E \cdot S \cdot K_z \cdot Z}{n \cdot N \cdot \eta}$$

где E- нормируемая освещенность в люксах;

S - площадь освещаемой поверхности (м²);

Z - коэффициент минимальной освещенности;

K_z - коэффициент запаса, принимается в соответствии с СНиП ;

N - количество светильников в помещении, шт;

n – количество ламп в светильнике, шт;

η - коэффициент использования светового потока (по СНиП).

Для **люминесцентного освещения** определяется необходимое число светильников по формуле:

$$N = \frac{E \cdot S \cdot K_z \cdot Z}{n \cdot F \cdot \eta},$$

Коэффициент неравномерности освещения Z принимается:

1,5 - для ламп накаливания и дуговых ртутных ламп;

1,1 - для люминесцентных ламп.

Величина коэффициента использования η зависит от типа светильника, коэффициента отражения потолка, стен и индекса помещения i . Величину i округляют до ближайшей табличной. При $i > 5$ принимают $i = 5$.

Индекс помещения определяется по формуле:

$$i = \frac{A \cdot B}{h \cdot (A + B)},$$

где A, B - длина и ширина освещаемого помещения, м;

h - высота подвеса светильника (расстояние от светильника до рабочей поверхности), м.

$$h = h_{\Pi} - h_p - h_{св}$$

где h_{Π} - высота помещения, м;

h_p - высота рабочей поверхности, м;

$h_{св}$ - свес светильника (расстояние от потолка до светильника), м.

Коэффициенты отражения чистых побеленных потолка и стен в сухих помещениях – 70%; во влажных – 50%; бетонных потолков и стен, оклеенных обоями - 30%.

По справочным данным определяют мощность источника освещения $P_{\text{л}}$ с ближайшим большим световым потоком $F_{\text{л}}$.

Активная мощность осветительной установки определяется:

$$P_o = nNP_{\text{л}},$$

Расчетная активная мощность группы осветительных установок равна:

$$P_p = K_{\text{co}} K_{\text{мп}} P_o$$

где K_{co} – коэффициент спроса для осветительной нагрузки;

$K_{\text{мп}}$ – коэффициент потерь в пускорегулирующей аппаратуре при применении газоразрядных источников света.

Коэффициенты спроса и потерь задаются в справочных таблицах.

Пример 7.1. Произвести расчет общего освещения методом использования светового потока в помещении склада длиной $A=5\text{м}$ и шириной $B=7\text{м}$, нормируемая освещенность $E=50\text{ Лк}$ должна создаваться светильниками с лампами накаливания, высота подвеса светильника $h=3\text{ м}$.

Решение:

1). Определяем индекс помещения по формуле:

$$i = \frac{A \cdot B}{h \cdot (A + B)},$$

$$i = \frac{5 \cdot 7}{3(5 + 7)} = 0,97$$

2). Определяем световой поток, создаваемый лампами накаливания:

$$F = \frac{E \cdot S \cdot K_z \cdot Z}{n \cdot N \cdot \eta}$$

Коэффициент неравномерности освещения для ламп накаливания принимается $Z=1,5$; коэффициент запаса при освещении лампами накаливания в помещениях с тяжелыми условиями среды (склады относятся к пыльным помещениям) - $K_z=1,5$.

Выбираем светильник типа У-15, число светильников принимаем $N=6$, число ламп в светильниках с лампами накаливания принимается $n=1$.

Коэффициент использования светового потока $\eta=35\%$ при коэффициентах отражения от потолка $\rho_{\text{п}}=50\%$ и стен $\rho_{\text{с}}=30\%$.

$$F_{\text{расч}} = \frac{50 \cdot 5 \cdot 7 \cdot 1,5 \cdot 1,5}{1 \cdot 6 \cdot 0,35} = 1875 \text{ Лм}$$

По справочным таблицам выбираем световой поток, ближайший к расчетному: $F^{\text{ст}} = 2000 \text{ Лм} \approx F^{\text{расч}} = 1875 \text{ Лм}$.

Таким световым потоком обладают лампы при напряжении 220 В мощностью: $P_{\text{л}}=150 \text{ Вт}$.

3). Определяем мощность освещения заданного помещения:

$$P = nNP_{\text{л}}$$

$$P = 1 \cdot 6 \cdot 300 = 1800 \text{ Вт} = 1,8 \text{ кВт}$$

Пример 7.2. Произвести расчет общего освещения методом использования светового потока в читальном зале длиной $A=10 \text{ м}$ и шириной $B=15 \text{ м}$, нормируемая освещенность $E=400 \text{ Лк}$ должна создаваться светильниками с люминесцентными лампами, высота помещения $h_{\text{п}}=3,5 \text{ м}$.

Решение:

1). Определяем высоту подвеса светильников:

$$h = h_{\text{п}} - h_{\text{р}} - h_{\text{св}} = 3,5 - 0,70 = 2,8 \text{ (м)}$$

Свес светильника $h_{\text{св}}$ принимаем равным 0, т.к. люминесцентные светильники в читальных, учебных помещениях и др. крепятся к потолку.

2). Определяем индекс помещения по формуле:

$$i = \frac{A \cdot B}{h \cdot (A + B)},$$

$$i = \frac{10 \cdot 15}{2,8(15 + 10)} = 2,14$$

3). Определяем необходимое число светильников по формуле:

$$N = \frac{E \cdot S \cdot K_3 \cdot Z}{n \cdot F \cdot \eta},$$

Для помещений с нормальными условиями среды при освещении светильниками с люминесцентными лампами по справочным таблицам определяем: $K_3=1,5$; $Z=1,1$

Выбираем светильники типа ОДОР с числом ламп в светильнике $n=2$, $\eta=52\%$ при коэффициентах отражения $\rho_{\text{п}}=50\%$ и $\rho_{\text{с}}=30\%$.

Люминесцентные лампы выбираем теплого белого света типа ЛТБ, мощностью $P_{\text{л}}=80$ Вт каждая. Световой поток лампы, согласно справочной таблице, $F=4440$ Лм.

$$N_{\text{расч}} = \frac{400 \cdot 10 \cdot 15 \cdot 1,5 \cdot 1,1}{2 \cdot 4440 \cdot 0,52} = 17,42$$

Принимаем количество светильников $N=18$ и располагаем светильники в 3 ряда по 6 светильников в каждом.

4). Определяем активную мощность освещения заданного помещения:

$$P=nNP_{\text{л}}$$

$$P=2 \cdot 18 \cdot 80=2880 \text{ Вт}=2,88 \text{ кВт}$$

2). Метод удельной мощности

Номинальная мощность осветительной нагрузки определяется, исходя из удельной мощности на единицу площади. Данный метод применяют для ориентировочных или проверочных расчетов освещенности в помещениях при равномерном расположении в них светильников. Этот метод позволяет определить мощность каждой лампы и мощность всей осветительной установки для создания в помещении нормируемой освещенности.

Для освещения *лампами накаливания* намечают тип и число светильников (ламп) в помещении. Число светильников (ламп) в помещении определяется, исходя из расчетной высоты h и расстояния между светильниками и рядами $\ell=1,5h$. Следует учитывать расстояние ℓ_1 между светильниками и стеной. Если рабочие поверхности горизонтальные и расположены непосредственно у стен, то рекомендуется принимать $\ell_1 = (0,25 \dots 0,3)A$. Если же вдоль стен расположены проходы, то $\ell_1 = (0,4 \dots 0,5)A$.

При рядовом расположении светильников, их число определится:

$$N=n_{\text{р}}n_{\text{св}}$$

где n_p – число рядов;

$n_{св}$ - число светильников в ряду.

Удельная мощность осветительной нагрузки зависит от нормы освещённости на рабочем месте, от типа источников света, высоты подвеса и других факторов. Значение удельной мощности $P_{уд}$ для случаев оптимального расположения светильников известного типа, заданной освещенности и высоты подвеса они заданы в справочных таблицах (приложение, табл. №24).

Расчетную мощность одной лампы определяют по формуле:

$$P_{л} = \frac{P_{уд} S}{nN}$$

где $P_{уд}$ - удельная мощность, Вт/м²;

S - площадь помещения, м²;

N - количество светильников в помещении, шт;

n – количество ламп в светильнике, принимается равным 1.

По таблицам выбирают ближайшую по мощности лампу.

При освещении *люминесцентными лампами* по справочным данным в зависимости от h , S , E и типа светильника определяют значение удельной мощности $P_{уд}$, если применяют лампы ЛБ 30, ЛБ 40. Удельная мощность для других ламп определяется для ЛХБ 30, ЛТБ 30, ЛТБ 40, ЛБ 80 умножением табличных данных на 1,13; для ЛД 30, ЛД 40, ЛД 80, ЛТБ 80 - на 1,29; для ЛДЦ 30, ЛДЦ 40, ЛДЦ 80 - на 1,68. Удельная мощность приведена для $K_3=1,5$; при $K_3=1,8$ данные нужно умножить на 1,2; а при $K_3=2,0$ - на 1,35.

Определяется общее количество люминесцентных ламп по формуле:

$$n_{об} = \frac{P_{уд} S}{P_{л}}$$

Мощность одной лампы $P_{л}$ принимается в зависимости от выбранного светильника.

По количеству ламп, устанавливаемых в одном светильнике n , и общему расчетному количеству определяется количество светильников:

$$N = \frac{n_{об}}{n}$$

Примечание: количество ламп и светильников принимается целым числом, ближайшим к расчетному.

Активная мощность осветительной установки и группы установок определяется так же, как и в предыдущем методе.

Пример 7.3. Произвести расчет общего освещения методом удельной мощности в помещении трансформаторной подстанции площадью $S=16 \text{ м}^2$, нормируемая освещенность $E=100 \text{ Лк}$ должна создаваться светильниками с лампами накаливания, высота помещения $h=4,5 \text{ м}$.

Решение:

Для освещения выбираем светильники типа УПМ.

По справочной таблице с учетом высоты $h=4,5 \text{ м}$ и площади $S=16 \text{ м}^2$, при коэффициентах отражения $\rho_{п}=50\%$ и $\rho_{с}=30\%$ и нормируемой освещенности $E=100 \text{ Лк}$, определяем удельную мощность освещения: $P_{уд}=62 \text{ Вт/м}^2$.

1). Определяем число светильников в помещении:

$$N = n_p n_{св}$$

Светильники располагаем в 2 ряда по 2 светильника в ряду, число ламп в светильнике $n=1$: $N=2 \cdot 2=4 \text{ (шт)}$

2). Определяем расчетную мощность одной лампы по формуле:

$$P_{л} = \frac{P_{уд} S}{n N}$$

$$P_{л}^{расч} = \frac{62 \cdot 16}{1 \cdot 4} = 248 \text{ Вт}$$

По справочным таблицам выбираем ближайшую по мощности лампу

$$P_{л}^{ст} = 250 \text{ Вт}$$

3). Определяем активную мощность освещения:

$$P = n N P_{л}$$

$$P = 1 \cdot 4 \cdot 250 = 1000 \text{ Вт} = 1 \text{ кВт}$$

Пример 7.4. Произвести расчет общего освещения методом удельной мощности в производственном помещении с нормальными условиями среды площадью $S=925 \text{ м}^2$, нормируемая освещенность $E=200 \text{ Лк}$ должна создаваться светильниками с люминесцентными лампами, высота помещения $h=6 \text{ м}$.

Решение:

Выбираем для освещения светильники типа ОД с лампами типа ЛД-40 – люминесцентные лампы дневного света мощностью $P_{\text{л}}=40 \text{ Вт}$, число ламп в светильнике $n=2$.

По справочной таблице с учетом высоты $h=6 \text{ м}$ и площади $S=925 \text{ м}^2$, при коэффициентах отражения $\rho_{\text{п}}=50\%$ и $\rho_{\text{с}}=30\%$ и нормируемой освещенности $E=200 \text{ Лк}$, определяем удельную мощность освещения для ламп типа ЛБ: $P_{\text{уд}}^{\text{табл}} = 9,2 \text{ Вт/м}^2$. Коэффициент пересчета для ламп типа ЛД при коэффициенте запаса $K_z=1,5$ при освещении производственных помещений с нормальными условиями среды 1,29

1). Определяем расчетную удельную мощность ламп ЛД-40:

$$P_{\text{уд}} = 1,29 \cdot P_{\text{уд}}^{\text{табл}} = 1,29 \cdot 9,2 = 11,87 \text{ Вт/м}^2$$

2). Определяем общее количество ламп по формуле:

$$n_{\text{об}} = \frac{P_{\text{уд}} S}{P_{\text{л}}}$$
$$n_{\text{об}} = \frac{11,87 \cdot 925}{40} = 274,5 \text{ шт}$$

3). Определяем количество светильников:

Для расчета принимаем количество ламп целым числом 274.

$$N = \frac{n_{\text{об}}}{n}$$
$$N = \frac{274}{2} = 137 \text{ шт}$$

4). Активная мощность освещения определится:

$$P = nNP_{\text{л}}$$
$$P = 2 \cdot 137 \cdot 40 = 10960 \text{ Вт} = 10,96 \text{ кВт}$$

3). Точечный метод

Этот метод применяют для расчета локализованного местного освещения, а также наклонных плоскостей.

В основу этого метода положено уравнение для определения освещенности рабочей поверхности:

$$E = \frac{I \cos^3 \alpha}{k h^2}$$

где I - сила света в направлении от источника на данную точку рабочей поверхности;

α - угол между рабочей поверхностью и направлением светового потока от источника света;

k - коэффициент запаса;

h - высота подвеса.

Сила света определяется по формуле:

$$I = \frac{F}{\alpha}$$

где F – световой поток лампы.

Пример 7.5. Произвести расчет точечным методом местного освещения рабочей поверхности светильником с лампой накаливания в помещении $A=3,5$ м, $B=4$ м с нормальными условиями труда. Высота помещения $h_{\text{п}}=2,75$ м, высота рабочей поверхности $h_{\text{р}}=0,7$ м, высота свеса светильника $h_{\text{св}}=1$ м.

Решение:

Для местного освещения выбираем лампу мощность 100 Вт при напряжении 220 В. Световой поток этой лампы по справочной таблице $F=1320$ Лм. Светильник расположен так, что угол между рабочей поверхностью и направлением светового потока от источника света $\alpha=\pi/4=0,785$ рад.

1). Определяем высоту подвеса светильника:

$$h = h_{\text{п}} - h_{\text{р}} - h_{\text{св}}$$
$$h = 2,75 - 0,7 - 1 = 1,05 \text{ м}$$

2). Определяем силу света по формуле:

$$I = \frac{F}{\alpha}$$

$$I = \frac{1320}{0,785} = 1681,53 \text{ Кд}$$

3). Определяем освещенность рабочей поверхности:

$$E = \frac{I \cos^3 \alpha}{K_3 h^2}$$

Коэффициент запаса для освещения лампами накаливания в помещениях с нормальными условиями $K_3=1,3$; $\cos \pi/4=0,707$ (из справочных таблиц).

$$E = \frac{1681,53 (0,707)^3}{1,3 (1,05)^2} = 410,63 \text{ Лк}$$

Полученная освещенность соответствует нормируемой освещенности машинописных бюро 400 Лк.

Пример 7.6. Произвести расчет точечным методом местного освещения рабочей поверхности люминесцентным светильником в производственном помещении $A=3,5\text{м}$, $B=4\text{м}$ с тяжелыми условиями труда. Высота помещения $h_n=5\text{ м}$, высота рабочей поверхности $h_p=0,7\text{ м}$, высота свеса светильника $h_{св}=3\text{м}$.

Решение:

Для местного освещения выбираем лампу типа ЛБ мощностью 60 Вт при напряжении 220 В. Световой поток этой лампы по справочной таблице $F=800$ Лм. Светильник расположен так, что угол между рабочей поверхностью и направлением светового потока от источника света $\alpha=\pi/2=1,57$ рад.

1). Определяем высоту подвеса светильника:

$$h = h_n - h_p - h_{св}$$

$$h=5-0,7-3=1,3 \text{ м}$$

2). Определяем силу света по формуле:

$$I = \frac{F}{\alpha}$$

$$I = \frac{800}{1,57} = 509,55 \text{ Кд}$$

3). Определяем освещенность рабочей поверхности:

$$E = \frac{I \cos^3 \alpha}{K_z h^2}$$

Коэффициент запаса для освещения лампами накаливания в помещениях с тяжелыми условиями: $K_z=1,5$ (из справочных таблиц).

Для ламп накаливания коэффициент мощности принимается: $\cos \pi/2=1$,
 $\tan \pi/2=0$

$$E = \frac{509,55 \cdot 1^3}{1,5 (1,3)^2} = 201,0 \text{ Лк}$$

Полученная освещенность соответствует нормируемой освещенности производственных помещений 200 Лк.

7.2. Электрические машины и электропривод

Электрические машины по назначению делятся на генераторы, двигатели и электромашинные преобразователи, по роду тока – на машины постоянного тока и машины переменного тока. Машины переменного тока бывают синхронные и асинхронные.

Генератор преобразует механическую энергию приводного двигателя в электрическую энергию, отдаваемую в нагрузку.

Уравнение баланса: $P_{\text{мех}} = P_{\text{эл}} + P_0$

Двигатель преобразует электрическую энергию сети в механическую энергию на валу двигателя.

Уравнение баланса: $P_{\text{мех}} = P_{\text{эл}} + P_0$

Электрическая машина обратима. Это означает, что она без изменения конструкции может работать как в качестве генератора, так и в качестве двигателя. Независимо от рода тока и назначения они имеют сходное устройство: неподвижную часть – статор и подвижную (вращающуюся) – ротор. **Якорем** называют часть машины, в которой индуцируется переменная

ЭДС, а *индуктором* – часть, в которой создается переменное магнитное поле. В зависимости от принципа действия каждая из частей машины может быть якорем или индуктором.

В машинах постоянного тока индуктором является статор, к которому крепятся полюсы с обмоткой возбуждения (число пар полюсов $p=2,4,6\dots$), якорем является ротор, в пазы которого укладывается якорная обмотка. Электрическое соединение вращающейся якорной обмотки с неподвижными зажимами, через которые машина включается в сеть, осуществляется при помощи щеток, скользящих по коллектору.

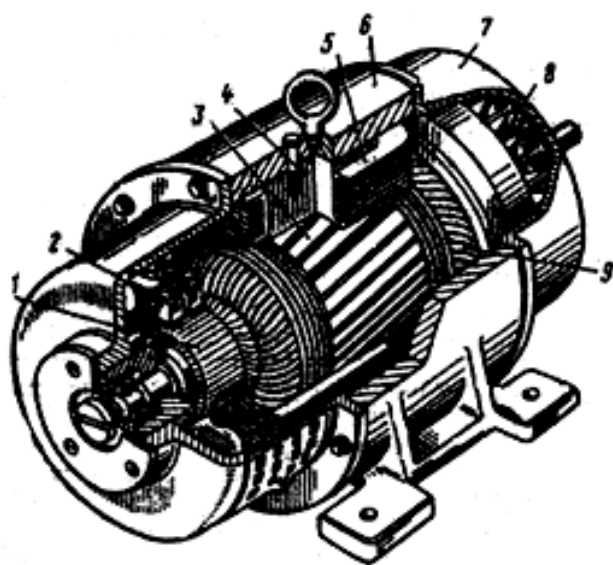


Рис.7.5. Устройство машины постоянного тока

1 – коллектор; 2 – щетки; 3 – сердечник якоря; 4 – сердечник главного полюса; 5 – полюсная катушка; 7 – подшипниковый щит; 8 – вентилятор; 9 – обмотка якоря.

Наибольшее распространение получили электродвигатели. Работа электродвигателя основана на явлении возникновения электромагнитного вращающего момента, который раскручивает ротор. Вращающийся вал (ротор) электродвигателя используется для привода в действие различных рабочих механизмов.

Устройство синхронной и асинхронной машины переменного тока одинаково: якорем является статор, индуктором – ротор. *Синхронными* называются машины, у которых частота вращения магнитного поля n_1 и частота вращения ротора n_2 одинаковы, то есть ротор вращается синхронно с магнитным полем. У *асинхронных* машин частота вращения ротора меньше частоты вращения магнитного поля $n_2 < n_1$, то есть ротор вращается асинхронно

с магнитным полем (проскальзывает). Синхронная машина применяется чаще в качестве генератора: турбогенераторы с неявнополюсным ротором (чаще всего $p=1$) являются высокоскоростными, гидрогенераторы – явнополюсные ($p=4-60$) – тихоходные. Двигатель применяется реже из-за трудности запуска. Асинхронные машины имеют два вида роторов: фазный и короткозамкнутый. Асинхронные генераторы применяются крайне редко, в основном, широкое применение нашли асинхронные двигатели. Асинхронные двигатели с короткозамкнутым ротором – самые распространённые из всех видов электрических машин из-за простоты, надёжности, меньших габаритов и стоимости.

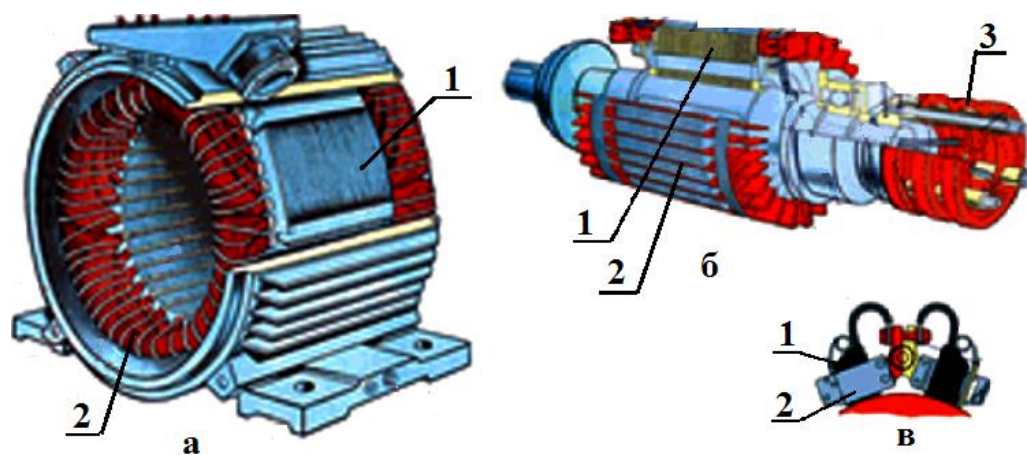


Рис. 7.6. Асинхронный электродвигатель с фазной обмоткой (в разборе):

а) статор: 1- сердечник; 2 – обмотка; б) ротор: 1- сердечник; 2 - обмотка, 3 – контактные кольца; в) щеточный механизм: 1 – щетки; 2 - щеткодержатель.

Электроприводом называется электромеханическая система, которая приводит в движение рабочий механизм и изменяет режим его работы в соответствии с требованиями технологического процесса.

Электропривод включает в себя: рабочую машину (механизм – станки, транспортеры и др.) и устройства, приводящие в движение рабочую машину – двигатель и аппаратуру управления двигателем; кинематические устройства для передачи движения (редуктор).

В зависимости от двигателя определяется тип привода – регулируемый или нерегулируемый. В приводах, где необходимо плавное регулирование

частоты вращения применяют двигатели постоянного тока, в приводах, требующих постоянную частоту вращения – синхронные двигатели, во всех остальных случаях – асинхронные двигатели.

Электропривод бывает:

- групповой (трансмиссионный) – один двигатель приводит в движение группу машин (механизмов) с помощью разветвленной передачи (группу станков, рабочие органы одного станка);
- индивидуальный: один двигатель – один рабочий механизм, позволяет встраивать двигатель непосредственно в механизм (дрели, фены и др.);
- взаимосвязанный – рабочие органы одного механизма приводятся в движение несколькими двигателями (в металлорежущих станках – отдельные приводы движения заготовки, подачи резца и т.д.).

По характеру изменения нагрузки (постоянную или переменную нагрузку они создают) рабочие механизмы можно разделить на три группы:

1. Механизмы, создающие на валу двигателя момент, неизменный при любой частоте вращения (подъемно-транспортные);
2. Механизмы со степенной зависимостью момента от частоты вращения (вентиляторы, компрессоры, насосы);
3. Механизмы с постоянной мощностью на валу (токарный станок).

Характер изменения нагрузки рабочего механизма определяет тепловой режим работы двигателя. Правильное определение мощности электродвигателя для привода обеспечивает минимальные потери энергии и наименьшую стоимость оборудования - превышение мощности снижает КПД и $\cos\phi$, а занижение мощности вызывает быстрый выход из строя. Двигатель выбирается по каталогу по условиям нагрева (мощности) и в соответствии с условиями эксплуатации и окружающей среды (приложение, табл. №17).

При постоянной нагрузке мощность (момент) двигателя в приводе должна быть:

$$P \geq \frac{P_M}{\eta_{\text{пер}}} \quad \text{или} \quad M \geq \frac{M_M}{\eta_{\text{пер}}}$$

где P, M – мощность и момент электродвигателя;

P_M, M_M – мощность и момент рабочей механизма;

$\eta_{\text{пер}}$ – КПД передачи.

Частота вращения вала электродвигателя определяется в соответствии с передаточным числом кинематической передачи:

$$\mu = \frac{n_{\text{дв}}}{n_M}$$

где $n_{\text{дв}}$ – частота вращения электродвигателя;

n_M – частота вращения рабочей механизма.

При переменной нагрузке мощность двигателя чаще определяется методом эквивалентной мощности:

$$P_{\text{э}} = \sqrt{\frac{1}{T_{\text{ц}}} \sum P_i^2 t_i},$$

где t_i – время работы электродвигателя с мощностью P_i ;

i – число участков с различной мощностью P_i .

Пример 7.7. Рабочий механизм работает с постоянной нагрузкой в длительном режиме $P_M=36,6$ кВт, напряжение сети $U_n=380$ В, частота вращения вала $n_M=550$. Передача – зубчатая коническая с передаточным числом $\mu=2,5$ и КПД $\eta_{\text{пер}}=0,88$. Линия проложена в земле кабелем с алюминиевыми жилами марки АВРГ. В качестве аппарата управления и защиты установлен магнитный пускатель типа ПА-522 с током уставки теплового реле 115 А. Выбрать электродвигатель для привода и определить сечения проводов в зависимости от вида защиты.

Решение:

1). Определяем мощность и частоту вращения электродвигателя:

$$P \geq \frac{P_M}{\eta_{\text{пер}}}$$

$$P_{дв} = \frac{36,6}{0,88} = 41,59 \text{ кВт}$$

$$n_{дв} = \mu n_m$$

$$n_{дв} = 2,5 \cdot 550 = 1375 \text{ об/мин}$$

По каталогу выбираем трехфазный асинхронный двигатель типа 4А200L4 номинальной мощностью $P_n=45 \text{ кВт}$, напряжением $U_n=380 \text{ В}$, $\eta=92\%$, $\cos\varphi=0,90$.

2). Сеть защищена только от короткого замыкания.

Определяем номинальный ток электродвигателя:

$$I_f = \frac{P_f}{\sqrt{3} U_f \cos\varphi_f \eta_f} = \frac{45 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 380 \cdot 0,92 \cdot 0,90} = 82,67 \text{ А}$$

По расчётам допустимый ток трехжильного алюминиевого провода, удовлетворяющего условию нагрева $I_{доп} \geq I$ равен:

$$I_{доп}=90 \text{ А, сечение } S=16 \text{ мм}^2.$$

Уточняем по условию: $4,5I_{доп} \geq I_{ср.тепл}$.

$4,5I_{доп}=4,5 \cdot 90=405 \text{ А} > I_{ср.тепл}=115 \text{ А}$. Условие выполняется, значит провод защищен магнитным пускателем от токов КЗ.

3). Сеть защищена от перегрузок и короткого замыкания.

Сечение провода должно удовлетворять условию: $I_{доп} \geq (1-1,2)I_{тепл}$

Определяем расчетный допустимый ток:

$$I_{доп}^{рас} = 1,2I_{тепл}$$

$$I_{доп}^{рас} = 1,2 \cdot 115 = 138,0 \text{ А}$$

Выбираем провод, допустимый ток которого, удовлетворяет условию выбора: $I_{доп}=140 \text{ А} > I_{доп}^{рас} = 138 \text{ А}$, сечение $S=35 \text{ мм}^2$. Провод защищен, сечение провода соответствует защите.

Пример 7.8. Рабочий механизм работает с переменной нагрузкой: $P_1=20 \text{ кВт}$, $t_1=15 \text{ мин}$; $P_2=30 \text{ кВт}$, $t_2=10 \text{ мин}$; $P_3=12 \text{ кВт}$, $t_3=25 \text{ мин}$; $P_4=15 \text{ кВт}$, $t_4=20 \text{ мин}$. Напряжение сети $U_n=380 \text{ В}$, частота вращения ротора $n=1425 \text{ об/мин}$.

Выбрать для привода двигатель; проверить двигатель на перегрузочную способность; выбрать сечение проводов и тип магнитного пускателя.

Решение:

1). Мощность двигателя подбирается при заданных режимах работы по эквивалентной мощности, которая определяется по формуле:

$$P_{\text{экв}} = \sqrt{\frac{\sum (P_{\text{к}}^2 t_{\text{к}})}{t_{\text{о}}}} = \sqrt{\frac{20^2 \cdot 15 + 30^2 \cdot 10 + 12^2 \cdot 25 + 15^2 \cdot 20}{15 + 10 + 25 + 20}} = 18,16 \text{ кВт}$$

Для привода рабочего механизма выбирается двигатель номинальной мощностью $P_{\text{н}} > P_{\text{экв}}$.

По каталогу выбираем асинхронный двигатель типа 4А160М4У3 с номинальными данными $P_{\text{н}}=18,5$ кВт, $n_{\text{н}}=1465$ об/мин, $\eta_{\text{н}}=89,5\%$, $\cos\varphi_{\text{н}}=0,88$, $k_{\text{м}}=2,3$.

2). Выбранный двигатель проверяется на перегрузочную способность по условию:

$$\frac{P_{\text{л}}}{P_{\text{н}}} \leq \frac{I_{\text{л}}}{I_{\text{н}}} = k_{\text{м}}$$

Выбранный двигатель подходит для привода заданного механизма, т.к. условие

$$\frac{P_{\text{м}}}{P_{\text{н}}} = \frac{30}{18,5} \leq 2,3 \quad \text{выполняется.}$$

3). Сечение проводов для питания двигателя выбирается по значению номинального тока. Номинальный ток двигателя равен:

$$I_{\text{н}} = \frac{P_{\text{н}}}{\sqrt{3} U_{\text{н}} \eta_{\text{н}} \cos\varphi_{\text{н}}} = \frac{18,5 \cdot 10^3}{1,73 \cdot 380 \cdot 0,895 \cdot 0,88} = 35,73 \text{ А}$$

По справочным таблицам выбирается алюминиевый провод для открытой прокладки сечением $S=2,5 \text{ мм}^2$, который допускает токовую нагрузку 38 А, что больше 35,73 А, а значит по условию нагрева провод подходит.

4). Магнитный пускатель выбирается по значению тока магнитного пускателя и предельной мощности двигателя, который может быть включен этим пускателем при заданном напряжении.

Ток магнитного пускателя: $I_{\text{м}} > I_{\text{н}}$.

Предельная мощность двигателя: $P_{пр} > P_n$.

По справочным таблицам выбирается тип магнитного пускателя с тепловым реле, например, по условию токов подходит пускатель ПА-324 ($40A > 35,73A$), но он не подходит по условию предельной мощности ($17кВт < 18,5 кВт$), поэтому выбирается магнитный пускатель типа ПА-424, IV величины, реверсивный, с тепловым реле ТРП-60. Номинальный ток пускателя $56A > 35,73A$, предельная мощность двигателя при напряжении 380 В составляет $28 кВт > 18,5 кВт$. Условия выбора выполнены.

Защита электрических машин осуществляется в соответствии с ПУЭ. Электрические машины должны быть защищены от перегрузок и КЗ (автоматами и предохранителями), от работы на двух фазах (соответствующие схемы управления). Защита электродвигателей от перегрузки должна устанавливаться в случаях, когда возможна перегрузка по технологическим причинам, а также при особо тяжелых условиях пуска или самопуска. Применение защиты от перегрузки не требуется для электродвигателей с повторно-кратковременным режимом работы.

Маркировка электрических машин постоянного тока (МПТ):

Серия П - генераторы, выпускаемые на номинальные напряжения 115, 230, 460, 630 В...; двигатели – 110, 220, 440, 600 В...;

Серия 2П – двигатели на 110, 220, 340, 440 В; серия П2 – 440, 750, 930 В.

Условное обозначение электрических машин переменного тока:

Синхронные генераторы: Г – генератор, А – с автоматическим регулированием напряжения, С – стационарный, Ф – фланцевого исполнения, Б – входит в комплект бензоэлектрического агрегата;

Синхронные двигатели: С – синхронный, Д – двигатель, З – закрытый,

Асинхронные двигатели: первая цифра (2, 4, 5, 6) - номер серии;

Буквы: А – асинхронный; АИ – асинхронный Интерэлектро, РА – российский асинхронный;

С – с повышенным скольжением; Р - с повышенным пусковым моментом;

X – алюминиевая станина, чугунные щиты, (А - алюминиевая станина и щиты, буква отсутствует – чугунные станина и щиты);

В – встроенный в оборудование; Н – защищенное исполнение (буква отсутствует – закрытого исполнения);

Цифры: 90 или 100,120 и т.д. – высота оси вращения;

S или M, L (после цифр) – установочные размеры по длине корпуса (короткая, промежуточная, длинная); для малогабаритных двигателей А или В – длина сердечника (первая или вторая);

Цифры (после S, M, L) – число полюсов.

Далее буквы и цифры – климатическое исполнение (У, ХЛ, Т) и категория размещения (1, 2, 3, 4); С – с/х назначения.

Электромашинные преобразователи – это преобразователи частоты, тока, числа фаз и др. **Преобразователь частоты** – это двухмашинный агрегат, состоящий из двигателя и синхронного генератора, выполненных в одном корпусе. Используются для питания специального электропривода, вычислительных машин (400,800 Гц). **Преобразователь рода тока** используется редко, заменен на полупроводниковый. **Усилитель** (ЭМУ) – это специальный двухполюсной генератор постоянного тока, имеющий четыре щетки: поперечные – закорочены, а к продольным - подсоединяется нагрузка. Используется для усиления мощности. **Тахогенератор** – это микромашина постоянного или переменного тока (синхронная, асинхронная). Используется в качестве измерительного преобразователя частоты вращения для исследования процессов разбега двигателей, в счетно-решающих системах.

Вопросы для самопроверки:

1. Какие величины являются количественными характеристиками освещения?
2. На какие виды подразделяется искусственное освещение?
3. Назвать основные методы расчета искусственного освещения.

4. В каком случае необходимо применить точечный метод расчета освещения?
5. Что собой представляет светильник?
6. Какие функции выполняет осветительная арматура в светильнике?
7. Назовите области применения различных типов светильников.
8. От чего зависит количество светильников в помещении?
9. 4. Каким образом выполняется электроснабжение осветительной установки?
10. Назвать основные противопожарные мероприятия при монтаже и эксплуатации светильников.
11. Назвать типы люминесцентных ламп. Чем они отличаются?
12. Какие лампы предпочтительнее для освещения?
13. В каких случаях устраивается аварийное освещение?
14. Чем эвакуационное освещение отличается от аварийного?
15. В каких случаях устанавливают защищенные светильники?
16. Какие характеристики светильников необходимо знать для расчета мощности освещения?
17. Перечислите достоинства и недостатки различных источников света в помещениях.
18. Каким образом выполняется электроснабжение осветительной установки?
19. Как классифицируются электрические машины?
20. Пояснить принцип действия электрической машины в режиме генератора и в режиме двигателя.
21. Рассказать устройство электрических машин.
22. Дать определение понятиям «асинхронная машина» и «синхронная машина».
23. Чем синхронный двигатель отличается от асинхронного?
24. Какой может быть обмотка ротора асинхронного двигателя?

25. По каким причинам происходит перегрев электродвигателя?
26. Назвать виды электродвигателей по способу защиты от ОС.
27. Почему для короткозамкнутых асинхронных двигателей нельзя выбирать плавкие вставки предохранителей по рабочему току?
28. Почему в момент пуска двигатель потребляет значительный ток? Как ограничить пусковой ток?
29. Дать определение понятию «электропривод».
30. Назвать типы электроприводов.
31. Пояснить режимы работы электродвигателя в приводе.
32. Что называется установившейся температурой?
33. Как выбрать мощность двигателя при длительном режиме работы с постоянной и переменной нагрузками?
34. Что обозначает ПВ%?
35. Назвать виды электромашинных преобразователей.
36. Почему электромашинные преобразователи редко используются в настоящее время?

Глава 8. Цеховые подстанции третьего уровня системы электроснабжения.

8.1. Основные виды и характеристики трансформаторов

Основными компонентами трансформаторных подстанций (ТП) являются трансформаторы и коммутационно-защитная аппаратура.

Трансформатором называется электромагнитный аппарат, предназначенный для преобразования переменного тока одного напряжения в переменный ток другого напряжения той же частоты.

В системах электропередач электроэнергия неоднократно преобразуется: напряжение повышается для уменьшения потерь или снижается для обеспечения эффективной и безопасной работы электротехнических устройств.

Трансформаторы классифицируются:

по назначению: силовые, специальные, измерительные и автотрансформаторы.

по числу фаз: однофазные и трехфазные.

по частоте: низкочастотные и высокочастотные.

по количеству обмоток: двух-, трёх- и многообмоточные.

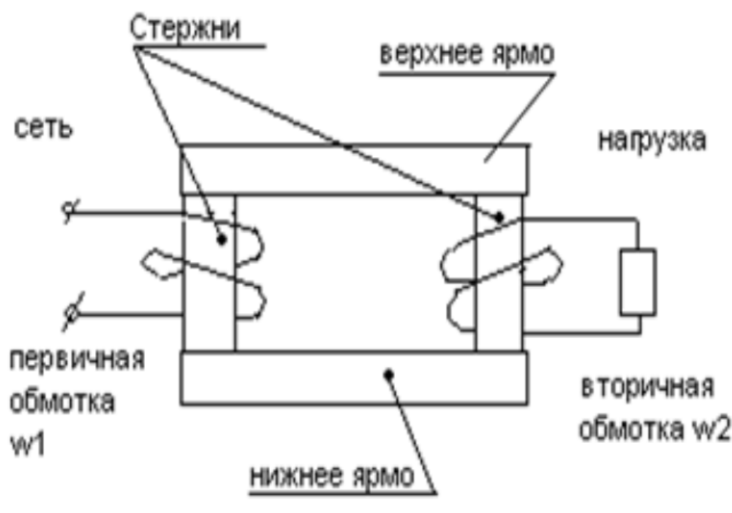
по типу магнитопровода: стержневые, тороидные, броневые.

по способу охлаждения: сухие и масляные.

Однофазный силовой трансформатор представляет собой сердечник (магнитопровод), на котором размещены обмотки: первичная и вторичная.

Магнитопровод – это ферромагнитный сердечник, набранный из листов электротехнической стали толщиной 0,35-0,5 мм, изолированных друг от друга лаком, и предназначенный для усиления магнитной связи. **Обмотки** изготавливаются из медного провода, электрически не связаны и представляют собой первичную и вторичную электрические цепи. Если через трансформатор необходимо осуществить питание двух и более нагрузок с разным напряжением, то выполняется соответствующее число вторичных обмоток.

Обмотка с большим числом витков называется **обмоткой высшего напряжения (ВН)**. Обмотка с меньшим числом витков называется **обмоткой**



низшего напряжения (НН). В зависимости от того, какая обмотка (ВН или НН) подключена к сети, трансформаторы могут быть и повышающими и понижающими.

Рис.8.1. Устройство

однофазного двухобмоточного трансформатора

По способу охлаждения трансформаторы и реакторы делятся на масляные и сухие. В масляных - активная часть (магнитопровод и обмотки) помещается в бак с трансформаторным маслом, в сухих — охлаждается непосредственно окружающим воздухом.

Принцип действия трансформатора основан на явлении электромагнитной индукции. Действующие значения ЭДС в обмотках трансформатора называются **трансформаторными ЭДС** и соответственно равны:

$$E_1 = 4,44 f w_1 \Phi_m$$

$$E_2 = 4,44 f w_2 \Phi_m$$

где f — частота тока в сети;

w_1, w_2 - числа витков обмоток;

Φ_m — амплитуда магнитного потока.

Коэффициентом трансформации трансформатора называется отношение чисел витков обмоток:

$$\hat{e} = \frac{A_1}{A_2} = \frac{w_1}{w_2}$$

Если цепь вторичной обмотки разомкнута, то напряжение на ее зажимах $U_2=E_2$. Напряжение на зажимах цепи первичной обмотки $U_1 \approx E_1$.

Следовательно,

$$\hat{e} = \frac{A_1}{A_2} \approx \frac{U_1}{U_2}$$

Учитывая высокий КПД трансформатора, можно полагать, что $S_1 \approx S_2$, где $S_1=U_1 I_1$ - мощность, потребляемая из сети; $S_2=U_2 I_2$ - мощность, отдаваемая в нагрузку. Таким образом, $U_1 I_1 \approx U_2 I_2$

Откуда следует, что

$$\hat{e} = \frac{U_1}{U_2} \approx \frac{I_2}{I_1}$$

Коэффициент трансформации может быть определен на основании измерений напряжения на входе U_1 и выходе U_2 ненагруженного трансформатора. Во сколько раз уменьшится напряжение U_2 , во столько раз увеличится ток I_2 и, наоборот.

Различают несколько режимов работы трансформаторов в зависимости от сопротивления нагрузки – режим нагрузки, режим, близкий к короткому замыканию (сварочные, измерительные трансформаторы тока), режим, близкий к холостому ходу (измерительные трансформаторы напряжения).

а) режим нагрузки (рабочий), $\infty > Z_H > 0$;

б) режим холостого хода, $Z_H = \infty$

Внешняя цепь (нагрузка) отключена. Ток во вторичной обмотке равен нулю: $I_2=0$. Ток холостого хода протекает по первичной цепи: $I_0=(1 \div 3)\% I_H$.

Мощность, потребляемая из сети в режиме холостого хода P_0 , идет, в основном, на покрытие потерь в стали магнитопровода: $P_0 = P_C$.

В режиме холостого хода можно определить параметры магнитопровода.

в) режим короткого замыкания, $Z_H = 0$

Вторичная цепь замкнута куском провода. При номинальном напряжении U_{1H} по обмоткам протекают токи короткого замыкания

$I_K > (10 \div 20) I_H$, поэтому режим является ***аварийным***.

Но если на зажимах первичной цепи установить напряжение короткого замыкания: $u_{1K} = (5 \div 15)\% U_{1H}$, то через обмотки потечет ток, равный номинальному: $I_K = I_H$.

Мощность, потребляемая из сети в режиме короткого замыкания P_K , идет, в основном, на покрытие потерь в меди обмоток: $P_K = P_M$.

В режиме короткого замыкания определяют параметры обмоток:

КПД трансформатора, как и любой электрической цепи или машины, определяется отношением полезной мощности ко всей подведенной.

При номинальной нагрузке:

$$\eta = \frac{P_{2H}}{P_{1H}} = \frac{P_{2H}}{P_{2H} + P_0 + P_K}$$

где P_{1H} – активная мощность, потребляемая из сети;

$P_{2H} = I_2 U_2 \cos \varphi_2$ – полезная мощность нагрузки;

$P_0 = P_C$ – потери в стали магнитопровода (паспортные данные);

$P_K = P_{MH}$ – номинальные потери в меди обмоток (паспортные данные).

КПД зависит от загрузки трансформатора, так как на практике ток во вторичной обмотке не всегда номинальный, поэтому в режиме, отличном от номинального,

$$\eta = \frac{\beta S_H \cos \varphi_2}{\beta S_H \cos \varphi_2 + P_C + \beta^2 P_{MH}}$$

где коэффициент загрузки определяется по формуле: $\beta = \frac{I_2}{I_{2H}} = \frac{P_2}{S_H \cos \varphi_2}$, откуда

$$P_2 = \beta S_H \cos \varphi_2.$$

Трехфазный трансформатор имеет трехстержневой магнитопровод и шесть обмоток. На каждом стержне размещают первичную и вторичную обмотки одной фазы.

$$k = \frac{w_1}{w_2} \approx \frac{U_{\Phi 1}}{U_{\Phi 2}} \text{ - коэффициент трансформации одной фазы;}$$

$$c = \frac{U_{Л1}}{U_{Л2}} - \text{линейный коэффициент трансформации.}$$

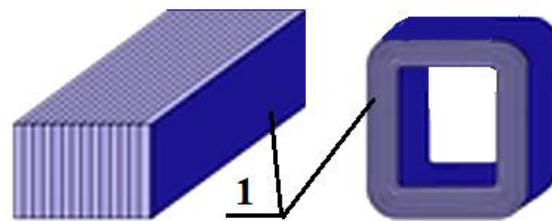
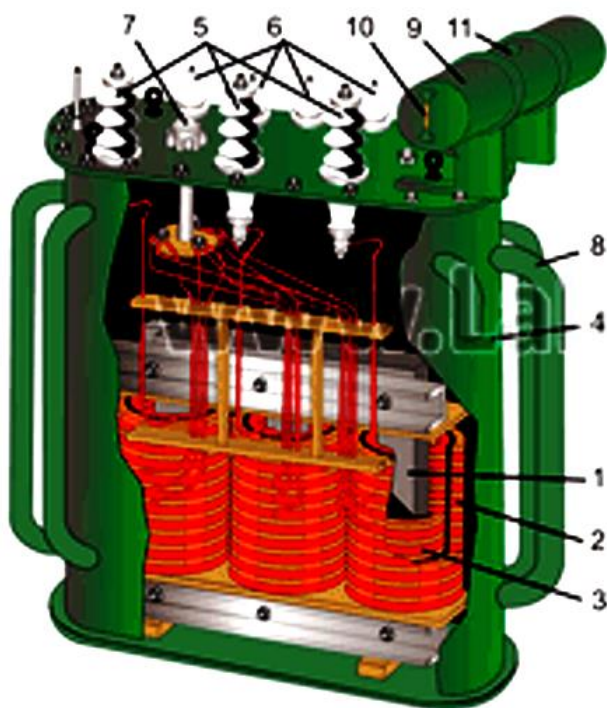


Рис. 8.2. Трехфазный трансформатор
1 – магнитопровод из стали; 2, 3 – обмотки; 4 – бак с маслом; 5, 6 – изоляторы; 7 – переключатель; 8 – охлаждающие трубы; 9 – расширительный бачок; 10 – измеритель уровня масла; 11 – заливное отверстие.

Первичные и вторичные обмотки трехфазного трансформатора могут быть соединены звездой или треугольником.

Существует три способа соединения обмоток:

1. «Звезда-звезда» (Рис.8.3,а):

$$C = \frac{U_{Л1}}{U_{Л2}} = \frac{\sqrt{3}U_{\Phi1}}{\sqrt{3}U_{\Phi2}} = K$$

2. «Звезда-треугольник» (Рис.8,3,б):

$$C = \frac{U_{Л1}}{U_{Л2}} = \frac{\sqrt{3}U_{\Phi1}}{U_{\Phi2}} = \sqrt{3}K$$

3. «Треугольник-звезда» (Рис.8.3,в):

$$C = \frac{U_{Л1}}{U_{Л2}} = \frac{U_{\Phi1}}{\sqrt{3}U_{\Phi2}} = \frac{K}{\sqrt{3}}$$

При одном и том же числе витков обмоток трансформатора можно в $\sqrt{3}$ раз увеличить или уменьшить его коэффициент трансформации, выбирая соответствующую схему соединения обмоток.

Структура условного обозначения силовых трансформаторов:

Первая буква обозначает число фаз: О – однофазный, Т – трехфазный.

Для обозначения автотрансформаторов добавляется буква «А».

Вторая буква (одна или две) вид охлаждения: М – масляный (естественная циркуляция масла и воздуха), С – сухой (воздушное открытое) например, «ТМ».

Для обозначения защиты масла азотной подушкой без расширителя после вида охлаждения добавляется буква «З», например, «ТМЗ».

Цифры – обозначают номинальные величины полной мощности трансформатора и высшего напряжения в кВА и кВ соответственно, например, 250/10.

В паспортных данных силовых трансформаторов указываются номинальные величины полной мощности S_n , первичного и вторичного напряжений $U_{1н}$, $U_{2н}$, потери мощности холостого хода P_0 и короткого замыкания P_k , напряжение короткого замыкания в % от номинального u_k . Для трехфазных трансформаторов дополнительно указывается схема соединения обмоток.

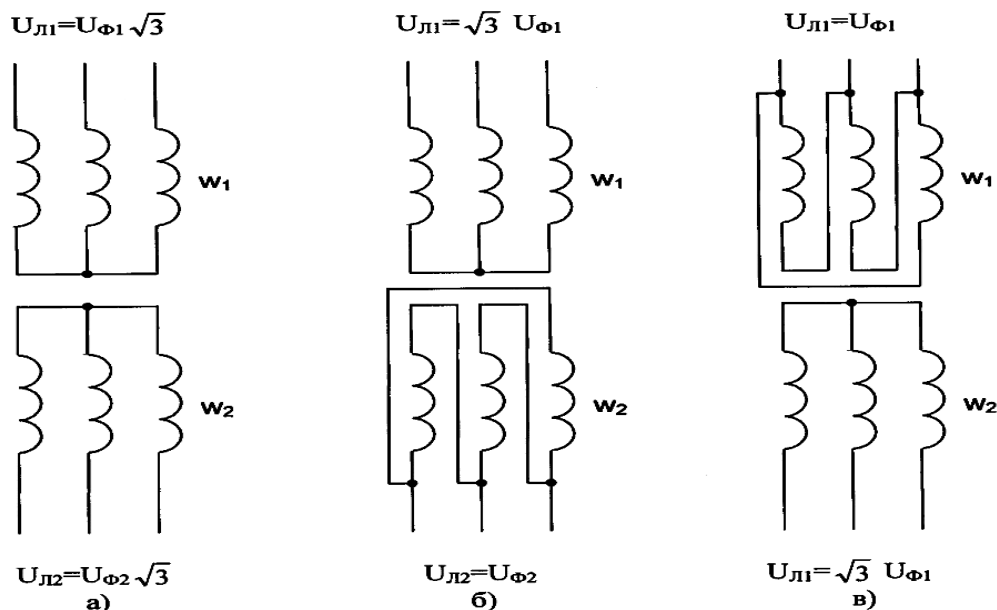


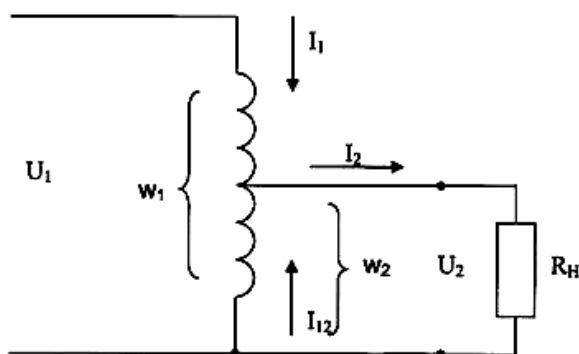
Рис.8.3. Схемы соединения обмоток трехфазного трансформатора

У **автотрансформатора** часть витков первичной обмотки используется в качестве вторичной, поэтому кроме магнитной связи имеется и электрическая.

Автотрансформаторы применяются для пуска мощных двигателей, для регулирования напряжения в небольших пределах.

Коэффициент трансформации выражается известными соотношениями:

$$\hat{e} = \frac{A_1}{A_2} = \frac{w_1}{w_2} \approx \frac{U_1}{U_2} \approx \frac{I_2}{I_1}$$



Ток, протекающий по общей части витков, равен

$$I_{12} = I_1 - I_2$$

Рис.8.4. Электрическая схема автотрансформатора.

Преимущество автотрансформаторов - простое устройство, меньший расход меди (а значит стоимость), высокий КПД. *Недостаток* - опасен при эксплуатации, т. к. имеет малое сопротивление, а значит большой ток короткого замыкания, и при пробое изоляции оператор оказывается под высшим напряжением первичной цепи.

Применяются типы автотрансформаторов:

АСБ – автотрансформатор сетевой бытовой $R_n=0,5$ кВт, $U=127-220$ В.

ЛАТР – лабораторный автотрансформатор.

В технике больших токов и высоких напряжений для включения измерительных приборов и аппаратуры автоматического регулирования и защиты применяются **измерительные трансформаторы** тока и напряжения.

Трансформаторы тока низковольтные предназначены для работы в цепях переменного тока напряжением до 660 В. Трансформаторы тока высоковольтные предназначены для понижения первичного тока до стандартной величины и для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Приборы для измерения токов имеют маленькое сопротивление, поэтому трансформаторы тока работают в режиме, близком к короткому замыканию.

Измеряемый ток: $I_1 = k_I I_2$

Трансформаторы тока выбирают по номинальному напряжению, номинальному первичному току и проверяют по электродинамической и термической стойкости к токам короткого замыкания. Особенностью выбора трансформаторов тока является выбор по классу точности и проверка на допустимую нагрузку вторичной цепи. Трансформаторы тока для присоединения счетчиков, по которым ведутся денежные расчеты, должны иметь класс точности 0,5. Выпускаются трансформаторы тока на первичный ток 5, 10, 15, 20, 30, 40, 50 А и т.д. Вторичный ток 5 А.

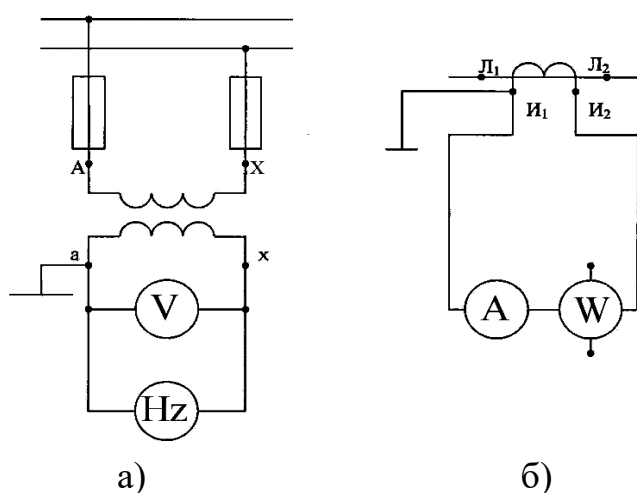


Рис.8.5. Измерительные трансформаторы
а) трансформатор тока;
б) трансформатор напряжения

Трансформаторы напряжения предназначены для понижения высокого напряжения до значения 100 или 100/3 В, необходимого для питания измерительных приборов и защитных устройств, цепей автоматики и сигнализации.

Приборы для измерения напряжения имеют большое сопротивление, поэтому можно считать, что они работают в режиме, близком к холостому ходу.

Измеряемое напряжение: $U_1 = k_U U_2$

Трансформаторы напряжения выбирают по форме исполнения, конструкции и схеме соединения обмоток, номинальному напряжению; классу

точности; вторичной нагрузке. Выпускаются трансформаторы напряжения на первичное напряжение 0,4; 0,5; 3; 6; 10 кВ и т.д. Вторичное напряжение 100 В.

Марки трансформаторов тока и трансформаторов напряжения:

ТТ – трансформатор тока низковольтный;

ТШ - трансформатор тока шинный;

ТНП - трансформатор тока низковольтный для установки на плоских шинах;

НОС – трансформатор напряжения однофазный, сухой;

НТМ – трансформатор напряжения трехфазный, масляный.

8.2. Выбор трансформаторов для цеховых подстанций ЗУР

При выборе трансформаторов ЗУР СЭС определяют их количество, вид (тип, габарит), учитывают единичную номинальную мощность каждого, место размещения, способ присоединения со стороны высокого напряжения и выхода на щит (шкаф, магистраль) низкого напряжения, вид переключения ответвлений, схемы и группы соединения обмоток. При выборе трансформаторов следует следовать основным требованиям выбора электротехнического оборудования (ПУЭ) – исполнение аппаратов должно соответствовать нагрузке (допустимому нагреву), характеру помещения и окружающей среды.

Выбор числа и мощности трансформаторов для промышленных предприятий зависит от типа цеховых подстанций (одно- или двухтрансформаторные). Можно создавать и рассматривать различные варианты схемы электроснабжения. Число $N_{тр}$ трансформаторов ЗУР зависит от нагрузки цеха (исключая высоковольтную) и требований надежности электроснабжения:

$$N_{тр} = \frac{S_p}{k_3 S_H}$$

где S_p — полная расчетная нагрузка объекта, для которого определялись P_{max} и $\cos\phi$ при расчете нагрузок;

k_3 — коэффициент загрузки;

S_n — номинальная мощность единичного трансформатора.

Наиболее простое и дешевое решение — применение однотрансформаторных цеховых подстанций. На крупных предприятиях, имеющих складской резерв трансформаторов, их можно использовать для питания электроприемников III и даже II категории. Однотрансформаторные подстанции можно применять и для питания электроприемников I категории, если мощность последних не превышает 15–20 % мощности трансформатора и возможно резервирование подстанций на вторичном напряжении перемычками с АВР. В последние годы ведется поиск наиболее эффективных методов выбора мощности цеховых трансформаторов. Один из подходов к решению этой задачи основан на применении комплексного метода расчета электрических нагрузок (прогноз увеличения нагрузки во времени и в зависимости от технологических показателей объекта). В этом случае можно использовать удельную плотность нагрузки, которая для промышленных предприятий повышается со временем. Расчетная мощность и число трансформаторов для цеховых подстанций определяется с учетом разновременности максимумов нагрузки и продолжительности максимума нагрузки в течение дня, перспективы развития цеха (предприятия, района), сезонности работы и потерь мощности в трансформаторах.

Максимальная мощность цеха с учетом компенсации реактивной мощности и разновременности максимумов нагрузки в течение рабочего времени определяется по формуле:

$$S_m = K_p \sqrt{P_{pc}^2 + (Q_{pc} - Q_{нк})^2} \text{ кВА},$$

где K_p — коэффициент разновременности максимумов нагрузок; принимается $K_p = 0,85 \div 1,0$;

P_{pc} — активная мощность цеха, кВт;

Q_{pc} — реактивная мощность цеха, кВАр;

$Q_{\text{нк}}$ – реактивная мощность, подлежащая компенсации, если коэффициент мощности цеха $\text{Cos}\varphi < 0,9$, кВАр.

Расчетный коэффициент мощности равен:

$$\text{Cos}\varphi_p = \frac{P_{\text{рц}}}{S_{\text{рц}}} = \frac{P_{\text{рц}}}{\sqrt{P_{\text{рц}}^2 + Q_{\text{рц}}^2}}$$

Активная мощность цеха (предприятия) определяется:

$$P_{\text{рц}} = \kappa_c P_{\text{рс}} + \kappa_{\text{со}} P_{\text{ро}} + P_{\text{пр}}$$

где $P_{\text{рс}}$ – суммарная активная мощность всей силовой нагрузки, кВт;

$P_{\text{ро}}$ – суммарная активная мощность осветительной нагрузки (внутреннего и наружного освещения), кВт;

κ_c – коэффициент спроса силовой нагрузки;

$\kappa_{\text{со}}$ – коэффициент спроса освещения;

$P_{\text{пр}}$ – активная мощность прочих (неучтенных) нагрузок, принимается равной 20% $(\kappa_c P_{\text{рс}} + \kappa_{\text{со}} P_{\text{ро}})$ кВт.

Таким образом, расчетная активная мощность цеха будет равна:

$$P_{\text{рц}} = 1,2(\kappa_c P_{\text{рс}} + \kappa_{\text{со}} P_{\text{ро}})$$

Аналогично определяется расчетная реактивная мощность цеха:

$$Q_{\text{рц}} = 1,2(\kappa_c Q_{\text{рс}} + \kappa_{\text{со}} Q_{\text{ро}})$$

где $Q_{\text{рс}}$ – реактивная мощность силовой нагрузки, кВАр;

$Q_{\text{ро}}$ – реактивная мощность осветительной нагрузки, кВАр.

Номинальная мощность трансформатора выбирается по справочным таблицам (приложение, табл. №25) ближайшая к расчетной мощности.

Тип и исполнение трансформатора зависит от условий их установки и охлаждения, состояния окружающей среды. Для цеховых подстанций с первичным напряжением 10(6) кВ могут применяться масляные трансформаторы, сухие трансформаторы и трансформаторы с негорючей жидкостью (совтол). Во взрывоопасных, пожароопасных помещениях, общественных зданиях, туннелях, на судах, в шахтах и т.п. при напряжении до

10 кВ и мощности до 750 кВА следует применять сухие трансформаторы и трансформаторы с негорючей жидкостью, во всех остальных можно устанавливать масляные трансформаторы. При внутренней установке рекомендуется использование масляных трансформаторов, но с ограничениями по количеству и мощности с учетом этажности. Для трансформаторов сухих или с негорючим жидким (твердым) диэлектриком для внутрицеховых подстанций отсутствуют ограничения по мощности, количеству, расстоянию между ними, этажу.

Номинальная мощность трансформатора выбирается по условию:

$$S_n \geq \frac{S_m}{0,75}$$

Число трансформаторов выбирается по условиям бесперебойности питания. Для потребителей 1 и 2 категории надёжности электроснабжения устанавливается не менее двух трансформаторов, для потребителей 3 категории - один трансформатор, но предусматривается резервирование линий от соседней подстанции.

Мощность трансформаторной подстанции (ТП) будет равна:

$$S_{тп} = S_n n \text{ кВА},$$

где S_n – номинальная мощность трансформатора, кВА;

n – число трансформаторов.

На двухтрансформаторных подстанциях мощность каждого трансформатора S_n рассчитывается на питание всех нагрузок 1 и основных нагрузок 2 категории, питаемых от данной подстанции. При нормальном режиме работы загрузка каждого из трансформаторов в период максимума должна соответствовать нормам ГОСТа и определяется:

$$\beta = \frac{S_m 100\%}{S_n n}$$

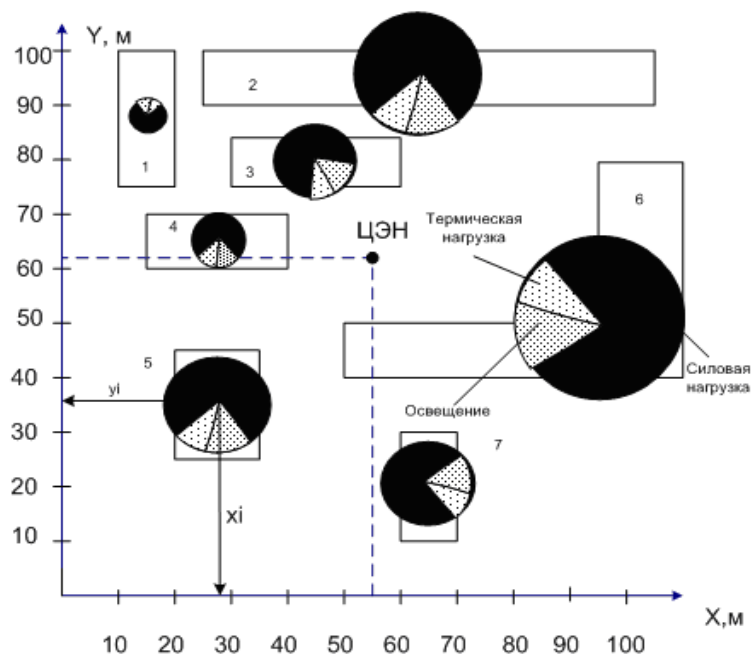
Правила устройства электроустановок (ПУЭ) допускают перегрузку трансформаторов при послеаварийных режимах до 40% на время максимума не

более 6 часов в течение 5 суток. Таким образом, мощность каждого трансформатора проверяется на перегрузку.

Для питания однофазной нагрузки в промышленных сетях применяют трехфазные трансформаторы. При этом необходимо учитывать, что ток в наиболее нагруженной фазе не должен быть больше номинального, а нейтраль нагружаться в зависимости от схемы соединения обмоток от 25 до 75 %. Проводимость нулевого рабочего проводника, идущего от нейтрали трансформатора, должна быть не менее 50 % проводимости вывода фаз.

Выбор места расположения ТП определяется удобством распределения электроэнергии. Цеховые трансформаторные и преобразовательные подстанции ЗУР могут быть пристроенными, встроенными или внутрицеховыми, наружными отдельно стоящими. Пристроенной называется подстанция, непосредственно примыкающая к основному зданию, встроенной – вписанная в контур здания, внутрицеховой – расположенная внутри производственного здания (в открытом или отдельном закрытом помещении). Внутрицеховая подстанция (ТП) должна быть расположена в центре электрических нагрузок. Для определения условного центра электрических нагрузок (ЦЭН) предприятия на его генеральном плане наносят оси координат X и Y , и по известным расчетным мощностям цехов и их координатам определяют центр нагрузок предприятия в целом. Нагрузка цеха на диаграмме может изображаться в виде круга, а каждый круг разделяться на секторы, соответствующие силовой нагрузке, нагрузке на технологические процессы (электроплавка, сварка, нагрев и др.) и осветительной нагрузке. Иногда на картограмме разделяют нагрузки до и выше 1 кВ. Все это дает представление о структуре нагрузок. Цехи, которые должны быть построены во вторую очередь, или нагрузки цехов, связанных с расширением производства, графически изображают различно (цветом, пунктиром). Допускается смещение места размещения ТП в сторону источника питания.

Координаты ЦЭН предприятия определяются по формулам:



$$X_o = \frac{\sum_{i=1}^n P_{pi} x_i}{\sum_{i=1}^n P_{pi}}$$

$$Y_o = \frac{\sum_{i=1}^n P_{pi} y_i}{\sum_{i=1}^n P_{pi}}$$

где X_o и Y_o - координаты
ЦЭН, мм;
 n - число цехов;
 x_i, y_i - координаты i - го цеха.

Рис. 8.6. Пример построения картограммы нагрузок.

Следует отметить, что при окончательном определении места размещения ТП необходимо учитывать следующие факторы:

- наличие необходимой площади;
- влияние условий окружающей среды;
- наличие технологических выбросов, загрязняющих атмосферу;
- возможности ввода ЛЭП по территории предприятия.

Пример 8.1. Выбрать цеховой трансформатор по исходным данным: максимальная мощность нагрузки 520 кВА, напряжение 380 В. ТП расположена в отдельном здании, пристроенном к цеху, не является взрывоопасной зоной.

Решение:

Преобладают нагрузки 3 категории, поэтому выбираем один трансформатор типа ТМ-430/10 с масляным охлаждением.

Номинальная мощность 800 кВА, номинальное высшее напряжение 10 кВ, номинальное низшее напряжение 0,4 кВ.

Загрузка трансформатора: $\beta = \frac{520 \cdot 100\%}{800} = 0,65 < 0,75$, что соответствует требованиям ГОСТа.

Пример 8.2. Выбрать трансформатор для пищевого предприятия по исходным данным: активная мощность силовой нагрузки $P_c=123$ кВт, коэффициент спроса $\kappa_c=0,6$, средневзвешенный коэффициент мощности $\cos\varphi_c=0,8$, активная мощность осветительной нагрузки $P_o=30$ кВт, $\kappa_{co}=0,9$, освещение производится люминесцентными светильниками.

Решение:

- 1). Определяем расчетную активную мощность силовой нагрузки:

$$P_{pc}=\kappa_c P_c$$

$$P_{pc}=0,6 \cdot 123=73,8 \text{ кВт}$$

- 2). Определяем расчетную реактивную мощность силовой нагрузки по формуле:

$$Q_{pc}=P_{pc} \operatorname{tg} \varphi_p$$

$$Q_p=73,8 \cdot 0,75=55,35 \text{ кВАр}$$

где $\operatorname{tg} \varphi_p=0,75$ соответствует $\cos \varphi_p=0,8$.

- 3). Определяем расчетную активную мощность осветительной нагрузки:

$$P_{po}=\kappa_{co} P_{co}$$

$$P_{po}=0,9 \cdot 30=27,0 \text{ кВт}$$

- 4). Определяем расчетную реактивную мощность осветительной нагрузки:

$$Q_{po}=P_{po} \operatorname{tg} \varphi_o$$

$$Q_{po}=27,0 \cdot 0,488=13,18 \text{ кВАр}$$

где при коэффициенте мощности люминесцентных ламп 0,85-0,91, принимаем $\cos \varphi_o=0,9$, тогда $\operatorname{tg} \varphi_o=0,488$.

- 5). Определяем расчетную активную мощность всего предприятия:

$$P_{pc}=1,2(P_{pc}+P_{po})$$

$$P_{pc}=1,2(73,8+27,0)=120,96 \text{ кВт}$$

- 5). Определяем расчетную реактивную мощность всего предприятия:

$$Q_{pc}=1,2(Q_{pc}+Q_{po})$$

$$Q_{pc}=1,2(55,35+13,18)=82,24 \text{ кВАр}$$

6). Определяем расчетную полную мощность предприятия с учетом разновременности максимумов нагрузок:

$$S_M = \kappa S_{\text{рц}} = \kappa \sqrt{P_{\text{рц}}^2 + Q_{\text{рц}}^2} \text{ кВА},$$

$$S_M = 0,9 \sqrt{120,96^2 + 82,24^2} = 131,62 \text{ кВА}$$

7). Определяем расчетную мощность трансформатора:

$$S_{\text{тр}} = \frac{S_M}{0,75}$$

$$S_{\text{тр}}^{\text{расч}} = \frac{131,62}{0,75} = 175,49 \text{ кВА}$$

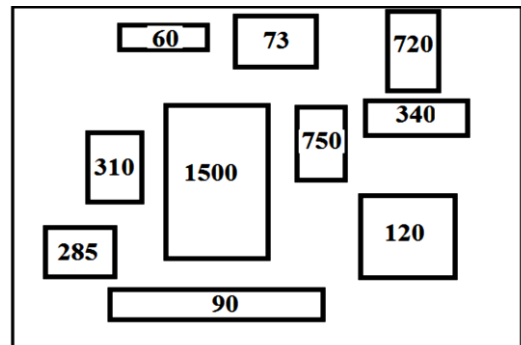
По справочнику выбираем трансформатор типа ТМ 250/10, номинальной мощностью $S_H = 250$ кВА.

При выборе должно выполняться условие: $S_H^{\text{табл}} > S_{\text{тр}}^{\text{расч}}$.

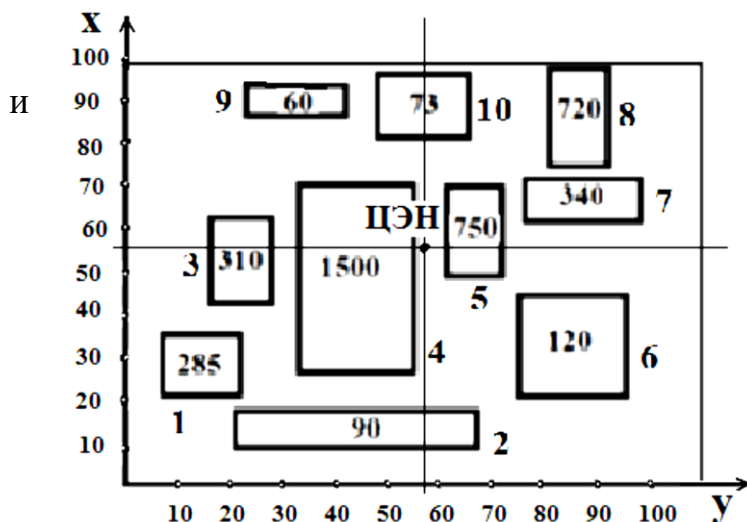
Условие выполняется: $250 > 175,49$ кВА, трансформатор подходит.

Пример 8.5. Определить положение центра электрических нагрузок завода, генеральный план которого приведен на рисунке, где указаны значения полной мощности каждого из цехов S , кВА.

Решение:



1). Определяем координаты каждого объекта предприятия:



Наносим на план оси координат определяем координаты центров каждого объекта x_i и y_i .

$$x_1 = 15, y_1 = 30$$

$$x_2 = 45, y_2 = 15$$

$$x_3 = 22, y_3 = 52$$

$$x_4 = 45, y_4 = 45$$

$$x_5 = 68, y_5 = 60$$

$$x_6=87, y_6=32$$

$$x_7=88, y_7=65$$

$$x_8=88, y_8=85$$

$$x_9=32, y_9=90$$

$$x_{10}=57, y_{10}=90$$

2). Определяем координаты центра электрических нагрузок (ЦЭН):

$$X_o = \frac{\sum_{i=1}^n P_{pi} x_i}{\sum_{i=1}^n P_{pi}} \quad \text{И} \quad Y_o = \frac{\sum_{i=1}^n P_{pi} y_i}{\sum_{i=1}^n P_{pi}}$$

$$X_o = \frac{285 \cdot 15 + 90 \cdot 45 + 310 \cdot 22 + 1500 \cdot 45 + 750 \cdot 68 + 120 \cdot 87 + 340 \cdot 88 + 720 \cdot 88 + 60 \cdot 32 + 73 \cdot 57}{285 + 90 + 310 + 1500 + 750 + 120 + 340 + 720 + 60 + 73} =$$

$$= \frac{243446}{4248} = 57,31$$

$$Y_o = \frac{285 \cdot 30 + 90 \cdot 15 + 310 \cdot 52 + 1500 \cdot 45 + 750 \cdot 60 + 120 \cdot 32 + 340 \cdot 65 + 720 \cdot 85 + 60 \cdot 90 + 73 \cdot 90}{285 + 90 + 310 + 1500 + 750 + 120 + 340 + 720 + 60 + 73} =$$

$$= \frac{237630}{4248} = 55,94$$

Отмечаем центр электрических нагрузок по полученным координатам.

8.3. Выбор схем цеховых подстанций 6(10) кВ

При построении **системы электроснабжения** исходят из следующих положений:

1. Источники высокого напряжения следует максимально приближать к потребителям электроэнергии, а прием ее рассредоточивать по нескольким пунктам на территории предприятия.

2. При выборе элементов схемы необходимо исходить из условия их постоянной работы под нагрузкой, при таком режиме повышается надежность электроснабжения и уменьшаются потери электроэнергии.

3. Следует предусматривать раздельную работу параллельных цепей схемы (ЛЭП, трансформаторов и т. п.), при этом снижаются токи КЗ, упрощаются коммутация и релейная защита подстанций.

Цеховые трансформаторные подстанции напряжением 6–10/(0,4–0,69) кВ не имеют, как правило, сборных шин первичного напряжения, как при радиальном, так и при магистральном питании.

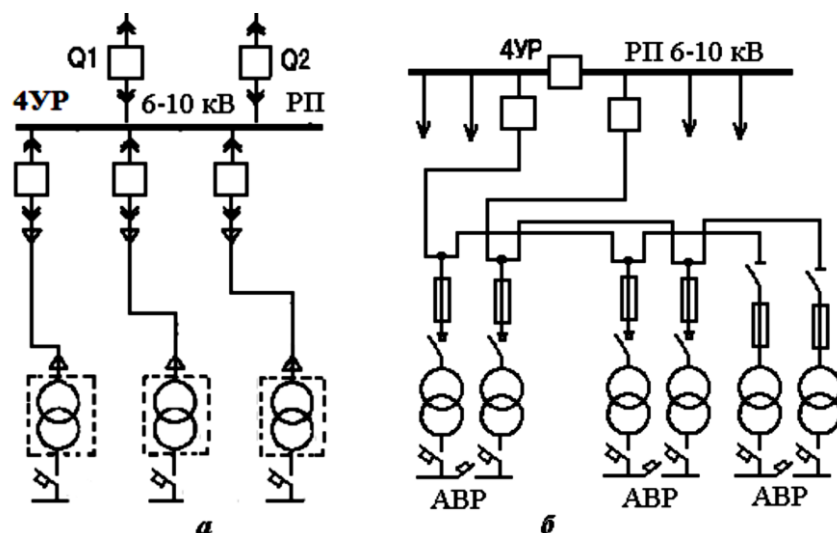


Рис. 8.7. Схема питания трансформаторов 3УР:
а) радиальная;
б) магистральная.

Выбор рационального напряжения системы внешнего электроснабжения до последнего времени осуществляли для каждого проекта промпредприятия. Использовали обычно эмпирические формулы, применяемые в США ($U=4,24I+16P$) и Европе ($U=3S+0,5I$), где P – активная мощность, МВт; S – полная мощность предприятия, МВА; I – длина питающей линии, км. Полученную расчетную величину напряжения округляли в большую сторону, учитывая увеличение загрузки во времени.

В цепях трехфазного тока частотой 50 Гц для приема, распределения и преобразования электрической энергии применяются **комплектные трансформаторные подстанции** (КТП). По числу трансформаторов КТП могут быть одно-, двух- и трехтрансформаторными, а по роду установки: внутренней, наружной установки (только с масляными трансформаторами) и смешанной установки с расположением распределительного устройства (РУ) высшего напряжения и трансформатора снаружи, а РУ низшего напряжения внутри помещения. Для цеховых трансформаторных подстанций используются КТП внутренней и наружной установки мощностью 160...2500 кВА. КТП этой группы состоят из шкафов ввода на напряжение 6/10 кВ и распределительных устройств напряжением до 1000 В. Автоматические выключатели выдвижного исполнения служат защитно-коммутационной аппаратурой.

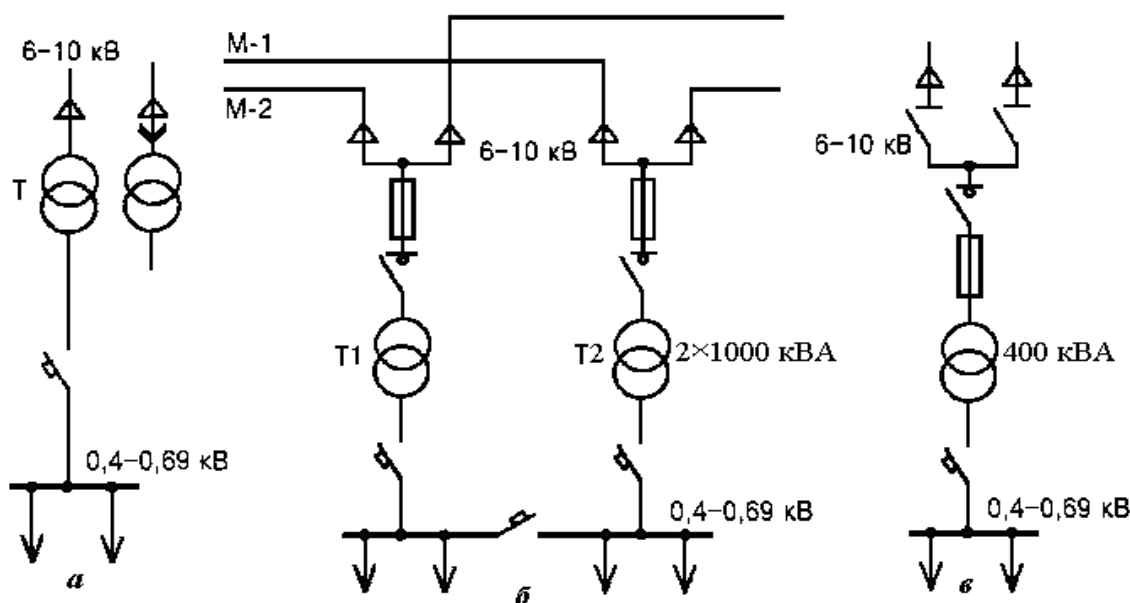


Рис. 8.8. Схемы включения трансформаторов КТП в электрическую сеть.

Вопросы для самопроверки

1. Какие типы трансформаторов вам известны? Какие типы предпочтительнее и в каких случаях?
2. Пояснить назначение трансформатора при передаче и распределении электрической энергии.
3. Почему сердечник трансформатора набирается из тонких стальных пластин?
4. Что называется первичным и вторичным напряжениями?
5. Что называют коэффициентом трансформации?
6. Почему один и тот же трансформатор может быть и повышающим и понижающим?
7. Назвать режимы работы трансформатора. Какие потери имеют место?
8. Как осуществляется трансформирование трехфазной цепи?
9. Записать соотношения между фазным и линейным коэффициентами трансформации при различных способах соединения обмоток трехфазного трансформатора.

10. Для чего в электроэнергетических системах осуществляется трансформация электрического напряжения?
11. Как при изображении указываются схемы соединений обмоток?
12. Как по обозначениям различить понижающий или повышающий трансформатор?
13. Что относится к паспортным (каталожным) данным двухобмоточных трансформаторов?
14. Чем отличаются паспортные данные однофазных и трёхфазных трансформаторов?
15. Какие номинальные параметры характеризуют трансформатор?
16. Почему трансформаторы должны работать с недогрузкой?
17. Допускается ли перегрузка трансформатора, и в каких случаях?
18. Какое напряжение называется напряжением короткого замыкания?
19. Чем определяется выбор места размещения трансформаторной подстанции?
20. Какие расчетные коэффициенты применяются для расчета мощности трансформатора?
21. Чем определяется число устанавливаемых на подстанции трансформаторов?
22. Чем автотрансформатор отличается от обычного силового трансформатора?
23. Объяснить назначение измерительных трансформаторов тока и напряжения.
24. Укажите варианты присоединения цеховых подстанций третьего уровня системы электроснабжения с высокой стороны и возможные схемы на низкой стороне.
25. Каковы особенности выбора трансформаторов цеховых подстанций?
26. Опишите принципы, опираясь на которые определяют конструкцию распределительных устройств 2УР.

27. Приведите варианты размещения ТП (КТП), щитов низкого напряжения и ЩСУ.

28. Укажите область и величины применяемых напряжений постоянного тока в промышленных сетях.

29. Чем отличается распределительный пункт от подстанции?

30. Какие требования предъявляются к схемам распределительных устройств?

31. Какие известны схемы распределительных устройств низшего напряжения одно- и двухтрансформаторных подстанций

Глава 9. Главные понизительные подстанции (ГПП)

9.1. Схемы и устройство электрических подстанций напряжением 35 кВ и выше.

Проектирование подстанций с высшим напряжением 35–750 кВ (главные понизительные подстанции, подстанции глубокого ввода и др.) осуществляется на основе технических условий, определяемых схемами развития энергосистемы (возможностями источников питания) и электрических сетей района, схемами присоединения к подстанции энергосистемы.

Исходные данные:

- район размещения подстанции и загрязненность атмосферы;
- значение и рост нагрузки по годам;
- уровни и пределы регулирования напряжения на шинах подстанции;
- режимы заземления нейтралей трансформаторов;
- значение емкостных токов в сетях 10(6) кВ и расчетные значения токов короткого замыкания;
- технологические особенности потребителей и необходимость дополнительных регулирующих устройств.

К схемам подстанций предъявляются требования простоты, наглядности и экономичности.

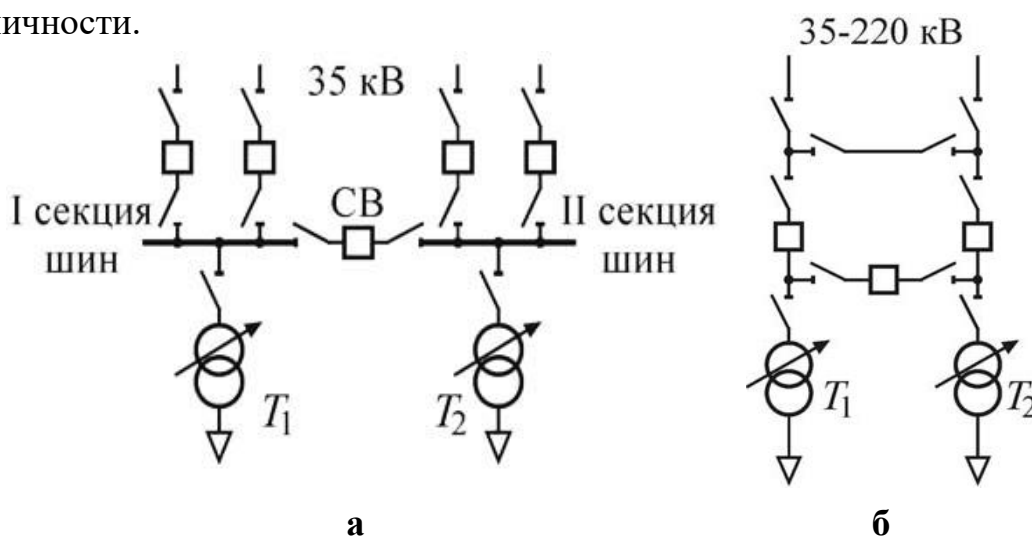


Рис. 9.1. Схемы двухтрансформаторных подстанций:
а) с одной секционированной системой шин; б) по типу мостика.

Схемы подстанций должны формироваться таким образом, чтобы была возможность их поэтапного развития. При возникновении аварийных ситуаций должна быть возможность восстановления электроснабжения потребителей средствами автоматики. При выборе аппаратов и ошиновки по номинальному току оборудования (синхронные компенсаторы, реакторы, трансформаторы) необходимо учитывать нормальные эксплуатационные, послеаварийные и ремонтные режимы, а также перегрузочную способность.

Для правильного выбора номинальной мощности трансформатора главной понизительной подстанции (ГПП) необходимо располагать суточным графиком нагрузки, из которого известна как максимальная, так и среднесуточная активная нагрузка данной подстанции, а также продолжительность максимума нагрузки. График позволяет утверждать, соответствуют ли эксплуатационные условия загрузки теоретическому сроку службы, определяемому заводом-изготовителем (обычно 20–25 лет).

При выборе номинальной мощности трансформатора на однотрансформаторной подстанции следует исходить из условия:

$$S_n \geq \sum P_{\max} \geq P_p ,$$

где $\sum P_{\max}$ – максимальная активная нагрузка пятого года эксплуатации;

P_p – проектная расчетная мощность подстанции.

Однако, при графике с кратковременным пиком нагрузки (0,5–1 ч) тогда трансформатор длительное время будет работать с недогрузкой, при этом завышение номинальной мощности трансформатора и, следовательно, завышение установленной мощности подстанции неизбежно. В ряде случаев выгоднее выбирать номинальную мощность трансформатора, близкую к максимальной нагрузке достаточной продолжительности с полным использованием его перегрузочной способности с учетом систематических перегрузок в нормальном режиме.

При установке двух трансформаторов и отсутствии резервирования по сетям среднего и низшего напряжений мощность каждого из них выбирают с

учетом загрузки трансформатора не более 70 % суммарной максимальной нагрузки подстанции на расчетный период. Номинальная мощность каждого трансформатора двухтрансформаторной подстанции, как правило, определяется аварийным режимом работы подстанции: при установке двух трансформаторов их мощность выбирается такой, чтобы при выходе из работы одного из них оставшийся мог обеспечить нормальное электроснабжение потребителей с допустимой аварийной перегрузкой. Аппаратуру и ошиновку в цепи трансформатора следует выбирать, как правило, с учетом установки в перспективе трансформаторов следующего габарита.

Номинальная мощность трансформатора на подстанции, МВА, с числом трансформаторов $n > 1$ в общем виде определяется из выражения:

$$S_n \geq \frac{P_p}{k_n(n-1)\cos\varphi}$$

где P_p – расчетная мощность, МВт; $P_p = P_{\max}k_{1-2}$

$P_{\max}$ – суммарная активная максимальная нагрузка подстанции на расчетный уровень пять лет, МВт;

k_{1-2} – коэффициент участия в нагрузке потребителей 1-й и 2-й категорий;

k_n – коэффициент допустимой аварийной перегрузки;

$\cos\varphi$ – коэффициент мощности нагрузки.

Аварийные перегрузки масляных трансформаторов со всеми видами охлаждения:

перегрузка, % 30 45 60 75 100 200

t, мин 120 80 45 20 10 1,5

Силовые распределительные устройства 6–10 кВ со встроенными в них установочными автоматическими выключателями применяют в силовых установках. На двухтрансформаторных подстанциях их выполняют, как правило, с одной секционированной или двумя одиночными системами сборных шин, а на однострансформаторных подстанциях – как правило, с одной секцией. На стороне 6–10 кВ должна быть предусмотрена раздельная работа

трансформаторов. При выборе схем распределительных устройств подстанции следует учитывать число присоединений (линий и трансформаторов), требования надежности электроснабжения потребителей и обеспечения транзита мощности через подстанцию в нормальном, ремонтных и послеаварийных режимах.

Распределительные устройства напряжением 6(10) кВ бывают открытого и закрытого типов, а также комплектные. **Комплектные распределительные устройства** 6–10 кВ выполняются в виде шкафов наружной установки (КРУН).

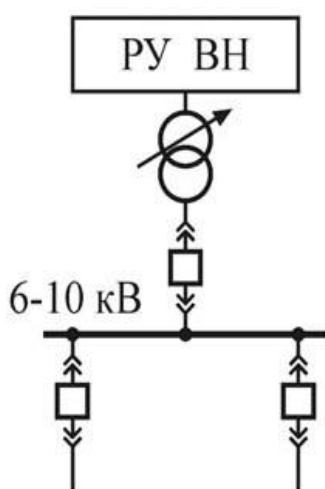


Рис. 9.2. Схемы распределительных устройств низшего напряжения с одной несекционированной системой шин.

Распределительные устройства 6–10 кВ закрытого типа следует применять: в районах, где по климатическим условиям не могут быть применены КРУН; в районах с загрязненной атмосферой и районах со снежными и пыльными бурями; при числе шкафов более 25; при наличии технико-экономического обоснования (по требованиям заказчика). В закрытых РУ ошиновка и сборные шины выполняются жесткими алюминиевыми шинами. Стальные шины допустимо применять лишь при токах до 400 А.

Сечение жестких шин выбирают по нагреву (допустимому току). При этом учитывают не только нормальные, но и послеаварийные режимы в период ремонтов и возможность неравномерного распределения токов между секциями шин. Условие выбора: $I_{p \max} \leq I_{\text{доп}}$,

где $I_{p \max}$, $I_{\text{доп}}$ – максимальный рабочий и допустимый токи шин соответственно.

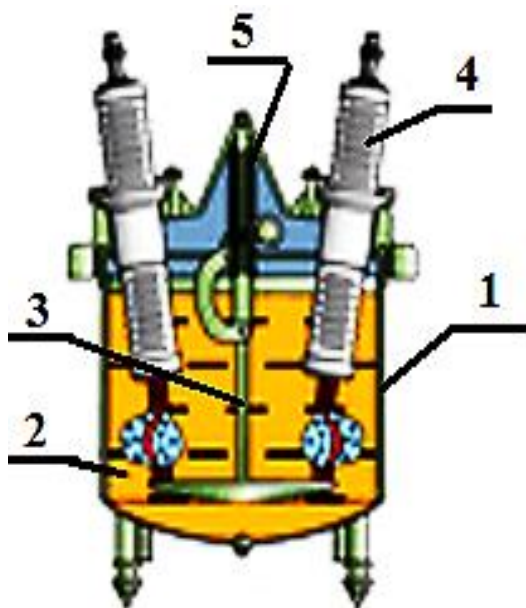
Распределительные устройства 35–750 кВ рекомендуется выполнять открытого типа. Закрытые распределительные устройства 35–220 кВ следует применять только в районах с загрязненной атмосферой.

9.2. Аппараты высокого напряжения

Выключатель - основной аппарат в электрических установках. Он служит для отключения и включения цепи в любых режимах: длительная нагрузка, перегрузка, короткое замыкание (КЗ), холостой ход, несинхронная работа. Четкая работа выключателя ограничивает распространение аварии в электрической установке. Отказ выключателя может привести к развитию аварии.

По конструктивным особенностям и способу гашению дуги различают масляные, воздушные, элегазовые, электромагнитные, вакуумные выключатели. Кроме того, по роду установки различают выключатели для внутренней, наружной установки и для комплектных распределительных устройств.

Масляный выключатель - это коммутационный аппарат, который предназначен для отключения токов нагрузки, зарядных, остаточных токов, а также автоматического отключения токов перегрузки и токов короткого замыкания. Масляные выключатели служат для отключения цепей переменного тока высокого напряжения и большой мощности под нагрузкой и включения их в нормальных и аварийных режимах. Масляные выключатели подразделяются на баковые и горшковые (маломасляные). Гашение электрической дуги, возникающей при отключении (включении) выключателя, производится непосредственно в специальной дугогасительной камере. Для гашения электрической дуги в масляных выключателях используется специальное масло. Для обеспечения полного гашения дуги, уровень масла должен оставаться в пределах шкалы маслоуказателя. В масляных выключателях гашение дуги может производиться двумя способами – простым разрывом в масле (в баковых) или с применением газового автодутья (в баковых и горшковых). Масляные выключатели должны соответствовать условиям работы по току отключения. В электроустановках 6(10) кВ применяются выключатели типа ВМГ и др.



Выключатели данных типов применяют в отапливаемых и в неотапливаемых помещениях распределительных устройств, комплектуются преимущественно пружинными или электромагнитными приводами.

Рис.9.3. Масляный баковый выключатель
1 – бак; 2 – масло; 3 – штанга; 4 – ввод маслonaполненный; 5 – контактный ряд.

Масляные выключатели выпускаются на номинальное напряжение, номинальный ток выключателя и номинальный ток отключения (приложение, табл. №30). Масляный выключатель выбирается по наиболее тяжелому режиму работы, который возможен при эксплуатации. При выборе его номинальные параметры сравниваются с параметрами сети в месте его установки:

$$U_{\text{в}} \geq U_{\text{н}}$$

$$I_{\text{в}} \geq I_{\text{н}}$$

$$I_{\text{откл}} \geq I_{\text{кз}}$$

где $U_{\text{в}}$ - номинальное напряжение выключателя, В;

$U_{\text{н}}$ - номинальное напряжение защищаемой сети, В;

$I_{\text{в}}$ - номинальный длительный ток выключателя, А;

$I_{\text{н}}$ - номинальный ток установки, А;

$I_{\text{откл}}$ - номинальный ток отключения выключателя, кА;

$I_{\text{кз}}$ - максимальный расчетный ток короткого замыкания к моменту расхождения контактов.

Для выбора выключателя необходимо рассмотреть все возможные варианты короткого замыкания (КЗ) и выбрать наиболее тяжелый вероятный режим. Как правило, наиболее тяжелые режимы создаются при отключении

трех- и однофазного короткого замыкания на землю. При расчете тока короткого замыкания необходимо знать схему электроснабжения и место КЗ – чем дальше место КЗ от источника, тем меньше ток короткого замыкания. Наибольшее выделение тепла происходит при трехфазном КЗ на землю с соединением трех фаз через землю и непосредственно между собой, рассматривается как сумма трех однофазных и трех двухфазных КЗ. Количество выделяемого тепла увеличивается в 12 раз по сравнению с однофазным КЗ. Следует заметить, что трехфазное замыкание такого вида происходит крайне редко.

Термическая стойкость проверяется из условия протекания через выключатель тока КЗ в течение максимального времени, обусловленного срабатыванием защиты. Расчетное время размыкания берется равным минимально возможному. Иногда эти параметры диктуют выбор типа выключателя и его привода.

Расчет тока КЗ необходим для правильного выбора выключателя (подробно приводится в главе 6). Допускается расчет проводить приближенно, но при условии, что погрешность расчетов не составит больше 10%.

При приближенном расчете ток однофазного короткого замыкания равен:

$$I_{\text{КЗ}}^{(1)} = \frac{U_{\text{ф}}}{(Z_{\text{п}} + Z_{\text{тр}})} = \frac{U_{\text{л}}}{\sqrt{3}(Z_{\text{п}} + Z_{\text{тр}})} \text{ А}$$

где $U_{\text{ф}}$ – фазное напряжение сети, В;

$Z_{\text{п}}$ – полное сопротивление петли «фаза-ноль», Ом;

$Z_{\text{тр}}$ – полное сопротивление обмоток трансформатора, Ом.

В общем случае полное сопротивление всей цепи «фаза-ноль» (или отдельно участка) определяется по формуле:

$$Z_{\text{п}} = \sqrt{R_{\text{п}}^2 + X_{\text{п}}^2}$$

где $R_{\text{п}}$ – активное сопротивление петли (участка), Ом.

$X_{\text{п}}$ – индуктивное сопротивление петли (участка), Ом.

Для двухфазного КЗ:

$$I_{\text{кз}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{\text{кз}}^{1(\text{к})} A$$

Для трехфазного КЗ:

$$I_{\text{кз}}^{(3)} = \frac{U_{\text{ф}}}{Z_{\text{ф}}} = \frac{U_{\text{л}}}{\sqrt{3}Z_{\text{ф}}} A$$

где $Z_{\text{ф}}$ – полное сопротивление фазной жилы провода (кабеля), Ом.

Если в цепи имеются провода различных сечений и длин, то нужно суммировать полученные значения полных сопротивлений участков. Если для какого-либо участка отсутствуют значения активных и индуктивных сопротивлений, а имеется только значение полного сопротивления участка Z , допускается для нахождения Z_{Σ} суммировать арифметически полные сопротивления всех участков. Ошибка будет в сторону увеличения общего сопротивления, т.е. даст запас с точки зрения гарантированного срабатывания защитного аппарата.

Сопротивление обмоток трансформатора равно:

$$Z_{\text{тр}} = \frac{u\% U_{\text{н}}}{\sqrt{3} I_{\text{н}} 100}$$

где $U_{\text{н}}$ и $I_{\text{н}}$ – номинальное напряжение и номинальный ток трансформатора;

$u\%$ - напряжение короткого замыкания трансформатора в %.

Величина $u\%$ задается в паспортных данных трансформатора.

Пример 9.1. Определить ток однофазного короткого замыкания и выбрать масляный выключатель. В цепи установлен трансформатор типа ТСЗ 250/10 мощностью 250 кВА, высшим напряжением 10 кВ, низшим напряжением 0,4 кВ. Длина петли «фаза-ноль» 0,075 км.

Решение:

1). Определяем номинальный ток трансформатора в цепи низшего напряжения (вторичной):

$$I_{\text{н2}} = \frac{S_{\text{н}}}{\sqrt{3} U_{\text{н2}}}$$

$$I_{H2} = \frac{250}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 361,27 \text{ A}$$

2). Определяем сопротивление обмотки трансформатора:

$$Z_{тр} = \frac{u\%U_H}{\sqrt{3}I_H100}$$

$$Z_{тр} = \frac{4,5 \cdot 400}{\sqrt{3} \cdot 361,27 \cdot 100} = 0,029 \text{ Ом}$$

3). Определяем сопротивление петли «фаза-ноль».

Для подключения четырехпроводных сетей с глухозаземленной нейтралью подходит четырехжильный кабель с медными жилами сечением $3 \times 150 + 1 \times 50 \text{ мм}^2$ с допустимым током $I_{доп} = 395 \text{ A} > I_{H1} = 361,27 \text{ A}$, напряжением до 1 кВ.

Удельное полное сопротивление петли «фаза-ноль» для выбранного кабеля выберем по сечению из справочной таблицы: $z_{f-0} = 0,582 \text{ Ом/км}$.

$$Z_{\Pi} = z_{f-0}l = 0,582 \cdot 0,075 = 0,0437 \text{ Ом}$$

4). Определяем ток короткого замыкания во вторичной цепи:

$$I_{кз} = \frac{U_{\phi}}{(Z_{\Pi} + Z_{тр})} = \frac{U_{л}}{\sqrt{3}(Z_{\Pi} + Z_{тр})} \text{ A}$$

$$I_{кз} = \frac{400}{\sqrt{3}(0,0437 + 0,029)} = 3174,6 \text{ A} \approx 3,17 \text{ кА}$$

По справочным таблицам выбираем масляный выключатель типа ВММ-10, устанавливаемый на стороне высшего напряжения трансформатора. Номинальное напряжение 10 кВ, номинальный ток выключателя $I_B = 400 \text{ A}$, номинальный ток отключения $I_{откл} = 10 \text{ кА}$.

Условия выбора выключателя выполняются:

$$U_B = U_H = 10 \text{ кВ};$$

$$I_B = 400 \text{ A} \geq I_H = 361,27 \text{ A};$$

$$I_{откл} = 10 \text{ кА} \geq I_{кз} = 3,17 \text{ кА}$$

Предельный ток термической устойчивости 10 кА, время протекания предельного тока термической устойчивости 4 с.

Пример 9.2. Определить ток трехфазного короткого замыкания и выбрать масляный выключатель. В цепи установлен трансформатор типа ТМ 630/10 мощностью 630 кВА, высшим напряжением 10 кВ, низшим напряжением 0,4 кВ. Длина участка 125м.

Решение:

1). Определяем номинальный ток трансформатора в цепи низшего напряжения (вторичной):

$$I_{H2} = \frac{S_H}{\sqrt{3}U_{H2}}$$

$$I_{H2} = \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 910,40 \text{ А}$$

Для подключения выбираем медный шинопровод типа ШМА 73 с номинальным током $I_H=1600\text{А} > I_{H2}=910,40 \text{ А}$, напряжением 660 В. Активное и реактивное сопротивления шинопровода на фазу: $R_H=0,031 \text{ Ом/км}=0,000031 \text{ Ом/м}$, $X_H=0,017 \text{ Ом/км}=0,00017 \text{ Ом/м}$ (см. приложение, табл. №11).

2). Определяем активное и реактивное сопротивление фазного участка:

$$R_\phi = R_H \ell = 0,000031 \cdot 125 = 0,0039 \text{ Ом}$$

$$X_\phi = X_H \ell = 0,00017 \cdot 125 = 0,0021 \text{ Ом};$$

3). Определяем полное сопротивление фазного участка:

$R_T=0,004 \text{ Ом}$; $X_T=0,012 \text{ Ом}$ – соответственно активное и реактивное сопротивления всех обмоток трансформатора, выбираются из справочной таблицы № (приложение, табл. №26). Добавочное сопротивление контактов не учитываем.

$$Z_\phi = \sqrt{(R_\phi + R_T + R_d)^2 + (X_\phi + X_T)^2}$$

$$Z_\phi = \sqrt{(0,0039 + 0,004)^2 + (0,0021 + 0,012)^2} = 0,016 \text{ Ом}$$

4). Определяем ток трехфазного короткого замыкания в начале линии:

$$I_{\hat{E}\hat{C}}^{3(\hat{E})} = \frac{U_{\hat{E}}}{\sqrt{3}Z_\phi} = \frac{400}{1,73 \cdot 0,016} = 14450,87 \text{ А} = 14,45 \text{ кА}$$

По справочным таблицам выбираем масляный выключатель типа ВПМ-10, устанавливаемый на стороне высшего напряжения трансформатора. Номинальное напряжение 10 кВ, номинальный ток выключателя $I_B=1000$ А, номинальный ток отключения $I_{откл}=20$ кА.

Условия выбора выключателя выполняются:

$$U_B=U_H=10 \text{ кВ};$$

$$I_B=1000 \text{ А} \geq I_H=910,40 \text{ А};$$

$$I_{откл}=20 \text{ кА} \geq I_{кз}=14,45 \text{ кА}$$

Предельный ток термической устойчивости 20 кА, время протекания предельного тока термической устойчивости 4 с.

Условное обозначение масляных выключателей высокого напряжения включает буквы и цифры:

первая буква В – выключатель;

вторая М – маломасляный;

третья Г – горшковый, В – вакуумный;

2- или 3-значная цифра: номинальный ток отключения, кА

Одна или две буквы: климатическое исполнение

Одна цифра (1, 2, 3, 4): категория размещения

Выключатель нагрузки – коммутационный аппарат, предназначенный для отключения и включения токов нагрузки в нормальном режиме. Выключатели нагрузки применяют в установках напряжением 6/10 кВ на распределительных пунктах и трансформаторных подстанциях. Они предназначены для работы в шкафах КРУ и КТП внутренней установки. В целях снижения стоимости распределительного устройства 6–10 кВ подстанции вместо силовых выключателей небольшой и средней мощности можно применять выключатели нагрузки, способные отключать рабочие токи линий, трансформаторов и других электроприемников.

Структура условного обозначения выключателей нагрузки:

Две буквы: ВН – выключатель нагрузки;

Одна буква: Р, П или В – с ручным приводом; с пружинным приводом или вакуумный

Цифры: номинальное напряжение в кВ, через тире - номинальный ток, А.

Буквы (после цифр): климатическое исполнение и категория размещения.

Например: ВНР – 10/400 – 10УЗ.

Для отключения токов короткого замыкания, превышающих допустимые значения для выключателей нагрузки, последние комплектуют кварцевыми предохранителями ПК. Такой комплект получил название ВКП. При проектировании необходимо учитывать, что при каждом отключении выключателя нагрузки происходит износ газогенерирующих дугогасящих вкладышей, ограничивающих число допускаемых отключений КЗ. Аппараты ВКП можно применять для присоединения трансформаторов мощностью до 1600 кВА, батареи конденсаторов до 400 квар, электродвигателей 3–6 кВ мощностью 600–1500 кВт. Рекомендуется установка выключателя нагрузки после предохранителя, считая по направлению тока от источника питания, что следует иметь в виду при вычерчивании однолинейной схемы соединений подстанции.

Разъединитель – это коммутационный аппарат, предназначенный для коммутации цепи без тока. Основное назначение разъединителя – создание надежного видимого разрыва цепи для обеспечения безопасного проведения ремонтных работ на оборудовании и токоведущих частях электроустановок. Разъединители могут также применяться для следующих операций на подстанции: заземления и разземления нейтралей силовых трансформаторов, отключения и включения дугогасящих реакторов при отсутствии в сети замыкания на землю; отключения и включения измерительных трансформаторов напряжения; отключения и включения обходных выключателей в схемах РУ. Разъединители выпускаются для внутренней и наружной установки.

Короткозамыкатели и отделители – это специальные разъединители, имеющие автоматически действующие приводы. **Короткозамыкатель** – это коммутационный аппарат, предназначенный для создания искусственного короткого замыкания в электрической цепи. В установках 35 кВ применяются двухполюсные короткозамыкатели, при срабатывании которых создается искусственное двухфазное короткое замыкание через землю, а в установках 110 и 220 кВ – однополюсные, создающие однофазное КЗ, которое также приводит к действию релейной защиты. **Отделитель** – это коммутационный аппарат, предназначенный для автоматического отключения поврежденного участка линии или трансформатора после искусственного КЗ, а также для отключения и включения участков схемы, находящихся без напряжения, отключения и включения индуктивных токов холостого хода трансформаторов и емкостных токов ненагруженных линий.

Разъединители, отделители и выключатели нагрузки выбирают по напряжению $U_{ном}$, номинальному длительному току $I_{ном}$, а в режиме короткого замыкания проверяют термическую и электродинамическую стойкость. При выборе отделителей и разъединителей необходимо учитывать коммутационные возможности этих аппаратов, оговоренные каталогами (намагничивающий ток, зарядный ток, ток замыкания на землю). Для короткозамыкателей выбор по номинальному току не требуется. Разъединители, отделители и короткозамыкатели следует выбирать также по роду установки и конструктивному исполнению.

Таблица 8.1.

Условия выбора разъединителей (отделителей и короткозамыкателей)

Расчетный параметр цепи	Каталожные данные разъединителя	Условие выбора
$U_{уст}$	$U_{ном}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{раб(мах)}$	$I_{ном}$	$I_{раб(мах)} \leq I_{ном}$
i_y	$I_{м дин}$	$i_y \leq I_{м дин}$
B_k	$I_m; t_m$	$B_k \leq I_T^2 t_T$

Примечание. $I_{м дин}$ – амплитудное значение предельного сквозного тока короткого замыкания

В высоковольтных цепях и на подстанциях устанавливаются различные **защитные ограничители**.

Ограничители перенапряжения предназначены для защиты от коммутационных и атмосферных перенапряжений изоляции электрооборудования подстанций и сетей на классы напряжения от 0,38 до 220 кВ. Ограничители перенапряжения устанавливаются в сетях переменного тока частотой 48-62 Гц с изолированной или компенсированной нейтралью и включаются параллельно защищаемому объекту.

Разрядники предназначены для защиты изоляции электрооборудования и линий электропередач переменного тока от атмосферных перенапряжений. Разрядники на номинальные напряжения до 35 кВ устанавливаются в сетях как с изолированной, так и с заземленной нейтралью, а на напряжение 110 кВ - с заземленной нейтралью (коэффициент замыкания на "землю" не выше 1,4). Разрядник подключается параллельно защищаемому объекту.

Токоограничивающие реакторы служат для ограничения тока короткого замыкания и (или) скорости его нарастания, а также позволяют поддерживать определенный уровень напряжения при повреждении за реактором. Реакторы устанавливают: на сборных шинах подстанций или на отходящих линиях для ограничения тока (мощности) короткого замыкания; на шинах подстанций или питающих линиях для обеспечения необходимого значения остаточного напряжения на шинах подстанций; для ограничения пусковой мощности при пуске асинхронных или синхронных двигателей.

Выбор реактора можно производить по заданному снижению тока короткого замыкания, по заданному значению остаточного напряжения. Эффективность применения реактора тем выше, чем ближе расположена подстанция промышленного предприятия к источнику питания системы.

Вопросы для самопроверки:

1. Перечислите исходные данные, необходимые для выбора главных понизительных и распределительных подстанций.
2. Каковы особенности выбора схем и оборудования ГПП?
3. В чем сущность схем по типу мостика?
4. Поясните особенности выбора силовых трансформаторов в системах электроснабжения.
5. Упрощенно изобразите возможные схемы подстанции 5УР на стороне низкого (и среднего) напряжения 6–10 кВ.
6. Какие типы высоковольтных аппаратов вы знаете?
7. Какие типы приводов применяются в масляных выключателях?
8. Для чего в масляных выключателях имеется дугогасящая камера?
9. Какие номинальные величины характеризуют масляные выключатели разных типов.
10. Какой основной параметр необходимо рассчитать для определения отключающей способности выключателя?
11. Какие режимы электрической сети считаются наиболее тяжелыми?
12. Поясните понятие «предельный ток термической устойчивости».
13. Является ли важным для защиты сети время отключения выключателя?
14. Укажите принципы выбора аппаратов по номинальным параметрам с учетом технических условий энергосистем и требований потребителей.
15. Как влияют номинальные параметры, задаваемые заводами-изготовителями, и расчетные величины возможных режимов электрических сетей предприятия, включая режим КЗ, на выбор высоковольтных выключателей?
16. Нужна ли проверка аппаратов на термическую стойкость?
17. Принципы выбора короткозамыкателей, разъединителей, отделителей.
18. Для какой цели устанавливаются реакторы?

Глава 10. Обеспечение электробезопасности и молниезащита.

10.1. Заземление и зануление электроустановок

В случае включения человека в электрическую цепь величина тока, проходящего через его тело, зависит от ряда факторов: схемы включения человека в цепь, схемы сети, режима ее нейтрали, напряжения сети, степени изоляции токоведущих частей сети – фазных проводов (фаз) от земли, величины емкости фаз относительно земли и других факторов.

Защитное заземление – это преднамеренное электрическое соединение с землей или ее эквивалентом металлических нетокведущих частей электроустановок, которые могут оказаться под напряжением. Назначение защитного заземления – снизить потенциал установки по отношению к земле до безопасной величины. Различают следующие виды заземлений: защитное – для обеспечения электробезопасности; рабочее – для обеспечения нормальных режимов работы установки; молниезащитное – для защиты электрооборудования от перенапряжений и молниезащиты зданий и сооружений. В большинстве случаев одно и то же заземление выполняет несколько функций одновременно.

Защитное заземление следует применять:

- а) во всех случаях в сетях переменного тока напряжением 380 В и выше, в сетях постоянного тока напряжением 440 В и выше;
- б) в помещениях с повышенной опасностью, особо опасных и наружных установках с переменным напряжением $42 < U < 380$ В (с постоянным - $110 < U < 440$ В);
- в) во взрывоопасных зонах при любом напряжении.

В установках с незаземленной (изолированной) нейтралью элементы электрооборудования соединяют с землей с помощью заземляющих устройств. В установках с заземленной нейтралью устраивают зануление.

Нейтралями электроустановок называют общие точки обмоток генераторов или трансформаторов, соединенных в звезду (нулевая точка). Нулевая точка (нейтраль) трехфазных электрических сетей может быть заземлена наглухо, заземлена через высокоомное сопротивление или же изолирована от земли.

Изолированная нейтраль - нейтраль трансформатора или генератора, не присоединенная к заземляющему устройству или присоединенная к нему через большое сопротивление приборов сигнализации, измерения, защиты и других аналогичных им устройств. **Глухозаземленная нейтраль** - нейтраль трансформатора или генератора, присоединенная непосредственно к заземляющему устройству. Глухозаземленным может быть также вывод источника однофазного переменного тока или полюс источника постоянного тока в двухпроводных сетях, а также средняя точка в трехпроводных сетях постоянного тока.

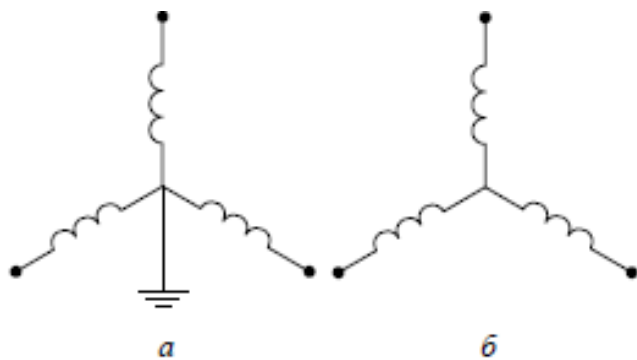


Рис. 10.1. Нейтраль трехфазных электрических сетей:
а) глухозаземленная;
б) изолированная.

Вид связи нейтралей машин и трансформаторов с землей в значительной степени определяет уровень изоляции электроустановок и выбор коммутационной аппаратуры, величину перенапряжений и способы их ограничения, токи при однофазных коротких замыканиях на землю, условия работы релейной защиты, безопасность в электрических сетях и т.д.

В России с изолированной нейтралью работают следующие сети:

1) трехфазные трехпроводные сети до 1 кВ и трехфазные сети 6-35 кВ, в которых токи замыкания на землю не превышают допустимых значений;

3) двухпроводные сети постоянного тока;

4) все сети низких напряжений, в которых для обеспечения безопасности людей предусматривают защитные мероприятия, не связанные с применением заземлений (защитная изоляция, разделяющие трансформаторы и др.).

В России глухое заземление нейтралей применяется:

1) в сетях 110 кВ и выше;

2) в четырех- и пятипроводных сетях низких напряжений;

3) в трехпроводных сетях постоянного тока.

Если при помощи вольтметра измерить разность потенциалов на поверхности земли при разных расстояниях от заземлителя, то наивысший потенциал имеет заземлитель и электрически связанные с ним корпус генератора или трансформатора и все надземные металлические конструкции. Величина распределения потенциалов по поверхности земли (зона растекания) различная и зависит от формы заземлителя, взаимного расположения, электрической структуры земли и практически не зависит от величины стекающего тока. По мере углубления заземлителя потенциал точек на поверхности земли непосредственно над заземлителем уменьшается, так как в слое земли между верхним краем заземлителя и поверхностью земли происходит падение напряжения, которое тем больше, чем глубже расположен заземлитель. **Зона растекания** (локальная земля) - это часть земли между заземлителем и зоной нулевого потенциала. **Зона нулевого потенциала** (относительная земля) - часть земли, находящаяся вне зоны влияния какого-либо заземлителя, электрический потенциал которой принимается равным нулю.

Если электроустановка изолирована от земли, то в случае замыкания фазы на корпус, прикосновение к установке будет так же опасно, как и к фазному проводу – человек, стоя на земле или на другом токопроводящем

основании, может оказаться под напряжением прикосновения практически равным фазному напряжению сети – 220 В. В этом случае через тело человека будет проходить ток, опасный для жизни:

$$I_{\text{ч}} = \frac{U_{\text{пр}}}{R_{\text{ч}}} = \frac{U_{\text{ф}}}{R_{\text{ч}}}$$

где $U_{\text{пр}}$ – напряжение прикосновения, В;

$U_{\text{ф}}$ – фазное напряжение, В;

$R_{\text{ч}}$ – сопротивление тела человека, в расчетах принимаемое 1000 Ом.

Если человек касается рукой корпуса аппарата или электрооборудования с поврежденной изоляцией токоведущих частей, то напряжение между корпусом и поверхностью земли, где стоят ноги человека, составит:

$$U_{\text{до пр}} = U_3 - U = I_3 R_3 - U,$$

где $U_{\text{до пр}}$ — напряжение до прикосновения (иногда называют ожидаемое напряжение прикосновения).

U_3 — полный потенциал заземлителя;

U — потенциал поверхности земли в конкретной точке;

I_3 — ток замыкания на землю;

R_3 — сопротивление заземления.

Напряжение до прикосновения — это разность потенциалов между точкой земли и заземленными частями оборудования в момент, когда человек еще не коснулся оборудования, т.е. когда цепь тока, протекающего через тело человека, еще не замкнута. Напряжение до прикосновения существенно зависит от расположения человека относительно заземлителя, с которым соединен корпус электрооборудования.

Величина тока и путь его протекания через тело человека зависят от схемы прикосновения к частям электроустановок, находящимся под напряжением; состояния изоляции токоведущих частей; режима работы нейтрали источника питания, величины сопротивления тела человека и от ряда других обстоятельств. Схемы включения человека в электрическую цепь могут

быть двухполюсными и однополюсными. Наиболее опасным считается двухполюсное прикосновение (Рис. 10.2, а), когда ток через тело человека определяется линейным напряжением и его сопротивлением и проходит по одному из самых опасных путей: «рука–рука» и «рука–нога». Случаи двухполюсного прикосновения относительно редки. Наиболее частыми случаями являются однополюсные прикосновения, когда в тяжести поражения важную роль играет режим работы нейтрали. При прикосновении к одной из фаз сети с изолированной нейтралью (Рис. 10.2, б), ток через тело человек ограничивается его сопротивлением, а также эквивалентным сопротивлением изоляции и переходным сопротивлением «ноги–земля».

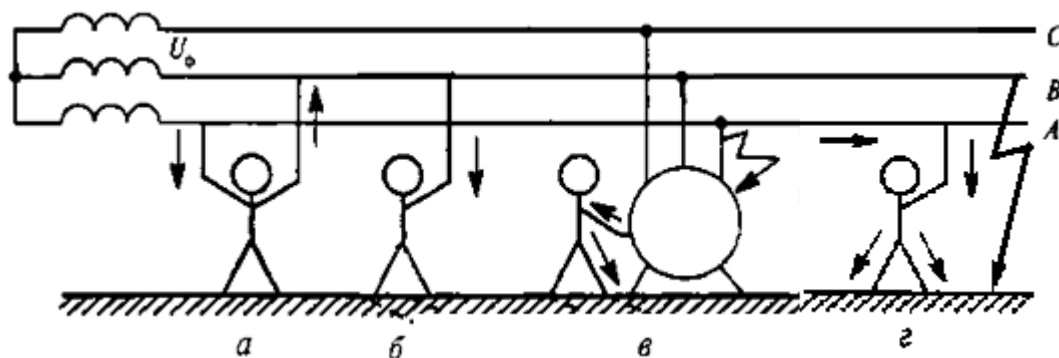


Рис. 10.2. Прикосновение в сети с изолированной нейтралью: а – двухполюсное; б – однополюсное при несовершенной изоляции; в – однополюсное при пробое фазы на корпус; г – однополюсное при одновременном замыкании на землю одной из двух фаз.

Напряжение прикосновения — это падение напряжения на сопротивлении тела человека в момент его прикосновения к заземленному оборудованию и протекании через человека тока. Напряжение прикосновения всегда меньше, чем напряжение до прикосновения. Это обусловлено тем, что ток, протекающий по пути “рука - нога”, встречает на своем пути два сопротивления. Одно из них включает сопротивление человеческого тела, сопротивление кожи рук и ног (сопротивлением недиэлектрической обуви пренебрегают), второе - сопротивление растеканию тока со стоп ног человека.

Напряжение прикосновения определяется:

$$U_{np} = I_q R_q = \frac{U_{до пр}}{R_{ст} + R_q} R_q$$

где $R_{ст}$ – сопротивление со стоп человека, Ом;

Сопротивление со стоп практически не зависит от конструкции заземлителя и определяется удельным сопротивлением земли, на которой стоит человек:

$$R_{ст} = 1,5\rho$$

где ρ – удельное сопротивление земли, Ом·м.

Расчетное удельное электрическое сопротивление грунта ρ (Ом·м) - параметр, определяющий собой уровень "электропроводности" земли как проводника, то есть, как хорошо будет растекаться в такой среде электрический ток от заземлителя. Удельное сопротивление почвы на 1 м длины определяется по справочнику (приложение, табл. №32).

В электрических сетях с изолированной нейтралью ток замыкания на землю зависит не только от сопротивления изоляции, но и от ее емкости. Емкость изоляции зависит от протяженности электрической сети и ее геометрических параметров и изменяется в зависимости от количества и параметров подключаемых к сети электроустановок.

При наличии заземления корпус генератора или трансформатора оказывается по отношению к земле под напряжением заземлителя:

$$U_3 = I_3 R_3$$

где R_3 – сопротивление заземлителя (заземляющего устройства), Ом;

I_3 – ток замыкания на землю, А.

Ток замыкания на землю при соприкосновении человека с корпусом распределяется между заземлителем и человеком обратно пропорционально их сопротивлениям:

$$\frac{I_q}{I_3 + I_q} = \frac{R_3}{R_q}$$

где I_q – ток протекающий через тело человека, А;

$I_3 - I_{\text{ч}}$ — ток протекающий через заземлитель, А.

Так как $R_3 \ll R_{\text{ч}}$ то $I_{\text{ч}} \ll I_3$ поэтому можно принять:

$$I_3 - I_{\text{ч}} = I_3,$$

тогда:

$$I_{\text{ч}} = \frac{U_3}{R_{\text{ч}}}$$

Таким образом, чем меньше R_3 , тем меньше напряжение на заземлителе и меньше ток, проходящий через тело человека. Нормированные величины сопротивления заземлителей должны быть такими, чтобы этот ток не был опасен для жизни человека. Для источника тока (генератора или трансформатора) сопротивление заземления должно быть не более 2, 4 и 8 Ом соответственно при линейных напряжениях 660, 380 и 220 В трехфазного тока или 380, 220 и 127 В однофазного тока (табл. 1.7.101 [3]). Для заземления, использующегося для подключения молниеприемников, сопротивление заземления должно быть не более 10 Ом.

В электрических сетях напряжением до 1 кВ нормированное сопротивление заземлителя должно быть:

- при мощности нагрузки $P \leq 100$ кВт - $R_3 \leq 4$ Ом,
- при мощности $P > 100$ кВт - $R_3 \leq 10$ Ом.

Сопротивление тела человека $R_{\text{ч}}$ принимают равным от 1000 до 6000 Ом.

Пример 10.1. Определить напряжение до прикосновения человека к баку трансформатора и ток, протекающий через тело человека при прикосновении. Кожух бака заземлен с левой стороны заземлителем с сопротивлением $R_3 = 10$ Ом. Ток замыкания на корпус $I_3 = 10$ А, потенциал поверхности земли вблизи заземлителя $U = 70$ В, а на расстоянии от заземлителя - $U = 12$ В.

Решение:

1). Определяем напряжение на корпусе бака трансформатора до прикосновения к нему человека:

- с левой стороны бака (вблизи заземлителя):

$$U_{\text{до пр}} = I_3 R_3 - U = 10 \cdot 10 - 70 = 30 \text{ В}$$

- с правой стороны бака (на расстоянии от заземлителя):

$$U_{\text{до пр}} = I_3 R_3 - U = 100 - 12 = 88 \text{ В.}$$

2). Определяем величину напряжений прикосновения:

Примем удельное сопротивление земли $\rho = 300 \text{ Ом}\cdot\text{м}$.

$$U_{\text{пр}} = \frac{U_{\text{до пр}}}{R_{\text{ст}} + R_{\text{ч}}} R_{\text{ч}}$$

- с левой стороны бака будет:

$$U_{\text{пр}} = \frac{30}{1,5 \cdot 300 + 1000} \cdot 1000 \approx 21 \text{ В,}$$

- с правой стороны:

$$U_{\text{пр}} = \frac{88}{1,5 \cdot 300 + 1000} \cdot 1000 \approx 61 \text{ В.}$$

3). Определяем ток, протекающий через тело человека:

- если человек находится вблизи заземлителя:

$$I_{\text{ч}} = U_{\text{пр}} / R_{\text{ч}} = 21 / 1000 = 0,021 \text{ А} = 21 \text{ мА}$$

- если человек находится на расстоянии от заземлителя:

$$I_{\text{ч}} = U_{\text{пр}} / R_{\text{ч}} = 61 / 1000 = 0,061 \text{ А} = 61 \text{ мА}$$

Вывод: На некотором расстоянии от заземлителя величина тока, протекающего через тело человека, может оказаться больше безопасного значения, равного 50 мА.

Заземлитель может быть естественным и искусственным, простым и сложным. Простой заземлитель выполняется в виде замкнутого контура или полосы с вертикальными заземлителями. Расчет простых заземлителей ведется методом коэффициента использования. Сложный заземлитель выполняется в виде замкнутого контура с вертикальными электродами и сеткой продольных и поперечных заземляющих проводников. Промышленностью выпускаются стандартные комплекты заземления, например, ZZ-000-015, ZZ-000-030 и др.

В качестве искусственного заземлителя могут служить металлические конструкции различных профилей (заземляющие стержни), располагаемые в

земле или металлические конструкции зданий, трубопроводы (кроме с ГЖ, ЛВЖ. и газами), рельсы и другие. Заземляющие устройства в электроустановках выше 1 кВ в сетях с заземленной нейтралью следует выполнять с соблюдением требований к их сопротивлению или к напряжению прикосновения, а также к конструктивному выполнению и к ограничению напряжения на заземляющем устройстве.

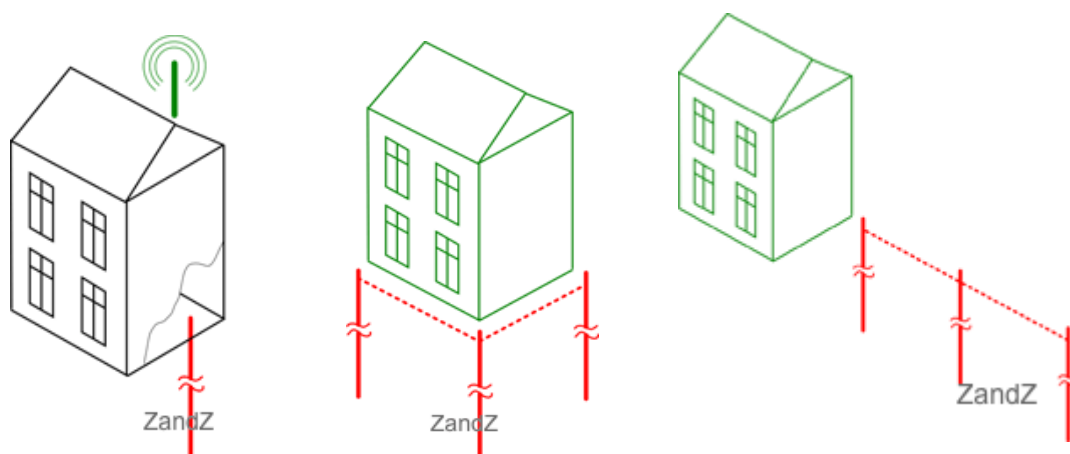


Рис. 10.3. Заземление одиночными или многократными стержнями.

В зависимости от позволяющей площади и удобства монтажа, заземляющие стержни можно размещать в ряд, либо в виде какой-нибудь фигуры (треугольник, квадрат и т.п.). Основные условия, которых необходимо придерживаться при сооружении заземляющих устройств, это размеры заземлителей. Минимальные размеры заземлителей должны быть не меньше:

- а) полоса 12х4 – 48 мм²;
- б) уголок 4х4;
- в) круглая сталь – 10 мм²;
- г) стальная труба (толщина стенки) – 3.5 мм.

Длина заземляющего стержня должна быть не меньше 1.5 – 2 м.

Глубина погружения стержней в землю:

$$h \geq \frac{1}{3} l,$$

где l – длина заземляющих стержней, м.

Расстояние стержнями:

$$a \geq \frac{1}{2} l$$

Упрощенный расчет сопротивления одиночного вертикального заземлителя в зависимости от выбранного профиля и характеристики почвы представляет следующие зависимости:

для стальной трубы, погруженной в землю вертикально:

$$R = \frac{0,9\rho}{l}$$

для угловой стали (полосы), погруженной в землю вертикально или горизонтально:

$$R = \frac{2,1\rho}{l}$$

Количество труб (полос) при устройстве заземления несколькими стержнями определяется по формуле:

$$n = \frac{R}{\eta R_3}$$

где η – коэффициент использования трубы (полосы), (приложение, табл. №34).

R_3 – нормированное сопротивление заземления.

Коэффициент использования показывает как влияют друг на друга токи растекания с одиночных заземлителей при различном расположении последних. При соединении параллельно, токи растекания одиночных заземлителей оказывают взаимное влияние друг на друга, поэтому, чем ближе расположены друг к другу заземляющие стержни тем общее сопротивление заземляющего контура больше. Полученное при расчете число заземлителей округляется до ближайшего большего.

Пример 10.2. Произвести упрощенный расчет заземления из стальных труб длиной 3 м, погруженных в землю вертикально. Грунт суглинок - $\rho=100$ Ом·м.

Решение:

1). Определяем сопротивление трубы:

$$R = 0,9 \frac{\rho}{l} = 0,9 \frac{100}{3} = 30 \text{ Ом}$$

2). Определяем число труб:

$$n = \frac{R}{\eta R_{\zeta}} = \frac{30}{0,82 \cdot 4} = 9,1 \approx 9 \text{ шт}$$

где сопротивление заземления должно быть $R_{\zeta}=4$ Ом при напряжении сети 380/220 В; коэффициент использования трубы примем $\eta=0,82$.

3). Определяем расстояние между трубами:

$$a \geq \frac{1}{2} \ell = 0,5 \cdot 3 = 1,5 \text{ м}$$

4). Определяем глубину погружения труб в землю:

$$h \geq \frac{1}{3} \ell = 3/3 = 1 \text{ м}$$

Пример 10.3. Произвести упрощенный расчет заземления из полос угловой стали длиной 20 м, погруженных в землю горизонтально. Грунт песок - $\rho=700$ Ом·м.

Решение:

1) . Определяем сопротивление полосы:

$$R = 2,1 \frac{\rho}{l} = 2,1 \frac{700}{20} = 73,5 \text{ Ом}$$

2) . Определяем число полос:

$$n = \frac{R}{\eta R_{\zeta}} = \frac{73,5}{0,75 \cdot 8} = 12,25 \approx 12 \text{ шт}$$

где сопротивление заземления $R_{\zeta}=8$ Ом при напряжении сети 127 В; коэффициент использования трубы примем $\eta=0,75$.

3) . Определяем расстояние между полосами:

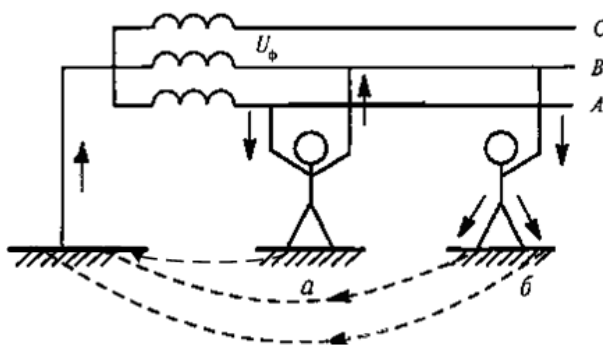
$$a \geq \frac{1}{2} \ell = 0,5 \cdot 20 = 10 \text{ м}$$

4) . Определяем глубину погружения полос в землю:

$$h \geq \frac{1}{3} \ell = 20/3 = 6,67 \text{ м}$$

Зануление – это преднамеренное электрическое соединение с нулевым защитным проводником корпуса и других металлических нетоковедущих частей электроустановки, которые могут оказаться под напряжением. Назначение зануления - создание электрической цепи с малым сопротивлением,

чтобы ток короткого замыкания $I_{кз}$ был достаточно большим для быстрого срабатывания защиты. При глухом заземлении нейтрали замыкание одной фазы на землю является однофазным коротким замыканием и должно привести к срабатыванию защитных аппаратов, отключающих поврежденную линию от сети. Для того чтобы частые отключения линий из-за замыканий на землю не нарушали надежности питания потребителей, на таких линиях применяется однофазное или трехфазное автоматическое повторное включение. Скорость отключения электроустановки с момента появления напряжения на корпусе составляет 5–7 с - при защите электроустановки плавкими предохранителями и



1–2 с - при защите автоматическими выключателями. Заземление применяется в трехфазных четырехпроводных сетях с глухозаземленной нейтралью напряжением до 1 кВ.

Рис. 10.4. Прикосновение к сети с заземленной нейтралью:

а – двухполюсное;

б – однополюсное

Магистраль зануления из полосовой стали прокладывают в производственном помещении и соединяют с заземленной нулевой точкой генератора или трансформатора. Корпусы электрооборудования соединяют с магистралью зануления при помощи нулевого защитного проводника. При эксплуатации трехфазных сетей наиболее характерными схемами включения человека в цепь являются две схемы: между фазным проводом (а, б или с) и землей – однофазное включение или между двумя фазными проводами – двухфазное включение. В первом случае предполагается наличие

электрической связи между сетью и землей, например, через заземление нейтрали r_0 или несовершенную изоляцию проводов сети относительно земли.

Однофазное включение при прикосновении к одной из фаз сети происходит значительно чаще, но оно менее опасно, чем двухфазное, поскольку напряжение, под которым оказывается человек, не превышает фазного напряжения и максимальный ток, проходящий через тело человека, будет равен:

$$I_{\text{ч}} = \frac{U_{\text{ф}}}{R_{\text{ч}}} = \frac{220}{1000} = 0,22 \text{ A} = 220 \text{ mA}$$

где $U_{\text{ф}}$ – фазное напряжение, В;

$R_{\text{ч}}$ – сопротивление тела человека, Ом.

Также на величину этого тока влияют режим нейтрали сети, сопротивление изоляции и емкость фазных проводов относительно земли, сопротивление обуви и пола, на котором стоит человек, и другие факторы.

В трехфазных сетях с глухозаземленной нейтралью большое значение для уменьшения опасности поражения током будет иметь сопротивление обуви $R_{\text{об}}$ и сопротивление пола $R_{\text{п}}$, так как они включаются последовательно с сопротивлением тела человека. С учетом этих сопротивлений формула для тока принимает вид:

$$I_{\text{ч}} = \frac{U_{\text{ф}}}{R_{\text{ч}} + R_{\text{об}} + R_{\text{п}}}$$

Без большой ошибки в расчетах значением R_3 можно пренебречь.

В случае прикосновения человека к одной из фаз трехфазной сети с изолированной нейтралью ток протекает от места контакта, как и ранее, через руку, тело, обувь, пол и одновременно – через несовершенную изоляцию фазных проводов к двум другим фазам.

Анализ показывает, что при однофазном включении в сеть с изолированной нейтралью величина тока, протекающего через тело человека, гораздо меньше, чем при однофазном включении в сеть с глухозаземленной

нейтралью, так как величина сопротивления изоляции проводов $R_{из}$ достаточно велика по сравнению с величиной сопротивления заземления нейтрали R_3 .

Двухфазное включение более опасно, поскольку к телу человека прикладывается наибольшее в данной сети напряжение – линейное, а ток, проходящий через тело человека, оказываясь независимым от режима нейтрали, сопротивления обуви и пола, также имеет наибольшее значение:

$$I_q = \frac{U_l}{R_q} = \frac{\sqrt{3}U_\phi}{R_q}$$

где U_l – линейное напряжение, равное $\sqrt{3}U_\phi$ В;

3.2 Расчет молниезащитных устройств зданий и сооружений.

Здания и сооружения или их части в зависимости от назначения, интенсивности грозовой деятельности в районе местонахождения, ожидаемого количества поражений молний в год следует защищать в соответствии с категориями устройства молниезащиты и типом зоны защиты.

Опасные проявления молнии подразделяют на прямой удар и вторичное воздействие.

Прямой удар молнии – воздействие, сопровождающееся непосредственным контактом канала молнии и объекта. В результате него возможны пожары, взрывы, разрушения конструкций, поражения людей и животных. Защищенность здания или сооружения от прямых ударов молнии определяется вхождением всех его частей в пространство зоны защиты молниеотводов данного типа. **Зона защиты** – это часть пространства, примыкающая к молниеотводу, внутри которого здание или сооружение защищено от прямых ударов молнии с определенной степенью надежности. Различают зоны защиты двух типов: А — со степенью надежности 99,5 % и выше; Б — со степенью надежности 95 % и выше. Зона защиты типа А существует при соотношении длины и высоты здания: $L \leq 3h$, типа Б – при $L \leq 5h$. Наименьшей и постоянной по величине степенью надежности обладает

поверхность зоны защиты; по мере продвижения внутрь зоны надежность защиты увеличивается.

Вторичное воздействие молнии – воздействие вследствие появления электростатической и электромагнитной индукции, заноса высоких потенциалов. *Электростатическая индукция* – наведение потенциалов на наземных предметах в результате изменений электрического поля грозового облака, создающих опасность искрения между металлическими элементами конструкций и оборудования. *Электромагнитная индукция* – наведение потенциалов в незамкнутых металлических контурах в результате быстрых изменений тока молнии создающих опасность искрения в местах сближения этих контуров. *Занос высоких потенциалов* – перенесение высоких электрических потенциалов в здания по внешним металлическим сооружениям, коммуникациям, по проводам воздушных линий при прямых ударах в них.

Необходимость выполнения молниезащиты зданий и сооружений и требуемый уровень ее надежности определяется по СО 153-34.21.122-2003 в зависимости от назначения здания или сооружения, степени огнестойкости, наличия в них пожаро- и взрывоопасных зон, среднегодовой продолжительностью гроз в его местоположении и др.

Ожидаемое количество поражений молнией зданий и сооружений (приложение, табл. №33, рис.1), не оборудованных молниезащитой, определяется по формуле:

$$N = (S + 6h)(L + 6h)n \cdot 10^{-4},$$

где S, L, h – ширина, длина и высота здания, м;

n - число ударов молнии в 1 км² земной поверхности в год в месте расположения зданий, задается в таблице в зависимости от грозовой деятельности (приложение, табл. №33).

Пример 10.1. Определить ожидаемое количество поражений молнией здания шириной $S=12$ м, длиной $L=30$ м, $h_x=10$ м, расположенного в Краснодарском крае.

Решение:

1). Определяем количество ожидаемых поражений заданного здания:

$$N = (S + 6h)(L + 6h)n \cdot 10^{-4} = (10 + 6 \cdot 8)(25 + 6 \cdot 8)6 \cdot 10^{-4} = 2,54$$

Число ударов молнии в 1 км^2 земной поверхности в год в Краснодарском крае $n=6$ при среднегодовой продолжительности гроз 40-60 часов (приложение, табл. №31)

Защита от прямых ударов молнии осуществляется с помощью молниеотводов различных типов: стержневых, тросовых, сетчатых, комбинированных (например, тросовостержневых). Наиболее часто применяют стержневые молниеотводы, тросовые используют в основном для защиты длинных и узких сооружений. Тип молниеотвода (одиночный, двойной и многократный стержневой, одиночный и двойной тросовый) выбирают в зависимости от конструкции зданий и сооружений, их размеров, формы и взаимного расположения. Защитное действие молниеотвода в виде сетки, накладываемой на защищаемое сооружение, аналогично действию обычного молниеотвода.

Защитное действие молниеотвода основано на свойстве молнии поражать наиболее высокие и хорошо заземленные металлические сооружения. Благодаря этому защищаемое здание, более низкое по сравнению с молниеотводом по высоте, практически не будет поражаться молнией, если всеми своими частями оно будет входить в зону защиты молниеотвода.

Зона защиты одиночного стержневого молниеотвода высотой $h \leq 150$ м ограничена двускатной поверхностью, образующей в вертикальном сечении равнобедренный треугольник с вершиной на высоте h_0 и основанием на уровне земли $2r_0$.

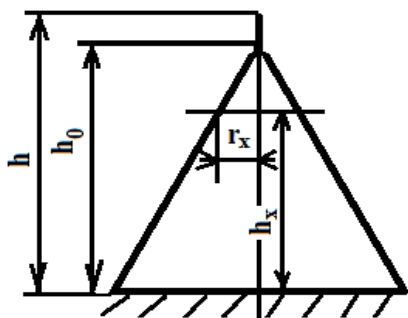


Рис. 10.4 Зона защиты одиночного стержневого молниеотвода.

Тогда для обеспечения его защищенности радиус зоны защиты на уровне высоты здания r_x должен быть не меньше полуширины здания: $r_{x\min}$

$\geq S/2$.

Эти размеры определяют по формулам:

для зоны типа А:

высота зоны защиты: $h_0 = 0,85h$;

радиус зоны защиты на уровне земли: $r_0 = (1,1 - 0,002h)h$;

радиус зоны защиты на уровне высоты здания:

$$r_x = \frac{r_0(h_0 - h_x)}{h_0}$$

Минимальная высота молниеотвода определяется из формулы для определения r_x . Следует в формулу подставить значения r_0 и h_0 , выраженные через h :

$$r_x = \frac{0,95h(0,85h - h_x)}{0,85h} = \frac{0,95(0,85h - h_x)}{0,85}$$

$$0,95 \cdot 0,85h = 0,85r_x + 0,95h_x$$

Из уравнения определяется высота молниеотвода:

$$h = \frac{r_x}{0,95} + \frac{h_x}{0,85}$$

для зоны типа Б соответственно:

$$h_0 = 0,92h;$$

$$r_0 = 1,5h;$$

$$r_x = 1,5(h - h_x/0,92)$$

При известных значениях h_x и r_x высота молниеотвода для зоны типа Б:

$$h = (r_x + 1,63h_x)/1,5$$

Два стержневых молниеотвода образуют слившуюся зону защиты при $L < 5h$. В ней величины h_0 , r_0 и r_x определяют так же, как для одиночного молниеотвода. Если расстояние между стержневыми молниеотводами $L > 5h$, то их следует рассматривать как одиночные.

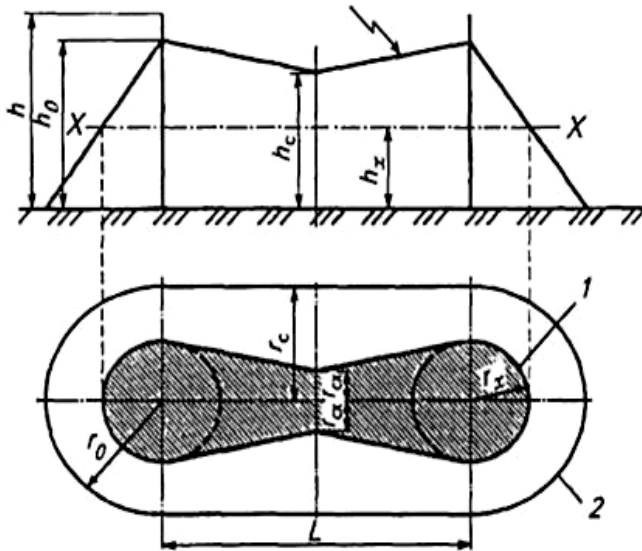


Рис. 10.5 Зона защиты двойного стержневого молниеотвода: 1) граница зоны защиты на высоте h_x ; 2) граница зоны защиты на уровне земли.

Размеры зоны посередине между стержнями рассчитывают по следующим формулам:

для зоны типа А при $L \leq h$:

$$h_c = h_0 = 0,85h$$

$$r_c = r_0 = (1,1 - 0,002h)h$$

$$r_{cx} = r_x = (1,1 - 0,002h)(h - h_x/0,85)$$

для зоны типа А при $h < L \leq 3h$:

$$h_c = h_0 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4}h)(L - h)$$

$$r_c = r_0$$

$$r_{cx} = r_0(h_c - h_x)/h_c$$

для зоны типа Б при $L \leq 1,5h$:

$$h_c = h_0;$$

$$r_{cx} = r_x;$$

$$r_c = r_0;$$

для зоны типа Б при $1,5h < L < 5h$:

$$h_c = h_0 - 0,14(L - 1,5h)$$

$$r_c = r_0$$

$$r_{cx} = \frac{r_0(h_c - h_x)}{h_c}$$

При известных h_c , L и r_{cx} высота молниеотвода для зоны защиты типа Б равна:

$$h=(h_c+0,14L)/1,13.$$

Пример 10.2. Определить параметры и надежность зоны защиты одиночного стержневого молниеотвода для здания шириной $S=12$ м, длиной $L=30$ м, $h_x=10$ м.

Решение:

1). Определяем тип зоны защиты:

Соотношение: $\frac{L}{h} = \frac{30}{10} \leq 3$ - зона защиты типа А. Надежность 99,5%.

2). Определяем радиус зоны защиты на уровне высоты здания:

$$r_x = \frac{r_0(h_0 - h_x)}{h_0}$$
$$r_x = \frac{19,99(15,06 - 10)}{15,06} = 6,71 \text{ м}$$

3). Определяем высоту молниеотвода:

$$h = \frac{r_x}{0,95} + \frac{h_x}{0,85} = \frac{6,71}{0,95} + \frac{10}{0,85} = 18,83 \text{ м}$$

4). Определяем высоту зоны защиты:

$$h_0=0,85h$$

$$h_0=0,85 \cdot 18,83=16,01 \text{ м},$$

5). Определяем радиус зоны защиты на уровне земли:

$$r_0=(1,1-0,002h)h$$

$$r_0=(1,1-0,002 \cdot 18,83)18,83 = 20,00 \text{ м}$$

Пример 10.3. Определить параметры и надежность зоны защиты двойного стержневого молниеотвода для здания шириной $S=20$ м, длиной $L=60$ м, высотой $h=15$ м.

Решение:

1). Определяем тип зоны защиты:

Соотношение: $\frac{L}{h} = \frac{60}{15} = 4 \leq 5$ - зона защиты типа Б. Надежность 95%.

2). Определяем минимальный радиус зоны защиты на уровне земли:

$$r_{x\min} = S/2 = 20/2 = 10 \text{ м}$$

2). Определяем высоту молниеотвода:

$$h = \frac{r_x + 1,63h_x}{1,5}$$

$$h = \frac{10 + 1,63 \cdot 15}{1,5} = 22,97 \text{ м}$$

3). Определяем высоту зоны защиты каждого стержня на уровне здания:

$$h_0 = 0,92h = 0,92 \cdot 22,97 = 21,13 \text{ м}$$

4). Определяем радиус зоны защиты каждого стержня на уровне земли:

$$r_0 = 1,5h = 1,5 \cdot 22,97 = 34,46 \text{ м}$$

5). Определяем высоту зоны защиты посередине между стержнями на уровне здания:

$$h_c = h_0 - 0,14(L - 1,5h)$$

$$h_c = 21,13 - 0,14(60 - 1,5 \cdot 22,97) = 17,55 \text{ м}$$

6). Определяем радиус зоны защиты посередине между стержнями на уровне здания:

$$r_c = r_0 = 34,46 \text{ м}$$

7). Определяем радиус зоны защиты посередине между стержнями на уровне земли:

$$r_{cx} = \frac{r_0(h_c - h_x)}{h_c}$$

$$r_{cx} = \frac{34,46(17,55 - 15)}{17,55} = 5,01 \text{ м}$$

Зона защиты одиночного тросового молниеотвода высотой h ограничена двумя симметричными двускатными поверхностями, также образующими в вертикальном сечении равнобедренный треугольник с вершиной на высоте h_0 и основанием на уровне земли $2r_0$. Опоры тросового молниеотвода предлагается установить вплотную к торцевым стенам здания. Выбор высоты опор $h_{оп}$ выполняется на основании величины стрелы прогиба. При высоте

молниеотвода до 30 м высоту опор необходимо принять больше высоты молниеотвода на 3% длины между опорами L .

Зона защиты, образованная взаимодействием тросового и стержневых (одиночных или двойных) молниеотводов, определяется так же, как и зона защиты многократного стержневого молниеотвода. При этом опоры тросового молниеотвода приравниваются к стержневым молниеотводам высотой h и радиусом основания зоны защиты r_0 , зависящим от типа зоны защиты.

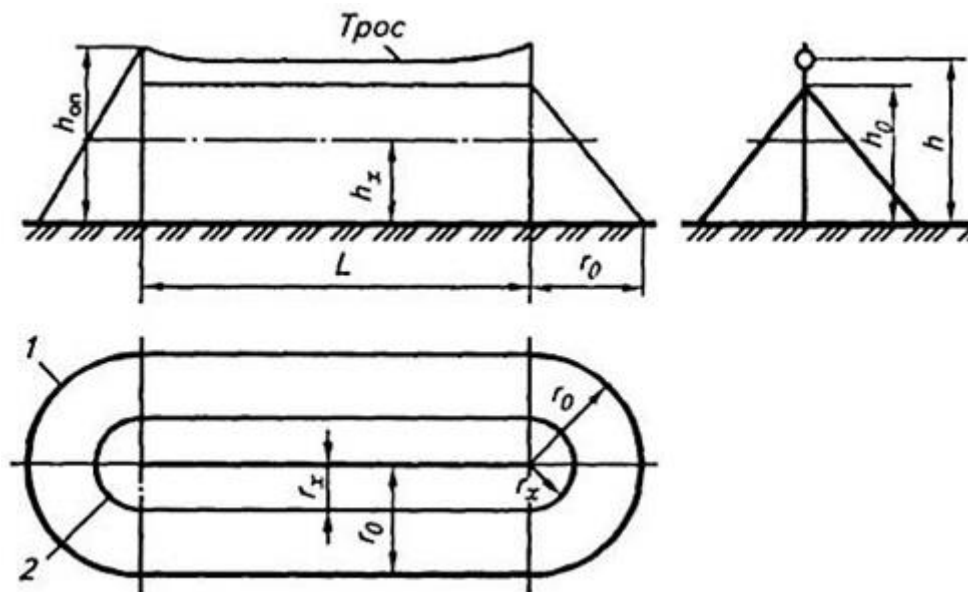


Рис. 3.3. Зона защиты тросового молниеотвода:

1 — граница зоны защиты на высоте h_x ; 2 — граница зоны защиты на уровне земли.

Параметры зоны защиты характеризуются следующими формулами:

Для зоны типа А:

высота зоны защиты: $h_0 = 0,85h$;

радиус зоны защиты на уровне земли: $r_0 = (1,35 - 0,0025h)h$

радиус зоны защиты на уровне высоты здания:

$$r_x = \frac{r_0(h_0 - h_x)}{h_0}$$

Высота молниеотвода:

$$h = \frac{r_x}{0,95} + \frac{h_x}{0,85}$$

Для зоны типа Б:

$$h_0 = 0,92h;$$

$$r_0 = 1,7h;$$

$$r_x = 1,7(h - h_x/0,92).$$

Для стального троса сечением 35-50 мм², если расстояние L между ними не превышает 120 м, она составляет 2 м, а при L в пределах от 120 до 150 метров составляет 3 метра, т.е. если $L < 120$ м, то высота опор составляет $h_{оп} = h + 2$ м; если $L = 120 \dots 150$ м, то высота опор $h_{оп} = h + 3$ м.

Пример 10.4. Определить минимальные параметры и надежность зоны защиты одиночного тросового молниеотвода для здания шириной $S = 4,5$ м, длиной $L = 12$ м, $h = 4,0$ м.

Решение:

1). Определяем тип зоны защиты:

Соотношение: $\frac{L}{h} = \frac{12}{4} \leq 3$ зона защиты типа А. Надежность 99,5%

2). Определяем минимальный радиус зоны защиты

$$r_{xmin} = 4,5/2 = 2,25 \text{ м.}$$

3). Определяем минимальную высоту молниеотвода:

$$h_{MIN} = \frac{r_{XMIN}}{0,95} + \frac{h_x}{0,85} = \frac{2,24}{0,95} + \frac{4}{0,85} = 7,06 \text{ м}$$

4). Определяем минимальную высоту зоны защиты:

$$h_{0min} = 0,85h_{min} = 0,85 \cdot 7,06 = 6,00 \text{ м}$$

5). Определяем минимальный радиус зоны защиты на уровне земли:

$$r_{0min} = 0,95h_{min} = 0,95 \cdot 7,06 = 6,71 \text{ м.}$$

6). Определяем минимальную высоту опор:

$$h_{оп} = h_{min} + 0,03L = 7,06 + 0,03 \cdot 12 = 7,42 \text{ м}$$

Вопросы для самопроверки:

1. Что такое защитное заземление? Какова область его применения?
2. В каком случае и насколько может стать опасным прикосновение человека к корпусу изолированной от земли электроустановки?

3. Какова величина тока, безопасного для человека?
4. Каков принцип действия защитного заземления?
5. При замыкании фазы на корпус заземленной установки от чего зависит величина напряжения прикосновения?
6. Повысится ли безопасность при увеличении сопротивления защитного заземления?
7. При какой минимальной величине напряжения переменного тока во всех случаях следует выполнять защитное заземление?
8. Как изменится напряжение прикосновения с увеличением расстояния между человеком и заземлителем?
9. Что такое зануление? В каких электрических сетях оно применяется?
10. В каком случае зануление устраняет опасность поражения током?
11. Каков будет путь тока в случае замыкания на корпус зануленной электроустановки?
12. Почему в нулевом защитном проводнике запрещается устанавливать предохранители, выключатели, рубильники?
13. В чем состоит опасность молнии?
14. Назвать виды вторичного воздействия молнии.
15. Назвать виды молниеотводов.
16. Пояснить устройство молниеотвода.
17. Что представляет собой зона защиты молниеотвода?
18. В чем состоит отличие зон защиты молниеотводов типа А от типа Б?

Глава 11. Качество электрической энергии и компенсация реактивной мощности

11.1. Параметры качества электроэнергии

Качество электроэнергии характеризуется параметрами (частоты и напряжения) в узлах присоединений уровней системы электроснабжения. Перечень и нормативные (допустимые) значения показателей качества электроэнергии (ПКЭ) установлены ГОСТ 13109–97 «Электрическая энергия. Требования к качеству электрической энергии в электрических сетях общего назначения». Снижение качества электроэнергии обуславливает:

- увеличение потерь во всех элементах электрической сети; следствие - перегрев и сокращение срока службы (в некоторых случаях выход из строя) электрооборудования и короткие замыкания;
- рост потребления электроэнергии и требуемой мощности электрооборудования;
- нарушение работы и ложные срабатывания устройств релейной защиты и автоматики; сбои в работе электронных систем, неправильная работа счетчиков электрической энергии;
- появление опасных уровней наведенных напряжений на проводах и тросах отключенных или строящихся высоковольтных линий электропередач, находящихся вблизи действующих.

Активная мощность источников (турбогенераторов и гидрогенераторов электростанций, нетрадиционных источников и др.) в любой момент времени соответствует потребляемой мощности (нагрузке):

$$\Sigma P_{\text{н}} = \Sigma P_{\text{и}} + \Sigma P_{\text{сн}} + \Delta P_{\text{п}}$$

где $\Sigma P_{\text{и}}$ – суммарная активная мощность источников;

$\Sigma P_{\text{сн}}$ – собственные нужды генерирующих источников;

$\Delta P_{\text{п}}$ – потери активной мощности.

При нарушении баланса мощностей вследствие снижения генерирующей мощности или увеличения потребления активной мощности устанавливается режим с изменившимися значениями составляющих уравнения баланса мощности. Снижение генерируемой мощности приводит к уменьшению частоты и напряжения в системе и, наоборот, с увеличением мощности источников возрастают частоты тока и напряжения одинаково в любом узле электрической системы.

Частота – общесистемный параметр, который определяется балансом активной мощности в системе. При возникновении дефицита активной мощности в системе происходит снижение частоты до такого значения, при котором устанавливается новый баланс вырабатываемой и потребляемой электроэнергии. Частота в системе меняется сравнительно медленно. Однако при дефиците активной мощности (более 30 %) частота меняется быстро и возникает эффект «мгновенного» изменения частоты – «лавина частоты». Изменение частоты со скоростью более 0,2 Гц в секунду принято называть колебаниями частоты. Воздействовать на изменение частоты можно только изменением генерируемой активной мощности. На тепловых и гидравлических электростанциях это достигается увеличением или уменьшением выпуска энергоносителя, т. е. пара или воды. Номинальное значение частоты в европейских странах составляет 50 Гц, в США и ряде других стран – 60 Гц. Снижение частоты приводит к уменьшению скорости вращения синхронных и асинхронных электродвигателей и, в конечном счете, к уменьшению производительности приводных механизмов. В ориентировочных расчетах принимают, что изменение частоты на 1 % приводит к изменению активной мощности нагрузки на 0,5 %.

Напряжение в узле электроэнергетической системы определяется балансом реактивной мощности по системе в целом и балансом реактивной мощности в узле электрической сети.

Устанавливаются следующие основные показатели качества электроэнергии:

1). Отклонение напряжения - нормально допустимые и предельно допустимые значения δU на выводах приемников электрической энергии равны соответственно $\pm 5\%$ и $\pm 10\%$ от номинального напряжения электрической сети.

2). Колебания напряжения;

3). Несинусоидальность напряжения;

4). Несимметрия напряжений;

5). Отклонения частоты напряжения;

6). Провал напряжения;

7). Импульс напряжения - грозовые и коммутационные в точках присоединения электрической сети;

8). Временное перенапряжение.

Потребитель может быть источником искажений по нескольким показателям. Количество и местоположение источников в схеме известно очень приблизительно, а уровень вносимых ими искажений практически неизвестен. Искажающие токи растекаются по сетям в зависимости от схемы сети, ее частотных характеристик и т. д. Токи суммируются в узлах, поэтому искажение напряжения определяется действием нескольких виновников.

Существуют три основные группы методов повышения качества электроэнергии:

1) рационализация электроснабжения, заключающаяся, в частности, в повышении мощности сети, в питании нелинейных потребителей повышенным напряжением;

2) улучшение структуры 1УР, например обеспечение номинальной загрузки двигателей, использование многофазных схем выпрямления, включение в состав потребителя корректирующих устройств;

3) использование устройств коррекции качества – регуляторов одного или нескольких показателей качества электроэнергии или связанных с ними параметров потребляемой мощности.

11.2. Компенсация реактивной мощности

Реактивная или обменная мощность существенно влияет на такие параметры систем электроснабжения, как потери мощности и энергии и уровни напряжения в узлах сети. Поэтому вопрос компенсации реактивной мощности относится к числу важнейших при проектировании и эксплуатации систем энергоснабжения предприятий.

Уравнение баланса реактивной мощности в сети имеет вид:

$$\Sigma Q_{\Gamma} + \Sigma Q_{\text{с}} + \Sigma Q_{\text{к}} = \Sigma Q_{\text{н}} + \Sigma Q_{\text{сн}} + \Sigma \Delta Q_{\Pi}$$

где ΣQ_{Γ} , $\Sigma Q_{\text{с}}$, $\Sigma Q_{\text{к}}$ – реактивная мощность, генерируемая генераторами электростанций, компенсирующими устройствами (синхронными компенсаторами, конденсаторами и другими устройствами, а также емкостями воздушных и кабельных линий);

$\Sigma Q_{\text{н}} + \Sigma Q_{\text{сн}} + \Sigma \Delta Q_{\Pi}$ – реактивная мощность, потребляемая нагрузками, а также собственными нуждами электроснабжения и обусловленная потерями в элементах систем электроснабжения

Как известно, величина (значение) реактивной мощности характеризует скорость обмена электромагнитной энергии источниками и потребителями электроэнергии. При этом индуктивные элементы являются накопителями реактивной мощности, а емкостные – ее генераторами.

В трехфазных симметричных сетях синусоидального тока реактивная мощность определяется:

$$Q = 3UI \sin \phi$$

в несимметричных сетях:

$$Q = U_A I_A \cos \phi_A + U_B I_B \cos \phi_B + U_C I_C \cos \phi_C$$

Полная (кажущаяся) мощность равна:

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

Отношение мощностей:

$$Q/P = \operatorname{tg}\varphi; \quad P/S = \cos\varphi.$$

Потери активной мощности, обусловленные наличием механических потерь и потерь в стали и меди составляют 1-2% S_H :

$$\Delta P = IR = \frac{S}{U} R = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{U} R = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} R$$

где R – активное сопротивление линии, Ом.

Компенсация реактивной мощности (т. е. ее минимизация) производится одними и теми же методами вне зависимости от природы ее появления, т. е. наличия реактивных элементов в сети или сдвига фаз, обусловленного нелинейными потребителями.

Компенсационные устройства - статические конденсаторные батареи, шунтирующие реакторы, синхронные компенсаторы (СК) и статические тиристорные компенсаторы (СТК), а также устройства, компенсирующие реактивные сопротивления сетей: конденсаторные установки и реакторы продольного включения. Компенсирующие устройства (КУ) в зависимости от их типа и режима работы могут генерировать или потреблять реактивную мощность $Q_{ку}$, компенсируя её дефицит или избыток в электрической сети, уменьшать или увеличивать индуктивное сопротивление. Включение компенсирующей установки в какой-либо точке сети изменяет реактивную составляющую нагрузки, в итоге изменяется полная мощность узла нагрузки.

Синхронный компенсатор - синхронная явнополюсная машина, работающая в режиме холостого хода (СК) - устанавливается на крупных подстанциях специально для генерирования и потребления реактивной мощности. Наибольшая реактивная мощность синхронного компенсатора $Q_{\max}$, генерируемая в режиме перевозбуждения, называется его номинальной мощностью, в режиме недовозбуждения - потребляемая мощность $Q_{\min}$.

Синхронные компенсаторы иногда применяют на главных понизительных подстанциях (ГПП) предприятий.

Полная номинальная мощность компенсатора при работе с перевозбуждением, в генераторном режиме, определяется по формуле

$$S_n = \sqrt{3} U_n I_n$$

Полная мощность при недовозбуждении (потребляемая):

$$S_n = \sqrt{3} \frac{U_n^2}{X_d}$$

где X_d^* - значение синхронного индуктивного сопротивления синхронного компенсатора (в относительных единицах).

Статические тиристорные компенсаторы (СТК) – это комплексные устройства, предназначенные как для выдачи, так и потребления реактивной мощности. СТК за счёт тиристорного управления обладают исключительным быстродействием и осуществляют плавное регулирование реактивной мощности. Устанавливаются на подстанциях энергосистем, имеют мощность 100, 150, 250, 300 и 400 Мвар и номинальные напряжения 10; 15,75; 20; 35; 110 кВ. СТК имеют различные схемы подключения к высоковольтной сети и управления потребляемой реактивной мощностью. Основу СТК составляют накопительные элементы (ёмкости, индуктивности), реакторно-тиристорные и конденсаторно-тиристорные блоки.

Суммарная реактивная мощность Q_Σ компенсируется с помощью *конденсаторных батарей*. Батареи статических конденсаторов (БК) могут работать лишь как источники реактивной мощности. Конденсаторы на напряжение до 1000 В обычно включаются по схеме треугольника, так как при этом к конденсатору приложено линейное напряжение и в три раза увеличивается реактивная мощность по сравнению с соединением в звезду:

$$Q_{\Sigma\Delta} = I^2 X_k = \frac{U_\phi^2}{X_k} = \frac{(U_\Delta)^2}{X_k} = U_\Delta^2 \omega C$$

$$Q_{\text{сy}} = I^2 X_k = \frac{U_{\phi}^2}{X_k} = \frac{\left(\frac{U_{\text{л}}}{\sqrt{3}}\right)^2}{X_k} = \frac{1}{3} U_{\text{л}}^2 \omega C$$

где U_{ϕ} , $U_{\text{л}}$ – фазное и линейное напряжение сети соответственно, В;

$X_k = \omega C$ – реактивное сопротивление конденсатора

ω – угловая частота, с⁻¹;

C – емкость конденсатора, Ф.

Достоинства БК:

- 1) малые удельные потери активной мощности (0,0025–0,005 Вт/вар);
- 2) простота производства монтажных работ (малые габариты, масса, отсутствие фундаментов) и эксплуатации (ввиду отсутствия вращающихся и трущихся частей);
- 3) возможность их установки в центре реактивных нагрузок или около электроприемников и возможность постепенного увеличения мощности БК.

Стандартные компенсирующие устройства (комплектные) комплектуются батареей статических конденсаторов. Их выпускают на различные номинальные напряжения и мощности. Выбор средств компенсации реактивной мощности от электроприемников до 1 кВ следует рассматривать одновременно с определением числа и мощности трансформаторов, числа и пропускной способности питающих линий.

$$Q_k = Q_p - Q_{\text{м тр}}$$

где Q_p – расчетная реактивная мощность за наиболее загруженную смену на напряжение до 1 кВ, кВАр;

$Q_{\text{м тр}}$ – наибольшая реактивная мощность, которую целесообразно передать через трансформаторы в сеть напряжением до 1 кВ, кВАр.

$$Q_{\text{м тр}} = \sqrt{(N k_z S_{\text{н тр}})^2 - P_p^2}$$

где N – число трансформаторов;

k_z – рекомендуемый коэффициент загрузки трансформатора;

$S_{\text{н тр}}$ – номинальная мощность трансформатора;

P_p – расчетная активная мощность технологически связанных нагрузок за наиболее загруженную смену.

Расчет мощности компенсирующего устройства, необходимого цеху, производится по формуле:

$$Q_{ky} = k(Q_{pц} - Q_3 - k_n Q_c) = k[P_{pц} (\operatorname{tg} \varphi_p - \operatorname{tg} \varphi_2) - k_n Q_c] \text{ кВАр},$$

где Q_3 - оптимальная реактивная мощность, задаваемая энергосистемой, кВАр;

Q_c - мощность синхронных двигателей (если они имеются), кВАр;

k_n - коэффициент использования синхронных двигателей;

k – коэффициент, учитывающий организационные меры повышения $\cos \varphi$, принимается $k=0,9-1,0$;

$\operatorname{tg} \varphi_p$ соответствует расчетному коэффициенту мощности цеха $\cos \varphi_p$, определяется по таблице Брадиса;

$\operatorname{tg} \varphi_2$ соответствует $\cos \varphi_2 = 0,9 \div 0,95$, принимаемому для предприятий.

В качестве компенсирующего устройства выбираются комплектные конденсаторные установки номинальной мощностью Q_n и номинальным напряжением U_n , предназначенные для установки как внутри, так и вне помещений. Компенсирующие установки могут быть установлены на напряжение магистральной сети (высшее напряжение трансформаторной подстанции) или на напряжение распределительной сети (низшее напряжение) (приложение, табл. №31). Номинальная мощность компенсирующей установки выбирается по справочным таблицам, номинальная мощность установки Q_n должна быть близка к расчетной Q_{ky} .

Если стандартной установки нужной мощности нет, то установка комплектуется из группы статических конденсаторов с реактивной мощностью банки $Q_6 = 18 \text{ кВАр}$.

Расчетное число банок определяется по формуле:

$$n_p = \frac{Q_{ky}}{Q_6}$$

Выбирается целое число банок n , ближайшее к n_p и мощность конденсаторной установки уточняется:

$$Q_{ky} = nQ_6 \quad \text{кВАр}$$

Пример 8.3. Произвести расчет и выбор компенсационной установки для цеха: активная мощность цеха $P_{pc}=206,34$ кВт, расчетный $\text{tg } \varphi_p=0,75$. Синхронных двигателей в цехе нет, $Q_c=0$, $\text{tg } \varphi_2=0,33$.

Решение:

Необходимая мощность компенсационной установки определится:

$$Q_{ky}=kP_{pc}(\text{tg } \varphi_2-\text{tg } \varphi_p)$$

$$Q_{ky}=0,9 \cdot 206,34(0,75-0,33)=78,0 \text{ (кВАр)}$$

где коэффициент k принимаем равным 0,9.

По справочной таблице выбираем комплектную конденсаторную установку типа ККУ-0,38-1 номинальной мощностью $Q_n=80$ кВАр, номинальным напряжением 380 В, предназначенную для внутренней и наружной установки. Установка размещается на стороне распределительной сети напряжением 380 В.

Условие выбора: $Q_n=80 > Q_{ky}=78$ кВАр выполняется. Установка подходит.

Пример 8.4. Произвести расчет и выбрать при необходимости компенсационную установку для цеха: активная мощность цеха $P_{pc}=362,5$ кВт, расчетный $\text{tg } \varphi_p=0,82$. Реактивная мощность синхронного двигателя $Q_c=120$ кВАр, коэффициент использования синхронного двигателя $k_n=0,25$; $\text{tg } \varphi_2=0,33$.

Решение:

1). Определяем необходимую мощность компенсационной установки:

$$Q_{ky}=kP_{pc}(\text{tg } \varphi_2-\text{tg } \varphi_p)-k_nQ_c$$

$$Q_{ky}=0,95[362,5(0,82-0,33)-0,25 \cdot 120]=126,46 \text{ (кВАр)}$$

где коэффициент, учитывающий организационные меры повышения коэффициента мощности, принимается равным $k=0,95$.

В справочной таблице необходимой стандартной установки нет. Комплектуем конденсаторную установку из статических конденсаторов.

Реактивная мощность банки $Q_6 = 18$ кВАр.

2). Определяем расчетное число банок определяется по формуле:

$$n_p = \frac{Q_{ky}}{Q_6}$$
$$n_p = \frac{126,46}{18} = 7,03$$

Выбираем целое число банок ближайшее к расчетному, $n=7$.

3). Уточняем мощность конденсаторной установки:

$$Q_n = nQ_6$$
$$Q_n = 7 \cdot 18 = 126 \text{ кВАр}$$

Установку размещаем на стороне распределительной сети напряжением 380 В.

Вопросы для самопроверки

1. Опишите влияние качества электрической энергии на работу заводских потребителей и поясните необходимость учета показателей качества электроэнергии в системах электроснабжения.
2. Охарактеризуйте показатели качества, назовите способы их улучшения.
3. Укажите физический смысл реактивной мощности и назовите ее источники в системах электроснабжения.
4. Потребляет или выдает реактивную мощность синхронный двигатель?
5. Сравните технические характеристики синхронных машин и батарей конденсаторов как источников реактивной мощности.
6. Необходима ли компенсация реактивной мощности при наличии синхронных двигателей?
7. Обоснуйте экономическую необходимость компенсации реактивной мощности и энергии.
8. Опишите особенности выбора компенсирующих устройств на основе нормативных документов.

Глава 12. Потери электроэнергии в системах электроснабжения и ее учет

12.1 Потери при передаче электроэнергии

Технологический расход электрической энергии в системах электроснабжения определяется с учетом потерь. Электрическая сеть, предназначенная для передачи и распределения электрической энергии, как и любой другой технический объект, требует для своего функционирования определенных затрат энергии, которые выражаются в виде технологического расхода электроэнергии на ее передачу. Расход состоит из затрат энергии на производственные нужды подстанций и технических потерь электроэнергии, связанных с физической сущностью процесса передачи электроэнергии.

Общая величина потерь электроэнергии по уровням (диапазнам) напряжения разделена на условно-постоянные и переменные:

$$\Delta W_{\text{общ}} = \Delta W_{\text{уп}} + \Delta W_{\text{пер}}$$

где $\Delta W_{\text{уп}}$ – условно-постоянные потери;

$\Delta W_{\text{пер}}$ – переменные потери.

В линиях электропередачи и трансформаторах имеют место потери холостого хода и нагрузочные потери. Условно-постоянными потерями, хотя на них и оказывает влияние режим напряжений, полагаются потери холостого хода, которые не зависят от нагрузки участка сети.

Условно-постоянные потери электрической энергии определены в зависимости от номинальных паспортных данных оборудования электрических сетей, продолжительности работы в течение расчетного периода. Условно-постоянные потери в натуральном выражении учитываются при расчете тарифных ставок платы за услуги по передаче электрической энергии для потребителей, подключенных к сетям соответствующего уровня (диапазна) напряжения.

В общем виде потери энергии холостого хода определяются по формуле:

$$\Delta W_x = \Delta P_x T,$$

где ΔP_x – потери мощности холостого хода; T – время работы в течение расчетного периода T .

Если, например, расчетный период равен одному году, то принимают $T \approx 8760$ ч.

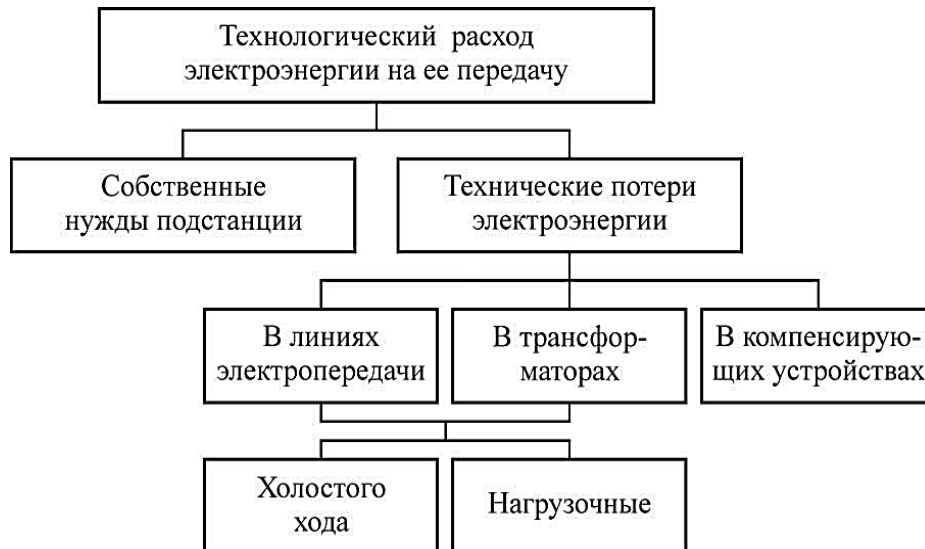


Рис. 12.1. Структура расхода электроэнергии на ее передачу.

Если бы режим работы сети, характеризующийся активными и реактивными нагрузками потребителей и генераторов электростанций, а также напряжениями в узлах сети, оставался в течение времени t неизменным, то потери электроэнергии можно было бы вычислять предельно просто:

$$\Delta W = \Delta P \cdot t$$

где ΔP – потери мощности при указанных параметрах режима;

t – время работы.

Однако в действительности параметры режима сети постоянно изменяются, поэтому изменяются и потери мощности.

Переменные потери электрической энергии определяют в абсолютных единицах и в процентах к отпуску электрической энергии в сеть соответствующей ступени напряжения и учитывают при расчете размера платы за услуги по передаче электрической энергии для потребителей, подключенных к сетям соответствующего уровня (диапазона) напряжения. Нормативы потерь

определены по потерям в электрических сетях, отпуску электрической энергии в них и данным по суммарной длине линий, мощности и количеству трансформаторов соответствующей ступени напряжения.

При анализе режима сети представляют интерес потери как активной, так и реактивной мощности. При переходе же к анализу потерь электроэнергии важны только потери активной энергии. Расчет реактивной энергии практического значения не имеет. Нормативная величина суммарных переменных потерь электроэнергии определяется по формуле:

$$\Delta W_{\text{пер}} = \Delta W_{\text{нн}} L + \Delta W_{\text{сн}} W_{\text{сн}} + \Delta W_{\text{вн}} W_{\text{вн}}$$

где $\Delta W_{\text{пер}}$ – удельный норматив нагрузочных потерь электрической энергии в электрических сетях напряжения 0,4 кВ;

L – общая протяженность линий напряжения 0,4 кВ, км;

$\Delta W_{\text{нн}}$ – удельный норматив нагрузочных потерь электрической энергии в электрических сетях среднего напряжения, отн.ед.;

$W_{\text{сн}}$ – отпуск электрической энергии в сеть среднего напряжения, тыс. кВт · ч;

$\Delta W_{\text{вн}}$ – удельный норматив нагрузочных потерь электрической энергии в электрических сетях высокого напряжения, отн.ед.;

$W_{\text{вн}}$ – отпуск электрической энергии в сеть высокого напряжения, тыс. кВт · ч.

Качественный уровень построения и эксплуатации электрической сети характеризуется коэффициентом полезного действия:

$$\eta = \frac{W_{\text{п}} - W_{\text{т.р}}}{W_{\text{п}}} 100\% = \frac{W_{\text{п}} - W_{\text{с.н}} - \Delta W}{W_{\text{п}}} 100\%$$

где $W_{\text{п}}$ – энергия, поступившая в сеть;

$W_{\text{т.р}}$ – технологический расход ЭЭ на её передачу;

$W_{\text{с.н}}$ – расход электроэнергии на собственные нужды;

ΔW – потери электроэнергии.

Опыт работы энергосистем различных стран мира свидетельствует о том, что потери электроэнергии могут находиться в достаточно широких пределах (от 7 до 15 %).

12.2 Учет и тарификация электроэнергии

Главной целью учета электроэнергии является получение достоверной информации о производстве, передаче, распределении, а также о потреблении электрической энергии для денежных расчетов, определения и прогнозирования технико-экономических характеристик систем, а также обеспечения управления энергопотреблением при нужном уровне экономии электроэнергии. Для того чтоб внедрение электроэнергии было действенным и соблюдались положения экономии электроэнергии, есть система учета и тарификации электроэнергии.

Учет производится при помощи счетчиков электроэнергии или информационно-измерительных систем. Счетчики электроэнергии делятся на счетчики активной энергии и счетчики реактивной энергии. В трехфазных сетях используются трехфазные, а в однофазных сетях — однофазные счетчики. По конструкции счетчики бывают индукционного и статического (электронные) типов. Для автоматизации учета электроэнергии рекомендуется внедрять автоматизированные системы контроля и учета электроэнергии (АСКУЭ).

Потребителем электроэнергии (абонентом) именуется предприятие, компания, строительная площадка, квартира и т.п., электроустановки которых присоединены к электрической сети энергоснабжающей организации. Потребители – лица (физические или юридические), приобретающие электрическую и тепловую энергию для собственных бытовых и/или производственных нужд. **Электроснабжающая организация** – лица (организации), осуществляющие деятельность в электроэнергетике, в том числе производство, поставку (продажу) электроэнергии, энергоснабжение потребителей, предоставление услуг по передаче, распределению и сбыту электроэнергии, услуг по диспетчерскому управлению, услуг по организации процесса купли-продажи электроэнергии и ее коммерческому учету.

Расчет оплаты за услуги по использованию электрической энергии для потребителей, подключенных к сетям соответствующего уровня (диапазона) напряжения производится на основе фактического потребления электроэнергии и тарифных ставок. В текущее время действует закон «О муниципальном регулировании тарифов на электрическую, а также термическую энергию в РФ», который описывает политику образования ценовых ставок на данные виды энергии. Для стимулирования равномерности потребления электроэнергии по времени суток вводится система ее многотарифного учета, при которой время суток разделяется на 2 периода: дневной, когда спрос на электроэнергию велик (тариф — высочайший) и ночной, когда спрос мал (тариф ниже). Кроме этого, тариф для расчета стоимости потребленной электроэнергии для бытовых нужд населения различается в зависимости от категории населения (сельское и городское), от вида приготовительных плит (электрические или газовые).

Тарифы на передачу электрической энергии бывают в двух вариантах:

- одноставочный тариф – это ставка за передачу за 1 кВт электроэнергии, учитывающая в себе стоимость содержания электрических сетей и стоимость технологического расхода (потерь) электрической энергии.
- двухставочный тариф – отдельно содержит ставку за содержание электрических сетей и ставку на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии;

Для предприятий как такового понятия «тариф на электроэнергию» в том виде, в котором все привыкли его воспринимать, сейчас уже не существует, тарифы на электроэнергию применяются только в отношении населения. Законодательно было введено понятие «цена на электрическую энергию», определены и прописаны методы ценообразования. Принцип формирования предельных цен на электроэнергию регламентирован «Правилами определения и применения гарантирующими поставщиками нерегулируемых цен на

электрическую энергию (мощность)», утвержденными постановлением Правительства РФ от 29 декабря 2011 г. № 1179.

Согласно этому принципу, цена на электрическую энергию это сумма следующих составляющих:

- цена покупки на оптовом рынке (меняется ежемесячно);
- тариф за услуги по передаче электроэнергии (устанавливается регулирующим органом субъекта федерации, раз в год);
- сбытовая надбавка гарантирующего поставщика (устанавливается регулирующим органом субъекта федерации, как правило, меняется раз в год);
- оплата услуг инфраструктурных организаций (меняется раз в год).

Предельные уровни нерегулируемых цен на электрическую энергию рассчитываются гарантирующим поставщиком по шести ценовым категориям (постановление Правительства РФ от 4 мая 2012 г. № 442):

Ценовая категория (ЦК)	Требования к учету электроэнергии	Вариант цены на оптовом рынке электроэнергии	Вариант тарифа на услуги по передаче
1 ЦК	Использование интегральных приборов учета, которые измеряют общее количество потребленной электрической энергии (ЭЭ), не предоставляя информации о том, в какой момент времени какое количество было потреблено.	Одноставочный тариф	Одноставочный тариф
2 ЦК	Использование приборов учета по зонам суток	Одноставочный тариф, дифференцированный по зонам суток	Одноставочный тариф
3 ЦК	Использование приборов учёта по часам суток	Почасовой учёт	Одноставочный тариф
4 ЦК		Почасовой учёт	Двухставочный

			тариф
5 ЦК		Почасовое планирование и учёт	Одноставочный тариф
6 ЦК		Почасовое планирование и учёт	Двухставочный тариф

При этом потребители, в зависимости от максимальной мощности энергопринимающих устройств, могут выбрать:

- при мощности менее 670 кВт – 1-6 ЦК.
- при мощности более 670 кВт – 3-6 ЦК.

На стадии проектирования предприятия определяют оплату электроэнергии в зависимости от предполагаемого расхода электроэнергии предприятием за год и цены 1 кВт·ч. Оплата производится за потребление активной энергии по одноставочному тарифу, если полная мощность предприятия меньше 500 кВА и за присоединённую мощность по двухставочному тарифу – если больше 500 кВА.

Для предприятий с присоединённой мощностью до 500 кВА стоимость энергии равна:

$$C = W_a B \pm \alpha W_a B \text{ руб}$$

где $\alpha = 5\%$ - скидка (надбавка);

B – стоимость 1 кВт электроэнергии (тариф для предприятий).

Для предприятий с присоединённой мощностью свыше 500 кВА стоимость энергии равна:

$$C = (1 \pm \frac{\alpha}{100})(\sigma S_n + W_a B)$$

где σ – стоимость 1 кВА присоединённой мощности, руб.

Существенное уменьшение оплаты дает экономия электроэнергии. Главными направлениями, позволяющими экономить электроэнергию, являются:

- использование трехфазной системы;

- внедрение глубочайшего ввода, размещение подстанций и распределительных устройств в центре нагрузки;
- использование больших напряжений при передаче электроэнергии;
- равномерное распределение нагрузок по фазам и по времени суток;
- внедрение высококачественных контактов и изоляции, своевременный контроль за их состоянием;
- компенсация реактивной мощности (увеличение $\cos\varphi$);
- внедрение экономичных источников электрического света;
- покраска в светлые тона, содержание в чистоте стенок, потолков, пола помещений, также электрической арматуры;
- ограничение времени холостого хода, а также недогрузки электродвигателей и трансформаторов;
- очистка и высококачественная смазка устройств;
- использование высококачественной сертифицированной электроаппаратуры;
- использование «Интеллектуальных систем управления электроустановками».

Для экономии при потреблении электроэнергии населением можно использовать дополнительные меры: утепление оконных и дверных проемов, применение теплоизоляционных подставок, регулируемых выключателей источников света и другие.

Условные обозначения счетчиков электроэнергии:

СО — индукционный однофазный активной электроэнергии;

СА4 — индукционный трехфазный четырехпроводный активной электроэнергии; **СР4** — то же реактивной электроэнергии;

СЭТ1 — статический (электронный) однофазный активной электроэнергии;

СЭТ3 — статический трехфазный активной, а также реактивной электроэнергии.

Вопросы для самопроверки:

1. Какие виды потерь электроэнергии существуют в электрических сетях.
2. Назвать цель учета расхода электроэнергии.
3. Назвать приборы учета.
4. Пояснить смысл тарификации электроэнергии.
5. В каких случаях применяется многотарифный учет электроэнергии.
6. Влияет ли мощность предприятия на выбор тарифа.
7. Пояснить методику ориентировочного расчета стоимости электроэнергии.
8. Назвать основные направления экономии электроэнергии.
9. Для какой цели необходимо экономить электроэнергию.

Задания для самостоятельного решения

1. Задания для расчетов электрических цепей постоянного тока:

Электрическая цепь со смешанным соединением резисторов подключена к источнику постоянного тока. Определить эквивалентное сопротивление цепи; токи во всех ветвях и общий ток цепи; напряжения на всех участках и на зажимах цепи; мощность, потребляемую цепью. Внутренним сопротивлением источника и сопротивлением проводов пренебречь.

Исходные данные для решения:

R_1	R_2	R_3	R_4	R_5	R_6
Ом	Ом	Ом	Ом	Ом	Ом
6	10	12	6	4	5

Номер задания соответствует номеру схемы. На схеме задан дополнительный параметр для решения.

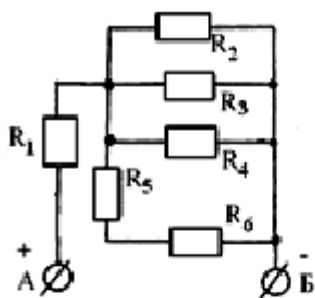


Схема 1. $U_2 = 26 \text{ В}$

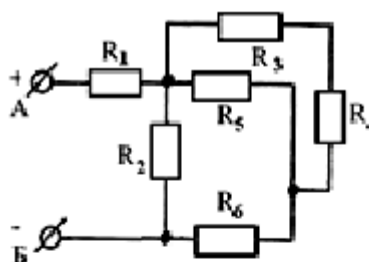


Схема 3. $I_1 = 8 \text{ А}$

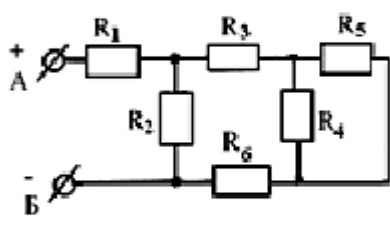


Схема 2. $P_1 = 48 \text{ Вт}$

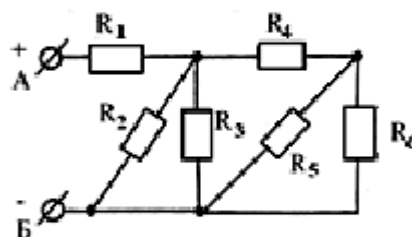


Схема 4. $U = 300 \text{ В}$

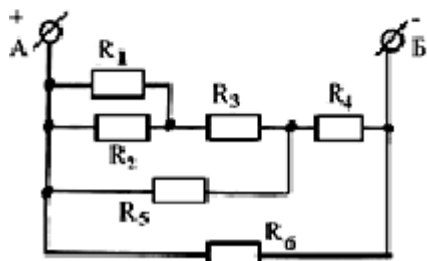


Схема 5. $I_3 = 10 \text{ А}$

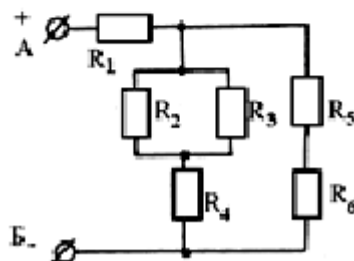


Схема 6. $P_5 = 64 \text{ Вт}$

2. Задания для расчетов электрических цепей переменного однофазного тока:

Электрическая цепь переменного тока содержит различные сочетания активных и реактивных элементов. Определить полное сопротивление; ток в цепи и угол сдвига фаз между током и напряжением цепи; активную, реактивную и полную мощности цепи, токи в ветвях или напряжения на участках.

Исходные данные для решения:

R_1	R_2	X_{L1}	X_{L2}	X_{C1}	X_{C2}
Ом	Ом	Ом	Ом	Ом	Ом
12	8	20	5	4	6

Номер задания соответствует номеру схемы. На схеме задан дополнительный параметр для решения.

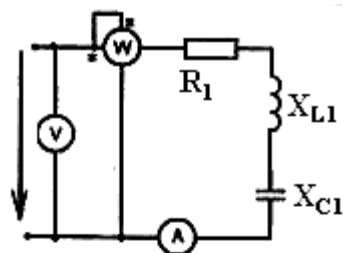


Схема 1. $Q_{L1}=144 \text{ ВАр}$

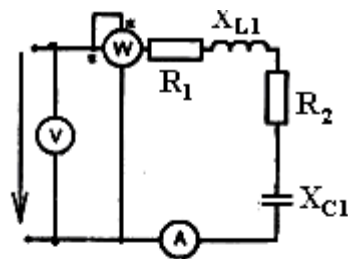


Схема 2. $I_1=4 \text{ А}$

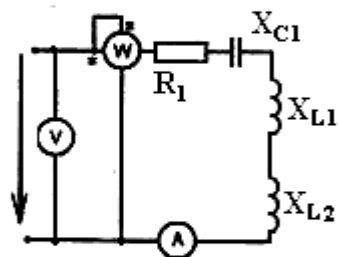


Схема 3. $U=300 \text{ В}$

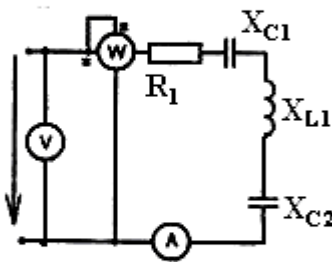


Схема 4. $P_{R1}=192 \text{ Вт}$

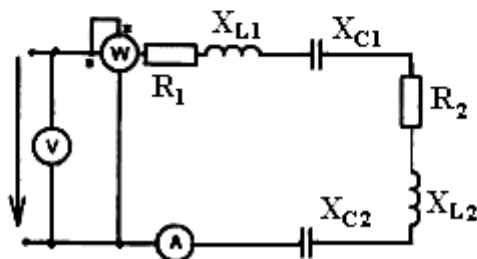


Схема 5. $Q_{C1}=198 \text{ ВАр}$

3. Задания для расчетов электрических цепей переменного трехфазного тока:

Номер задания соответствует номеру схемы.

Исходные данные для решения:

$U_{\text{л}} \text{ В}$	$R_{\text{ав}} \text{ Ом}$	$X_{\text{ав}} \text{ Ом}$	$R_{\text{вс}} \text{ Ом}$	$X_{\text{вс}} \text{ Ом}$	$R_{\text{са}} \text{ Ом}$	$X_{\text{са}} \text{ Ом}$
380	25	-	24	32	12	16
$U_{\text{л}} \text{ В}$	$R_{\text{а}} \text{ Ом}$	$X_{\text{а}} \text{ Ом}$	$R_{\text{в}} \text{ Ом}$	$X_{\text{в}} \text{ Ом}$	$R_{\text{с}} \text{ Ом}$	$X_{\text{с}} \text{ Ом}$
660	30	20	24	32	30	-

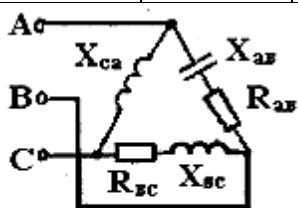


Рис. 1

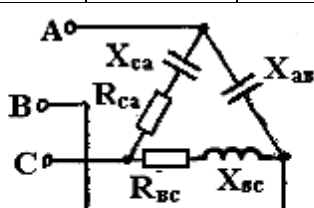


Рис. 2

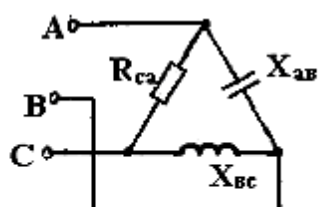


Рис. 3

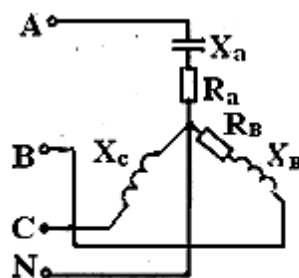


Рис. 4.

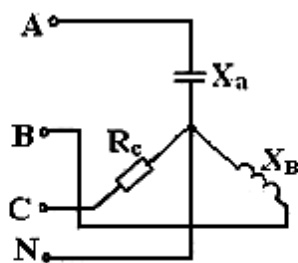


Рис. 5

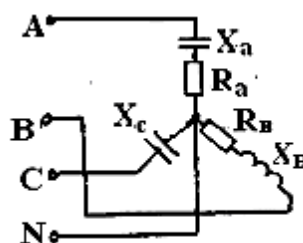


Рис. 6

4. Задания для определения внешних условий работы электрооборудования:

1. Дать характеристику технологического процесса, в котором имеется обращение окиси углерода.

2. Дать характеристику технологического процесса на газонаполнительной станции. Газ пропан.

3. Дать характеристику среды в цехе пропитки, хлопчатобумажной изоляции кабелей и проводов маслами и эпоксидными смолами.

4. Дать характеристику технологического процесса и окружающей среды в цехе пропитки, окраски и лакирования деталей и изделий.

5. Дать характеристику технологического процесса и окружающей среды на участке мойки бочек из-под легковоспламеняющихся жидкостей (ЛВЖ).

6. Расшифровать и проверить на соответствие классу зоны по ПУЭ электродвигатель 2ExdIIAT6, установленный на станции ремонта и зарядки аккумуляторов.

7. Расшифровать и проверить на соответствие классу зоны по ПУЭ электродвигатель IP45, установленный на станции технического осмотра автомобилей.

8. Расшифровать и проверить на соответствие классу зоны по ПУЭ автоматические аппараты защиты с маркировкой $\boxed{\text{O3T3}} \text{ (B)}$ в помещении цеха по производству аммиака и метанола.

9. Расшифровать и проверить на соответствие классу зоны по ПУЭ помещения насосной станции по перекачке жидкого топлива и других нефтепродуктов кабельное изделие марки НРБГ 3х70 + 1х35, проложенного в воздухе по конструкции и способу прокладки.

10. В цехе пропитки, хлопчатобумажной изоляции кабелей и проводов маслами и эпоксидными смолами проложена на скобах осветительная сеть проводом марки АППВ 2х1,5. Расшифровать маркировку и проверить на соответствие классу зоны по ПУЭ по конструкции и способу прокладки.

5. Задания для расчета мощности нагрузки:

1. Вентиляционная установка номинальной мощностью $P_n=15$ кВт. Коэффициент мощности установки $\cos\varphi=0,82$. Произвести расчет нагрузки методом коэффициента использования.

2. Моечная установка номинальной мощностью $P_n=45,2$ кВт. Коэффициент мощности установка $\cos\varphi=0,89$. Произвести расчет нагрузки методом коэффициента использования.

3. Установленная мощность основного оборудования, работающего с постоянной нагрузкой в длительном режиме: $P_{но}=127,6$ кВт, средневзвешенный коэффициент мощности $\cos\varphi=0,8$; установленная мощность осветительной нагрузки $P_{осв.}=18,7$ кВт, $\cos\varphi=0,87$; установленная мощность вспомогательного оборудования, работающего в кратковременном режиме: $P_{нв}=26,6$ кВт. Произвести расчет нагрузки группы электроприемников методом коэффициента спроса.

4. Установленная мощность группы оборудования, работающего с постоянной нагрузкой в длительном режиме: $P_{но}=257,3$ кВт, средневзвешенный коэффициент мощности $\cos\varphi=0,8$; Прочие нагрузки рассчитать. Произвести расчет нагрузки методом коэффициента спроса.

5. Основное оборудование, работающее в длительном режиме с постоянной нагрузкой: электрическая печь мощностью $P_{о1}=42,0$ кВт, $\kappa_{ио1}=0,65$; компрессор $P_{о2}=15,0$ кВт, $\kappa_{ио2}=0,75$, пресс $P_{о3}=10$ кВт, $\kappa_{ио3}=0,17$. Средневзвешенный $\cos\varphi=0,76$. Произвести расчет нагрузки методом упорядоченных диаграмм.

6. Основное оборудование, работающее в длительном режиме с постоянной нагрузкой: $P_{о1}=6,0$ кВт, $\kappa_{ио1}=0,95$; $P_{о2}=25,0$ кВт, $\kappa_{ио2}=0,75$. Средневзвешенный $\cos\varphi=0,78$. Произвести расчет нагрузки методом упорядоченных диаграмм.

7. Площадь помещения металлообрабатывающего цеха $F=348$ м², удельная плотность нагрузки в металлообрабатывающих цехах - $\gamma=0,12-0,25$ кВт/м², средневзвешенный коэффициент мощности $\cos\varphi=0,766$. Произвести расчет нагрузки методом упорядоченных диаграмм.

8. Суммарная активная нагрузка цеха $P_{н}=523$ кВт, площадь помещения деревообрабатывающего цеха $F=238$ м², средневзвешенный коэффициент мощности $\cos\varphi=0,86$, коэффициент спроса $K_c=0,6$. Определить удельную плотность нагрузки цеха и произвести расчет нагрузки методом коэффициента спроса.

9. Суммарная активная мощность кузнечного цеха $P_n=376$ кВт, удельная плотность нагрузки цеха $\gamma=0,2$ кВт/м², средневзвешенный коэффициент мощности $\cos\varphi=0,787$, коэффициент спроса $K_c=0,7$. Определить площадь помещения цеха и произвести расчет нагрузки методом коэффициента спроса.

10. В цехе удельный расход активной электроэнергии на единицу продукции $W_{уд}=2,76$ кВтч, количество продукции, выпускаемой за смену, $N_{см}=350$ шт, продолжительность наиболее загруженной смены $T_{см}=8$ ч. Произвести расчет нагрузки методом удельного расхода электроэнергии.

6. Задания для расчета электрических сетей:

1. Определить сечения проводов, выбрать провода и предохранители для защиты по условию нагрева. Линия постоянного тока с осветительной нагрузкой мощностью 14,6 кВт напряжением 110 В проложена скрыто во взрывоопасном помещении класса В-П.

2. Произвести тепловой расчет для линии постоянного тока с силовой нагрузкой мощностью 18,5 кВт напряжением 230 В. Помещение с нормальной окружающей средой, предусмотреть защиту от токов короткого замыкания и перегрузки.

3. Произвести тепловой расчет линии переменного тока с осветительной люминесцентной нагрузкой мощностью каждой лампы 40 Вт в число светильников 32, количество ламп в светильнике 2 шт. Помещение производственного цеха. Номинальное напряжение $U_n=220$ В. Коэффициент мощности люминесцентных ламп принять $\cos\varphi=0,87$. Предусмотреть защиту от перегрузки.

4. От ответвления трёхфазной линии переменного тока линейным напряжением $U_n=220$ В питается электродвигатель с мощностью $P=21$ кВт, коэффициент мощности $\cos\varphi=0,85$, КПД $\eta=0,27$, кратность пускового тока $k_n=6,5$. Цех с взрывоопасной средой класса В-Иб. Выбрать способ прокладки провода для ответвления, сечение проводов и аппаратов защиты.

5. Рассчитать и выбрать сечение провода и аппарат защиты для магистрали с линейным напряжением $U_n=380$ В, от которой питаются трехфазные двигатели с короткозамкнутым ротором. Коэффициент спроса $k_c=0,95$ Номинальные данные двигателей:

1. $P=27,5$ кВт, $\cos\varphi=0,88$, $\eta=0,85$, $k_n=7$;
2. $P=15,0$ кВт, $\cos\varphi=0,82$, $\eta=0,84$, $k_n=6,5$;
3. $P=3,0$ кВт, $\cos\varphi=0,78$, $\eta=0,80$, $k_n=5,5$.

6. Проверить сечение провода на соответствие: осветительная нагрузка с мощностью на щитке $P=17,5$ кВт подключена к сети с фазным напряжением 220 В в пожароопасной зоне класса П-Ia проводом марки АПРТО 2(1х6) на скобах.

7. Проверить заданное электрооборудование на соответствие: нагревательная нагрузка с мощностью $P=25,5$ кВт подключена к сети с фазным напряжением 220 В в сыром помещении проводом марки ПРИ 2(1х6) в трубах. Защита обеспечивается автоматическим выключателем типа АЗ161 с тепловым расцепителем, ток срабатывания $I_{ср.тепл}=25$ А.

8. По заданным допустимым потерям напряжения произвести выбор проводов и предохранителей. Линия постоянного тока питает нагрузку мощностью $P_n=30,0$ кВт, напряжением $U_n=220$ В, КПД $\eta=87,5\%$ проложена проводом с медными жилами, длина линии $L=50$ м, допустимые потери $u=3,0\%$.

9. По заданным допустимым потерям напряжения произвести выбор проводов и аппаратов защиты для однофазной линии переменного тока напряжением $U_1=230$ В длиной $L=80$ м, которая питает нагрузку мощностью $P=12,5$ кВт, $\cos\varphi=0,81$, Допустимые потери напряжения $u=2,5\%$. Пожароопасная зона класса П-Iб.

10. По исходным данным произвести выбор проводов и предохранителей. Трёхфазная линия переменного тока напряжением $U_1=230$ В имеет ответвление длиной $L=150$ м, которое питает электродвигатель

мощностью $P=5,5$ кВт, $\cos\varphi=0,92$, $\eta=0,91$, $\kappa_{\Pi}=7$. Допустимые потери напряжения $u\%=4,5$.

11. Для однофазной линии переменного тока напряжением $U_1=220$ В определить фактические потери напряжения. Линия питается от трансформатора номинальной мощностью $S=2,5$ кВА, коэффициент загрузки $\beta = 0,67$, коэффициент мощности $\cos\varphi=0,86$. Исходные данные участков: 1 участок: длина $\ell_1=125$ м, установленная мощность силового щитка $P_{\text{уст}}^{\text{ЩС}} = 60$ кВт, сечение провода 50 мм²; 2 участок: $\ell_2=170$ м, электродвигатель мощностью $P_{\text{н}}=21$ кВт, $\eta=82\%$, $\cos\varphi=0,85$, $\kappa_i=7,5$, сечение провода 25 мм².

12. Определить ток однофазного короткого замыкания и проверить на соответствие ему установленной защиты. Участок осветительной сети напряжением 220 В, длиной $\ell=280$ м, питается от трансформатора мощностью $S=1600$ кВА, проложен кабелем марки АВРГ $3\times 25+1\times 16$ в трубе, установлен предохранитель типа ПР-2-350, ток плавкой вставки $I_{\text{вст}}=200$ А. Взрывоопасная зона класса В-Па.

13. Произвести расчет трехфазного короткого замыкания на участке длиной $\ell=76$ м, мощность трансформатора $S=750$ кВА, напряжение 380 В, проложен проводом марки НРГ $3\times 70+1\times 35$ в трубах, установлен предохранитель типа ПН-2-400, ток плавкой вставки $I_{\text{вст}}=300$ А.

14. Определить сечения проводов в зависимости от вида защиты для электрической линии постоянного тока напряжением 120 В, проложенной алюминиевым проводом в земле, питается нагрузка мощностью $13,5$ кВт. Защита осуществляется при помощи установленного предохранителя типа ПР-2-200 с $I_{\text{пр}}=200$ А $U_{\text{пр}}=440$ В, плавкая вставка с номинальным током $I_{\text{вст}}=125$ А.

15. Определить сечения проводов в зависимости от вида защиты для электрической линии переменного тока напряжением 220 В, проложенной медным проводом в земле, питается нагрузка мощностью $21,7$ кВт. Защита

осуществляется при помощи установленного предохранителя типа ПР-2-100 с $I_{пр}=100$ А, $U_{пр}=380$ В, плавкая вставка с номинальным током $I_{вст}=100$ А.

16. Определить сечения проводов в зависимости от вида защиты для трехфазной цепи переменного тока, в которую подключен электродвигатель $P_n=18,5$ кВт, $U_n=380$ В, $\eta=80$ %, $\cos\varphi=0,82$. Линия проложена в земле кабелем с медными жилами марки НРГ. Защита обеспечивается магнитным пускателем типа ПА-422 с током уставки теплового реле 56 А.

7. Задания для расчета искусственного освещения:

Примечание: ЛН – лампа накаливания, ЛЛ – люминесцентная лампа, ДРЛ – ртутная лампа типа ДРЛ.

1. Выбрать тип светильника и рассчитать количество светильников для помещения конструкторского бюро с нормируемой освещенностью $E=400$ Лк методом светового потока.

Помещение	Высота, м	Длина, м	Ширина, м	Тип лампы
КБ	4	6	6	ЛЛ

2. Выбрать тип светильника и рассчитать количество светильников на складе с нормируемой освещенностью $E=75$ Лк точечным методом.

Помещение	Высота, м	Длина, м	Ширина, м	Тип лампы
Склад инструментальный	3,6	5	8	ЛН

3. Выбрать тип светильника и рассчитать количество светильников для помещения трансформаторной подстанции с нормируемой освещенностью $E=150$ Лк методом удельной мощности.

Помещение	Высота, м	Длина, м	Ширина, м	Тип лампы
ТП	3,4	8	10	ЛН

4. Выбрать тип светильника и рассчитать количество светильников для цеха металлопокрытий с нормируемой освещенностью $E=200$ Лк методом светового потока.

Помещение	Высота, м	Длина, м	Ширина, м	Тип лампы
Цех	6	10	16	ДРЛ

5. Выбрать тип светильника и рассчитать количество светильников для учебной аудитории с нормируемой освещенностью $E=400$ Лк методом светового потока.

Помещение	Высота, м	Длина, м	Ширина, м	Тип лампы
Учебная аудитория	3,0	10	20	ЛЛ

6. Выбрать тип светильника и рассчитать количество светильников для помещения лаборатории с нормируемой освещенностью $E=300$ Лк методом удельной мощности.

Помещение	Высота, м	Длина, м	Ширина, м	Тип лампы
Лаборатория	4,2	12	24	ДРЛ

7. Выбрать тип светильника и рассчитать количество светильников для заданного помещения с нормируемой освещенностью $E=400$ Лк точечным методом.

Помещение	Высота, м	Длина, м	Шир ина, м	Тип лампы
Кабинет	4,0	4	4	ЛЛ

8. Выбрать тип светильника и рассчитать количество светильников для заданного помещения с нормируемой освещенностью $E=400$ Лк методом светового потока

Помещение	Высота, м	Длина, м	Ширина, м	Тип лампы
Читальный зал	3,8	5	6	ЛЛ

9. Выбрать тип светильника и рассчитать количество светильников для заданного помещения с нормируемой освещенностью $E=200$ Лк. Метод расчета выбрать самостоятельно.

Помещение	Высота, м	Длина, м	Ширина, м	Тип лампы
Гальванический участок	5	10	12	ЛЛ

10. Выбрать тип светильника и рассчитать количество светильников для заданного помещения с нормируемой освещенностью $E=200$ Лк. Метод расчета выбрать самостоятельно.

Помещение	Высота, м	Длина, м	Ширина, м	Тип лампы
Ремонтный участок	6	12	16	ЛЛ

8. Задания для расчета и выбора трансформаторов

1. Выбрать цеховой трансформатор по исходным данным: максимальная активная мощность нагрузки цеха 138 кВт, средневзвешенный коэффициент мощности $\cos\varphi_c=0,9$, напряжение 380 В. В цехе имеются синхронные двигатели. Нужно ли компенсировать реактивную мощность в цехе?

2. Выбрать трансформатор для авторемонтного предприятия по исходным данным: активная мощность силовой нагрузки $P_c=310$ кВт, коэффициент спроса $k_c=0,71$, средневзвешенный коэффициент мощности $\cos\varphi_c=0,83$, активная мощность осветительной нагрузки $P_o=30$ кВт, $k_{co}=0,8$, коэффициент мощности $\cos\varphi_o=0,91$. Прочие нагрузки учесть.

3. Выбрать трансформатор для предприятия по выпуску безалкогольных напитков с учетом перспективы развития 10%, и определить мощность

трансформаторной подстанции. Исходные данные: активная мощность силовой нагрузки $P_c=187,6$ кВт, коэффициент спроса $k_c=0,64$, средневзвешенный коэффициент мощности $\cos\varphi_c=0,78$, активная мощность осветительной нагрузки $P_o=35,4$ кВт, $k_{co}=0,8$, коэффициент мощности $\cos\varphi_o=0,91$. Прочие нагрузки учесть.

4. Произвести расчет и выбрать при необходимости компенсационную установку для цеха: активная мощность цеха $P_{rc}=164,8$ кВт, расчетный $\operatorname{tg}\varphi_p=0,73$. Синхронные двигатели в цехе имеют суммарную реактивную мощность $Q_c=54$ кВАр, коэффициент использования синхронный двигателей $k_{ис}=0,32$, $\operatorname{tg}\varphi_2=0,33$.

5. Произвести расчет и выбрать при необходимости компенсационную установку для цеха: активная мощность цеха $P_{rc}=667,5$ кВт, расчетный $\operatorname{tg}\varphi_p=0,85$. Реактивная мощность синхронного двигателя $Q_c=85$ кВАр, коэффициент использования синхронного двигателя $k_{и}=0,25$; $\operatorname{tg}\varphi_2=0,42$.

6. Выбрать цеховой трансформатор для пищевого цеха с полной мощностью нагрузки цеха 376,8 кВА, напряжение 380 В. Учесть перспективу развития цеха 7%.

9. Задания для выбора аппаратов высокого напряжения:

1. Определить ток однофазного короткого замыкания и выбрать масляный выключатель. В цепи установлен трансформатор типа ТМ 160/10 мощностью 160 кВА, высшим напряжением 10 кВ, низшим напряжением 0,69 кВ. Длина петли «фаза-ноль» 0,087 км.

2. Определить ток двухфазного короткого замыкания и выбрать масляный выключатель. В цепи установлен трансформатор типа ТМ 25/10 мощностью 63 кВА, высшим напряжением 10 кВ, низшим напряжением 0,4 кВ. Длина участка 118 м.

3. Определить ток двухфазного короткого замыкания и выбрать масляный выключатель. В цепи установлен трансформатор типа ТСЗ 1600/10 мощностью

1600 кВА, высшим напряжением 10 кВ, низшим напряжением 0,4 кВ. Длина участка 320 м.

4. Определить ток трехфазного короткого замыкания и выбрать масляный выключатель. В цепи установлен трансформатор типа ТМ 63/10 мощностью 63 кВА, высшим напряжением 10 кВ, низшим напряжением 0,69 кВ. Длина участка 156 м.

10. Задания для расчета параметров заземления и молниезащиты:

1. Определить ток, который пройдет через тело человека при пробое изоляции, если сеть не заземлена, а напряжение прикосновения равно 127 В.

2. Определить ток, который пройдет через тело человека при однофазном коротком замыкании, если линейное напряжение сети равно 380 В.

3. Определить ток, который пройдет через тело человека при двухфазном коротком замыкании, если фазное напряжение равно 220 В.

4. Определить напряжение до прикосновения человека к корпусу двигателя и ток, протекающий через тело человека при прикосновении. Корпус заземлен с правой стороны заземлителем с сопротивлением $R_3=6$ Ом. Ток замыкания на корпус $I_3=16$ А, потенциал поверхности земли вблизи заземлителя $U=90$ В, а на расстоянии от заземлителя - $U=15$ В.

5. Произвести расчет одиночного вертикального заземлителя длиной 6 м. Почва – чернозем с удельным сопротивлением 200 Ом·м. Нормированное сопротивление заземления 4 Ом.

6. Произвести расчет заземления из квадратного профиля длиной 12 м, погруженных в землю вертикально. Грунт гравий. Нормированное сопротивление при напряжении 660 В – 2 Ом.

7. Произвести расчет заземления из труб длиной 30 м, погруженных в землю горизонтально. Грунт глина, Нормированное сопротивление заземления при напряжении 220В – 8 Ом.

8. Произвести расчет заземления из полос профильной стали длиной 28 м, погруженных в землю вертикально. Грунт чернозем. Нормированное сопротивление заземления при напряжении 380 В – 4 Ом.

11. Задания для расчета молниезащиты:

Произвести расчет параметров зоны защиты для заданного здания (сооружения) и типа молниеотвода.

Исходные данные для проектирования молниезащиты					
№ задачи	Размеры здания (сооружения)			Тип молниеотвода	Требуемая надежность, %
	S, м	L, м	h, м		
1	10	32	5,5	Двойной стержневой	99,5
2	5	12	4,5	Одиночный стержневой	95
3	18	26	5,5	Тросовый	95
4	20	20	5,6	Одиночный стержневой	99,5
5	16	32	8	Двойной стержневой	95
6	24,5	28	6,0	Одиночный стержневой	99,5
7	45	200	24	Тросовый	95
8	37	350	32	Двойной стержневой	99,5
9	4	20	12	Тросовый	95

10. Определить количество ожидаемых поражений здания, расположенного в Адыгее, не оборудованного молниезащитой.

11. Определить количество ожидаемых поражений здания, расположенного в Санкт-Петербурге, не оборудованного молниезащитой.

12. Определить количество ожидаемых поражений здания, расположенного в Приморском крае, не оборудованного молниезащитой.

Приложение

Таблица №1. Категории взрывоопасных смесей газов и паров с воздухом по ГОСТ 12.1.011-78

Категория смеси	Наименование смеси	БЭМЗ, мм
I	Рудничный метан	Более 1,0
II	Промышленные газы и пары	-
IIА	То же	Более 0,9
IIВ	" "	Более 0,5 до 0,9
IIС	" "	До 0,5

Таблица №2. Физико- химические свойства некоторых взрывоопасных смесей газов и паров с воздухом.

Наименование веществ	Температура самовоспламенения	Классификация смеси газа или пара с воздухом		Пределы воспламенения в воздухе % (об.)	
		категория	группа	нижний	верхний
1	2	3	4	5	6
Аммиак	780	A	T1	15,5	27
Ацетилен	335	C	T2	2,5	30
Ацетон	612	A	T1	2,9	13
Бензол	570-659	A	T1	1,1	6,8
Бутан	462	A	T2	1,9	8,4
Бутилен	465	A	T1	1,8	9,6
Водород	510	C	T1	4	74,2
Гексан	247	A	T3	1,25	6,9
Дивинил	420	B	T2	1,6	10,8
Изобутан	462	A	T1	1,8	8,4
Изобутилен	465	A	T1	1,8	9,6
Изопрен	400	A	T2	1,66	11,5
Кумол	500	A	T1	0,68	4,2
Метан	537-645	A	T1	4,9	16
Пропан	466	A	T1	2,1	9,5
Пентан	309	A	T2	1,4	8
Пропилен	410	A	T2	2	11,1
Окись пропилена	-	B	T2	2	22

Сероводород	290	В	T3	4,3	45,5
Сероуглерод	100	С	T5	0,8	50
Спирт метиловый	400	А	T2	6,72	35,5
Спирт этиловый	365	А	T2	3,6	19
Толуол	490	А	T1	1,27	6,8
Окись углерода	610	А	T1	12,5	74
Циклогексан	260	А	T3	1,2	10,6
Циклогексанон	440	А	T1	0,92	3,5
Этан	472	А	T1	2,5	15
Этилбензол	553	А	T2	0,9	9,4
Этилен	540	В	T2	3	32
Этилена окись	429	В	T2	3	80
Этилмеркаптан	262	А	T3	1,82	16,2
Этилцеллозольв	250	В	T3	2,6	15,7
Этил хлористый	519	А	T1	3,8	15,4
Эфир бутиловый	194	В	T4	-	-
Эфир изобутиловый	443	А	T1	1,4	7,9
Эфир этиловый	164	В	T4	1,7	49

Таблица №3. Классификация производственных помещений и наружных установок

Помещение или установка	Характеристика помещения
Сухое	Относительная влажность не превышает 60% Сухие помещения, в которых отсутствуют условия, характерные для жарких и пыльных помещений, а также для помещений с химически активной средой, называются нормальными.
Влажное	Пары и конденсирующаяся влага выделяются лишь временно и в небольших количествах, относительная влажность более 60%, но не превышает 75%.
Сырое	Относительная влажность длительно превышает 75%.
Особо сырое	Относительная влажность воздуха близка к 100% (потолок, стены, пол и предметы, находящиеся в

	помещении, покрыты влагой).
Жаркое	Температура длительно превышает 30 ⁰ .
Пыльное	По условиям производства выделяется технологическая пыль в таком количестве, что она может оседать на проводах, проникать внутрь машин, аппаратов и т.п. Пыльные помещения подразделяются на помещения с проводящей пылью и с непроводящей пылью.
С химически активной средой	По условиям производства постоянно или длительно содержатся пары или отложения, действующие разлагающе на изоляцию и токоведущие части электрооборудования.
Пожароопасные	Помещения и наружные установки, в которых находятся горючие вещества
П-I	Помещения и зоны, расположенные в помещениях, в которых обращаются горючие жидкости с температурой вспышки выше 61°C (помещения регенерации и складов минеральных масел, насосные по перекачке горючих жидкостей, цехи пропитки х/б пряжи маслами и смолами на кабельных заводах).
П-II	Помещения и зоны, расположенные в помещениях, в которых выделяются горючие пыль или волокна с нижним концентрационным пределом воспламенения более 65г/м ³ к объему воздуха (деревообрабатывающие цехи, малозапыленные помещения мельниц и элеваторов, цехи по обработке хлопка, льна, прядильные и т.п. цехи).
П-IIa	Производственные и складские помещения и зоны, расположенные в помещениях, в которых содержатся твердые горючие вещества, причем признаки, характеризующие помещения класса П-II отсутствуют (склады бумаги, сборочные цехи мебельных фабрик).
П-III	Наружные установки и расположенные вне помещения зоны, в которых обращаются горючие жидкости с температурой вспышки выше 61°C или твердые горючие вещества (открытые склады минеральных масел, угля, торфа, дерева)
Взрывоопасные	Помещения и наружные установки, в которых по условиям технологического процесса могут образовываться

	взрывоопасные смеси: газов и паров с воздухом или кислородом, а также с другими газами-окислителями (например, с хлором); горючих пылей и волокон с воздухом при переходе их во взвешенное состояние.
В-I	Помещения и зоны, расположенные в помещениях, в которых выделяются горючие газы или пары ЛВЖ в таком количестве и с такими свойствами, что они могут образовать с воздухом взрывоопасные смеси при нормальных недлительных режимах работы, например, при загрузке или разгрузке аппаратов, хранении или переливании ЛВЖ, находящихся в открытых емкостях.
В-Ia	Помещения и зоны, расположенные в помещениях, в которых при нормальной эксплуатации взрывоопасные смеси горючих газов (независимо от нижнего концентрационного предела воспламенения) или паров ЛВЖ с воздухом не образуются, а возможны только в результате аварий или неисправностей.
В-Iб	Те же помещения и зоны, расположенные в помещениях, что и класса В-Ia, но отличающиеся одной из следующих особенностей: - горючие газы в этих зонах обладают высоким нижним концентрационным пределом воспламенения (15% и более) и резким запахом при предельно допустимых концентрациях по ГОСТ 12.1.005-88 (например, машинные залы аммиачных компрессорных и холодильных абсорбционных установок); - образование в аварийных случаях общей взрывоопасной концентрации по условиям технологического процесса исключается, а возможна лишь местная взрывоопасная концентрация (например, помещения электролиза воды и поваренной соли, зарядные станции аккумуляторных батарей); - горючие газы и ЛВЖ имеются в небольших количествах, не создают общей взрывоопасной концентрации, и работа с ними производится без применения открытого пламени
В-Iг	Наружные установки, пространства у наружных установок, содержащие горючие газы или ЛВЖ,

	надземных и подземных резервуаров с ЛВЖ или горючими газами, эстакад для слива и налива ЛВЖ, прудов-отстойников.
В-II	Помещения и зоны, расположенные в помещениях, в которых выделяются переходящие во взвешенное состояние горючие пыли или волокна в таком количестве и с такими свойствами, что они способны образовать с воздухом взрывоопасные смеси при нормальных режимах работы (например, при загрузке и разгрузке технологических аппаратов).
В-IIа	Помещения и зоны, расположенные в помещениях, в которых опасные состояния, указанные для помещений класса В-II, не имеют места при нормальной эксплуатации, а возможны только в результате аварий или неисправностей.

Таблица №4. Степень защиты электрооборудования от попадания внутрь оболочки твердых посторонних тел и воды

Первая цифра	Степень защиты
0	Защита отсутствует
1	Защита от попадания твердых посторонних тел диаметром $\geq 2,5$ мм
2	Защита от попадания твердых посторонних тел диаметром $\geq 12,5$ мм
3	Защита от попадания твердых посторонних тел диаметром $\geq 2,5$ мм
4	Защита от попадания твердых посторонних тел диаметром ≥ 1 мм
5	Защита от вредного попадания пыли, которая не предотвращается полностью
6	Полная защита от проникновения пыли
Вторая цифра	Степень защиты
0	Защиты отсутствует
1	Защита от попадания от вертикально падающих капель
2	Защита от попадания капель, падающих под углом до 15°
3	Защита от попадания капель, падающих под углом до 60°
4	Защита от попадания брызг любого направления

5	Защита от попадания водяных струй любого направления
6	Защита от морской волны
7	Защита при погружении в воду (оговаривается давление и время погружения)
8	Защита при неограниченно долгом погружении в воду под определенным обусловленным давлением

Таблица №5. Допустимые способы прокладки кабелей и проводов во взрывоопасных зонах

Кабели и провода	Способ прокладки	Сети выше 1 кВ	Силовые сети до 1кВ	Осветительные сети до 380 В
Бронированные кабели	Открыто - по стенам и строительным конструкциям на скобах и кабельных конструкциях; в коробах, лотках, на тросах, кабельных и технологических эстакадах; в каналах; скрыто - в земле (траншеях), в блоках	В зонах любого класса		
Небронированные кабели в резиновой, поливинилхлоридной и металлической оболочках	Открыто - при отсутствии механических и химических воздействий; по стенам и строительным конструкциям на скобах и кабельных конструкциях; в лотках, на тросах	В-Іб, В-Іа, В-Іг	В-Іб, В-Іа, В-Іг	В-Іа, В-Іб, В-Іа, В-Іг
	В каналах пылеуплотненных или засыпанных песком	В-ІІ, В-Іа	В-ІІ, В-Іа	В-ІІ, В-Іа
То же	Открыто - в коробах	В-Іб, В-Іг	В-Іа, В-Іб, В-Іг	В-Іа, В-Іб, В-Іг
	Открыто и скрыто - в стальных водогазопроводных трубах	В зонах любого класса		
Изолированные провода	То же	То же		

Таблица №6. Допустимый длительный ток для проводов и шнуров с резиновой и поливинилхлоридной изоляцией с медными жилами

Сечение жилы, мм ²	Ток, А, для проводов, проложенных					
	открыто	в одной трубе				
		двух одно- жильных	трех одно- жильных	Четырех 1- жильных	одного 2- жильного	одного 3- жильного
0,5	11	-	-	-	-	-
0,75	15	-	-	-	-	-
1	17	16	15	14	15	14
1,2	20	18	16	15	16	14,5
1,5	23	19	17	16	18	15
2	26	24	22	20	23	19
2,5	30	27	25	25	25	21
3	34	32	28	26	28	24
4	41	38	35	30	32	27
5	46	42	39	34	37	31
6	50	46	42	40	40	34
8	62	54	51	46	48	43
10	80	70	60	50	55	50
16	100	85	80	75	80	70
25	140	115	100	90	100	85
35	170	135	125	115	125	100
50	215	185	170	150	160	135
70	270	225	210	185	195	175
95	330	275	255	225	245	215
120	385	315	290	260	295	250
150	440	360	330	-	-	-

Таблица №7. Допустимый длительный ток для проводов с резиновой и поливинилхлоридной изоляцией с алюминиевыми жилами

Сечение жилы, мм ²	Ток, А, для проводов, проложенных					
	открыто	в одной трубе				
		двух одно- жильных	трех 1- жильных	четырёх 1- жильных	Одного 2- жильного	одного 3- жильного
2	21	19	18	15	17	14
2,5	24	20	19	19	19	16

3	27	24	22	21	22	18
4	32	28	28	23	25	21
5	36	32	30	27	28	24
6	39	36	32	30	31	26
8	46	43	40	37	38	32
10	60	50	47	39	42	38
16	75	60	60	55	60	55
25	105	85	80	70	75	65
35	130	100	95	85	95	75
50	165	140	130	120	125	105
70	210	175	165	140	150	135
95	255	215	200	175	190	165
120	295	245	220	200	230	190
150	340	275	255	-	-	-

Таблица №8. Основные данные установочных проводов некоторых марок

Марка	Устройство	Назначение
ПР	Провод с медной жилой, резиновой изоляцией	Для прокладки в сырых и сухих помещениях
АПР	То же, что и ПР, но с алюминиевой жилой	То же
ПРГ	То же, что и ПР, гибкий	Для соединения подвижных частей в сухих и сырых помещениях и на открытом воздухе
АПРГ	То же, но с алюминиевой жилой	То же
ПРД	То же, что и ПР, двойной	В осветительных сетях сухих помещений
АПРД	То же, но с алюминиевой жилой	То же
ПРН	То же что и ПР, в негорючей резиновой оболочке	Для прокладки в сырых и сухих помещениях в каналах и на открытом воздухе
АПРН	То же, но с алюминиевой жилой	То же
ПРИ	То же, что и ПР, обладающий защитными свойствами	Для прокладки в сырых и сухих помещениях
АПРИ	То же, но с алюминиевой жилой	То же
ПРТО	Провод с медными жилами,	Для прокладки в негорючих

	резиновой изоляцией, в общей оплётке из х/б пряжи для прокладки в трубах	трубах
АПРТО	То же, но с алюминиевыми жилами	То же
ПРВД	Провод гибкий, с резиновой изоляцией в поливинилхлоридной оболочке	В осветительных сетях сухих помещений
ПВ	Провод с негибкой жилой, с поливинилхлоридной изоляцией	Для монтажа вторичных силовых и осветительных сетей в трубах, каналах
АПВ	То же, но с алюминиевой жилой	То же
ПП	Провод с медной жилой с изоляцией из самозатухающего полиэтилена	То же
АПП	То же, но с алюминиевой жилой	То же
ППВ	То же, что и ПП, плоский	Для открытой прокладки
АППВ	То же, но с алюминиевыми жилами	То же
АППП	То же, но с полиэтиленовой изоляцией, плоский	То же
ПГВ	Провод с гибкой медной жилой, состоящей из тонких проволочек, поливинилхлоридной изоляцией	Для скрытой и открытой прокладки
АВТ	Провод с изоляцией из поливинилхлоридного пластика с несущим тросом	Для наружной прокладки (для вводов) в 1 и 2 районах гололедности

Таблица №9. Основные данные силовых кабелей некоторых марок с медными и алюминиевыми (в марке буква А) жилами

Марка провода	Устройство провода	Назначение
СРГ, АВРГ	В свинцовой оболочке голый	Для прокладки внутри помещений, в каналах, туннелях при отсутствии механических воздействий
НРГ, АВРГ	В резиновой маслостойкой	Для прокладки внутри

	оболочке, не распространяющей горение	помещений, в каналах, туннелях при отсутствии механических воздействий
ВРГ, АВРГ	В поливинилхлоридной оболочке	Для прокладки внутри помещений, в каналах, туннелях при отсутствии механических воздействий при наличии агрессивных сред
СРБ, АСРБ, ВРБ, АВРБ, НРБ, АНРБ	В свинцовой или поливинилхлоридной, или резиновой маслостойкой оболочке, не распространяющей горение, бронированный двумя стальными лентами	Для прокладки в земле (траншеях) при отсутствии растягивающего усилия
СРБГ, АСРБГ, ВРБГ, АВРБГ, НРБГ, АНРБГ	В свинцовой или поливинилхлоридной, или резиновой маслостойкой оболочке, не распространяющей горение, бронированный двумя стальными лентами с противокоррозионной защитой	Прокладка внутри помещений, в каналах, туннелях при отсутствии значительный усилий
ВРБи, АВРБи	В поливинилхлоридной оболочке, бронированный двумя стальными лентами, поверх которых наложен покров, не распространяющий горение	Для прокладки в земле (траншеях) при отсутствии растягивающего усилия, когда требуется стойкость к распространению горения

Таблица №10. Характеристики некоторых свойств проводниковых материалов

Материал	Удельное сопротивление ρ , Ом мм ² /м	Удельная проводимость γ , м/Ом мм ²	Температурный коэффициент α	Изделия, для изготовления которых применяется
----------	--	--	------------------------------------	---

Медь	0,0172...0,018	58,2...55,5	0,0039	Провода,кабели, контактные зажимы
Алюминий	0,0262...0,0295	38,3...34	0,0036	То же, корпуса машин, детали
Сталь проводниковая	0,1	10		То же

Таблица №11. Технические данные шинопроводов

Тип	И _н , А	У _н , В	R _н на фазу, Ом/км	X _н на фазу, Ом/км	Z _н на фазу, Ом/км	Потери напряжения на 100 м, В при Cosφ=0,8	Ударный ток, кА
ШЗМ 16	1600	380/220	0,018	0,012	0,022	-	70
ШМА 73	1600	660	0,031	0,017	0,036	9,7	70
ШМА 68Н	2500	660	0,027	0,023	0,035	15,4	70
	4000	660	0,013	0,020	0,024	16,4	100
ШРА 73	250	380/220	0,20	0,10	0,24	9,5	-
ШРА 74	400	380/220	0,15	0,13	0,20	-	-
	630	380/220	0,14	0,10	0,17	-	-
ШРМ 75	100	380/220	-	-	-	-	-
	250	380/220	0,75	0,13	0,25	-	-
ШРА У	630	380/220	0,085	0,075	0,11	-	-
ШТА 75	250	660	-	-	-	-	10
ШТМ 73							
ШТА 76	100	~36-380 -24-220	-	-	-	-	5

ШМ – магистальный, ШР – распределительный; А – алюминиевые, М – медные.

Таблица №12. Сечение нулевой жилы для конструкций с уменьшенным сечением этой жилы в четырехжильных кабелях

Сечение основных жил, мм ²	10	16	25	35	50	70	95	120	150	185
Сечение нулевой жилы, мм ²	6	10	16	25	25	35	35	50	50	50

Таблица №13. Активное и индуктивное сопротивления трехжильных кабелей

Сечение жилы, мм ²	Активное сопротивление, Ом/км, при 20 ⁰ С		Индуктивное сопротивление Ом/км, при напряжении		
	алюминий	медь	до 1кВ	6 кВ	10 кВ
1,5	19,62	11,95	-	-	-
2,5	11,75	7,17	-	-	-
4	7,85	4,5	0,095	-	-
6	4,90	3,0	0,090	-	-
10	2,94	1,79	0,073	0,11	0,122
16	1,84	1,12	0,0675	0,102	0,113
25	1,17	0,716	0,0662	0,091	0,099
35	0,84	0,514	0,0637	0,087	0,095
50	0,589	0,359	0,0625	0,083	0,09
70	0,42	0,256	0,0612	0,08	0,086
95	0,31	0,189	0,0602	0,078	0,083
120	0,245	0,15	0,0602	0,076	0,081
150	0,196	0,12	0,0596	0,074	0,079
185	0,159	0,097	0,0596	0,073	0,077
240	0,125	0,075	0,0587	0,071	0,075

Таблица №14. Полное сопротивление цепи фаза-нуль для 4-жильных кабелей в пластмассовой оболочке

Сечение жил кабеля, мм ²	Материал жилы					
	Алюминий			Медь		
	Сопротивление, Ом/км					
	Р фазы	Р нуля	Z цепи	Р фазы	Р нуля	Z цепи
4х2,5	14,75	14,75	29,5	8,73	8,73	17,46
3х4+1х2,5	9,2	14,75	23,95	5,47	8,73	14,2
4х4	9,2	9,2	18,4	5,47	5,47	10,94
3х6+1х4	6,15	9,2	15,35	3,64	5,47	9,11
4х6	6,15	6,15	12,3	3,64	3,64	7,28
3х10+1х6	3,68	6,15	9,83	2,17	3,64	5,81
4х10	3,68	3,68	7,36	2,17	2,17	4,34
3х16+1х10	2,3	3,68	5,98	1,37	2,17	3,54
4х16	2,3	2,3	4,6	1,37	1,37	2,74

3x25+1x16	1,47	2,3	3,77	0,873	1,37	2,243
4x25	1,47	1,47	2,94	0,873	0,873	1,746
3x35+1x16	1,05	2,3	3,35	0,625	1,37	1,995
4x35	1,05	1,05	2,1	0,625	0,625	1,25
3x50+1x25	0,74	1,47	2,21	0,436	0,873	1,309
4x50	0,74	0,74	1,48	0,436	0,436	0,872
3x70+1x25	0,527	1,47	1,997	0,313	0,873	1,186
3x70+1x35	0,527	1,05	1,577	0,313	0,625	0,938
4x70	0,527	0,527	1,054	0,313	0,313	0,626
3x95+1x35	0,388	1,05	1,438	0,23	0,625	0,855
3x95+1x50	0,388	0,74	1,128	0,23	0,436	0,666
4x95	0,388	0,388	0,776	0,23	0,23	0,46
3x120+1x50	0,308	1,05	1,358	0,181	0,625	0,806
3x120+1x70	0,308	0,527	0,835	0,181	0,313	0,494
4x120	0,308	0,308	0,616	0,181	0,181	0,362
3x150+1x50	0,246	0,74	0,986	0,146	0,436	0,582
4x150	0,246	0,246	0,492	0,146	0,146	0,292
3x185+1x50	0,2	0,74	0,94	0,122	0,436	0,558
4x185	0,2	0,2	0,4	0,122	0,122	0,244
4x240	0,153	0,153	0,306	0,09	0,09	0,18

Таблица №15. Плавкие предохранители напряжением до 1 кВ

Тип предохранителя	Номинальное напряжение	Номинальный ток предохранителя	Номинальный ток плавкой вставки
К-45	~600	5	0,15; 0,25; 0,5; 1
ПРС-6	~380	6	1; 2; 4; 6
ПРС-20	-«-	20	10; 16; 20
ПР-2-15	~500,- 440	15	6; 10; 15
ПР-2-60	-«-	60	15; 20; 25; 35; 45; 60
ПР-2-100	-«-	100	60; 80; 100
ПР-2-200	-«-	200	100; 125; 160; 200
ПР-2-350	-«-	350	200; 225; 260; 300; 350
ПР-2-600	-«-	600	350; 430; 500; 600
ПР-2-1000	-«-	1000	600; 700; 850; 1000
НПН-2-15	-«-	15	6; 10; 15

НПН-2-60	-«-	60	20; 25; 35; 45; 60
ПН-50	~600	5	0,25; 0,5; 1; 2; 3; 4; 5
ПН-2-100	~380, - 220	100	30; 40; 60; 80; 100
ПН-2-250	-«-	250	80;100;120;150;200;250
ПН-2-400	-«-	400	200; 250; 300; 400
ПН-2-600	-«-	600	300; 400; 500; 600
ПП17-89	~380, - 440	1000	500; 630; 800; 1000
ПП18-33	~660, - 440	160	50; 63; 80; 100;125; 160
ПП18-34	-«-	250	125; 160; 200; 250
ПП18-37	-«-	400	250; 320; 400
ПП18-39	-«-	630	400; 500; 630
ПК-6/2-7,5	6 кВ	10	2; 3,2; 5; 8
ПК-6/10-30	-«-	30	10; 16; 20; 32
ПК-6/75	-«-	80	80
ПК-6/150	-«-	160	160
ПК-6/300	-«-	320	320
ПК-10/2	10	10	2; 3,2; 5; 8
ПК-10/10	-«-	32	10; 16; 20; 32
ПК-10/50	-«-	50	50
ПК-10/100	-«-	100	100
ПК-10/150	-«-	200	160; 200
ПК-35/2	35	10	2; 3,2; 5; 8; 10
ПК-35/15	-«-	20	16; 20
ПК-35/30	-«-	40	32; 40
ПКУ-6/40-50	6 кВ	40; 50	40; 50
ПКУ-6/20	-«-	20	2; 3,2; 5; 8; 10; 16; 20
ПКУ-6/50	-«-	50	32; 40; 50
ПКУ-6/100	-«-	100	80; 100
ПКУ-6/300	-«-	320	160; 200; 320
ПКУ-10/20	10	20	2; 3,2; 5; 8; 10; 16; 20
ПКУ-10/40	-«-	40	32; 40
ПКУ-10/75	-«-	80	50; 80
ПКУ-10/150	-«-	150	100; 150
ПКУ-20/15	20	16	2; 3,2; 5; 8; 10; 16
ПКУ-20/30	-«-	32	20; 32
ПКУ-20/50	-«-	50	40; 50

ПКУ-35/8	35	8	2; 3,2; 5; 8
ПКУ-35/20	-«-	20	10; 16; 20
ПКУ-35/40	-«-	40	32; 40

Таблица №16. Технические данные воздушных выключателей

Тип	Номинальный ток, А	Напряжение, В	Ток уставки, А	Предельный ток отключения, кА	
				Постоян.	Перемен.
A3160	50	-110, ~220	15, 25, 50	1,6-3,6	2,5-4,5
A3110	100	220	15, 25, 50, 100	5	2,5-10
A3120	200	220	15, 25, 50, 100	20	18
A3130	200	220	100-200	17-28	14-25
A3140	600	220	100-200	17-28	14-25
A3710Б- A37140Б	160-630	-440, ~660	250-600	25-50 110	32-40 40-60
A3710Ф- A3730Ф	160-630	220, 380	-	25-50	25-50
AK-63	63	200-440	0.63-63	5	9
AK-50	50	320-400	2-50	4,5	9
АП-50	50	220-500	1,6-50	1,252	0,3-2
A-63	25	110-220	0,63-25	2	2,5
AE-1000	25	240	6-25	-	1,5
AE-2000	25,63,100	220-500	-	10	16
AC-25	25	220-380	1-20	3,2	2
AB- 45/1000	6000	500	-	-	До 200
ACT-2/3	25	380	-	90	-
AE-2443	16,20,25,5 31,40,50,63	380	-	-	-

*AK-63, AE-2443 – с ручным приводом; AB – с электродвигательным; ACT – с электромагнитным.

Таблица №17. Технические данные некоторых асинхронных двигателей

Тип двигателя	P _н кВт	n _н об/мин	η _н	Cosφ _н	κ _i	κ _п	κ _м
С короткозамкнутым ротором серии 4А							

Синхронная частота вращения 3000 об/мин							
4AA56B2	0,25	2770	0,68	0,77	5	2,2	2
4AA63A2	0,37	2750	0,7	0,86	5	2,2	2
4AA63B2	0,55	2740	0,73	0,86	5	2,2	2
4A71A2	0,75	2840	0,77	0,87	5	2,2	2
4A71B2	1,1	2810	0,81	0,87	5	2,2	2
4A80B2	2,2	2850	0,83	0,85	5,5	2,2	2
4A90L2	3,0	2840	0,84	0,87	5,5	2,2	2
4A100S2	4,0	2880	0,86	0,88	6,5	2,2	2
4A100L2	5,5	2880	0,85	0,89	6,5	2,2	2
4A112M2	7,5	2900	0,87	0,91	7,5	2,2	2
4A132M2	11	2900	0,87	0,9	7,5	2,2	1,6
4A160S2	15	2940	0,88	0,91	7,5	2,2	1,4
4A160M2	18,5	2940	0,88	0,92	7,5	2,2	1,4
4A180S2	22	2940	0,89	0,91	7,5	2,2	1,4
4A180M2	30	2945	0,89	0,9	7,5	2,2	1,4
4A200M2	37	2945	0,90	0,89	7,5	2,2	1,4
4A200L2	45	2945	0,91	0,9	7,5	2,2	1,4
4A225M2	55	2945	0,91	0,92	7,5	2,2	1,2
4A250S2	75	2960	0,91	0,89	7,5	2,2	1,2
4A25024	90	2960	0,92	0,91	7,5	2,2	1,2
4A280S2	110	2970	0,91	0,89	7,5	2,2	1,2
Синхронная частота вращения 1500 об/мин							
4AA63A4	0,25	1365	0,68	0,65	5	2,2	2
4AA63B4	0,37	1380	0,68	0,69	5	2,2	2
4A71A4	0,55	1365	0,7	0,7	4,5	2,2	2
4A71B4	0,75	1390	0,72	0,73	4,5	2,2	2
4A80A4	1,1	1390	0,75	0,81	5	2,2	2
4A80B4	1,5	1420	0,77	0,83	5	2,2	2
4A90L4	2,2	1415	0,8	0,83	6	2,2	2
4A100S4	3,0	1425	0,82	0,83	6	2,4	2
4A100L4	4,0	1435	0,84	0,84	6	2,4	2
4A112M4	5,5	1430	0,85	0,85	7	2,2	2
4A132S4	7,5	1445	0,87	0,86	7,5	3	2,2
4A132M4	11	1455	0,87	0,87	7,5	3	2,2
4A160S4	15	1460	0,88	0,88	7	2,3	1,4

4A160M4	18,5	1465	0,88	0,88	7	2,3	1,4
4A180S4	22	1465	0,9	0,9	6,5	2,3	1,4
4A180M4	30	1470	0,9	0,9	6,5	2,3	1,4
4A200M4	37	1470	0,91	0,9	7	2,5	1,3
4A200L4	45	1475	0,93	0,9	7	2,5	1,2
4A225M4	55	1480	0,92	0,9	7	2,5	1,2
4A250S4	75	1480	0,93	0,9	7	2,3	1,2
4A250M4	90	1480	0,93	0,91	7	2,3	1,3
4A280S4	110	1470	0,92	0,9	5,5	2	1,3
Синхронная частота вращения 1000 об/мин							
4AA63B6	0,25	890	0,59	0,62	3	2,2	2,2
4A71A6	0,37	910	0,64	0,69	4,0	2,2	2
4A71B6	0,55	920	0,67	0,71	4,0	2,2	2
4A80A6	0,75	900	0,69	0,74	4	2,2	2
4A80B6	1,1	915	0,74	0,74	4	2,2	2
4A90L6	1,5	920	0,75	0,74	4,5	2,2	2
4A100L6	2,2	935	0,81	0,76	5	2,2	2
4A112MA6	3,0	950	0,81	0,81	6	2,2	2
4A112MB6	4,0	955	0,82	0,80	6	2,5	2
4A132S6	5,5	950	0,85	0,81	6,5	2,5	2
4A132M6	7,5	965	0,85	0,86	6,5	2,5	2
4A160S6	11	970	0,86	0,87	6	2,5	1,2
4A160M6	15	975	0,87	0,87	6	2	1,2
4A180M6	18,5	975	0,88	0,9	5	2	1,2
4A200M6	22	975	0,9	0,9	6,5	2	1,3
4A200L6	30	975	0,9	0,89	6,5	2,4	1,3
4A250S6	45	980	0,91	0,89	6,5	2,4	1,2
4A250M6	55	985	0,91	0,89	6,5	2,1	1,2
4A280M6	75	985	0,92	0,89	5,5	2,1	1,4
4A280S6	90	985	0,92	0,9	5,5	2,2	1,4
4A315S6	110	985	0,93	0,9	6,5	2,2	1,4
С короткозамкнутым ротором серии RA							
RA71A2	0,37	2800	71	0,81	5	2,3	2,4
RA71B2	0,55	2850	74	0,84	6,5	2,3	2,4
RA71A4	0,25	1325	62	0,78	3,2	1,7	1,7
RA71B4	0,37	1375	66	0,76	3,7	2	2

RA71A6	0,18	835	48	0,69	2,3	2,5	2
RA71B6	0,25	860	56	0,72	3	2,2	2
RA80A2	0,75	2820	74	0,83	5,3	2,5	2,7
RA80B2	1,1	2800	77	0,86	5,2	2,6	2,8
RA80A4	0,55	1400	71	0,80	5	2,3	2,8
RA80B4	0,75	1400	74	0,80	5	2,5	2,8
RA80A6	0,37	910	62	0,72	3,3	2	2,5
RA80B6	0,55	915	63	0,72	3,3	2	2,5
RA90S2	1,5	2835	79	0,87	6,5	2,8	3
RA90L2	2,2	2820	82	0,87	6,5	2,9	3,4
RA90S4	1,1	1420	77	0,80	5,5	2,3	2,6
RA90L4	1,5	1420	78,5	0,80	5,5	2,3	2,8
RA90S6	0,75	935	70	0,72	4	2,2	2,5
RA90L6	1,1	925	72	0,72	4	2,2	3
RAI00L2	3	2895	83	0,86	7	2,4	2,6
RA100LA4	2,2	1420	79	0,82	6	2,2	2,6
RAI00LB4	3	1420	81	0,81	6,2	2,2	2,6
RAI00L6	1,5	925	76	0,76	4,5	2	2,1
RA112M2	4	2895	84	0,87	6,8	2,2	3,3
RA112M4	4	1430	85,5	0,84	6,5	2,2	2,9
RA112M6	2,2	960	78	0,74	5,5	1,9	2,5
RA112M8	1,5	700	73	0,70	4,5	1,7	2,1
RAI32SA2	5,5	2880	89	0,89	6,5	2,4	3
RAI32SB2	7,5	2890	89	0,89	7	2,5	3,2
RA132S4	5,5	1450	85	0,85	7	2,4	3
RA132M4	7,5	1455	83	0,83	7	2,8	3,2
RA132S6	3	960	79	0,79	5,9	2,2	2,6
RA132MA6	4	960	80	0,80	6	2,2	2,6
RA132MB6	5,5	950	82	0,82	6	2,2	2,5
RA132S8	2,2	720	70	0,70	5	1,7	2,1
RA132M8	3	715	70	0,70	6	1,8	2,4
RA160MA2	11	2940	87,5	0,89	6,8	2	3,3
RA160MB2	15	2940	90	0,86	7,5	2	3,2
RA160L2	18,5	2940	90	0,88	7,5	2	3,2
RA160MA	11	1460	88,5	0,86	6,5	1,8	2,8
RA160ML4	15	1460	90	0,87	7	1,9	2,9

RA160M6	7,5	970	87	0,80	6	2	2,8
RA160ML6	11	970	88,5	0,82	6,5	1,2	2,9
RA160MA8	4	730	84	0,71	4,8	1,8	2,2
RA160MB	5,5	730	84	0,71	4,8	1,8	2,2
RA160L8	7,5	730	85	0,73	5,5	1,8	2,4
RA180M2	22	2940	90,5	0,89	7,5	2,1	3,5
RA180M4	18,5	1460	90,5	0,89	7	1,9	2,9
RA180L4	22	1460	91	0,88	7	2,1	2,9
RA180L6	15	970	89	0,82	7	2,3	3
RA180L8	11	730	87	0,75	5,5	1,8	2,4
RA200LA2	30	2950	92	0,89	7,5	2,4	3
RA200LB2	37	2950	92	0,89	7,5	2,4	3
RA200L4	30	1475	91	0,86	7,7	2,7	3,2
RA200LA6	18,5	970	87	0,82	5,5	1,8	2,7
RA200LB6	22	970	87	0,84	6	2	2,5
RA200L8	15	730	88	0,80	5,7	2	2,5

Таблица №18. Технические данные некоторых магнитных пускателей

Тип пускателя	Велич ина	Тепловое реле	I _н А	Предельная мощность двигателя при напряжении U		
				220 В	380 В	500 В
Нереверсивные						
ПМЕ-121 ПМЕ-121	I	Нет ТРН-8	10	2,2	4	4
ПМЕ-221 ПМЕ-222	II	Нет ТРН-25	23	5,5	10	10
ПА-321 ПА-322	III	Нет ТРН-32	40	10	17	17
ПА-421 ПА-422	IV	Нет ТРП-60	56	14	28	28
ПА-521 ПА-522	V	Нет ТРП-150	115	30	55	55
ПА-621 ПА-622	VI	Нет ТРП-150	140	40	75	75
Реверсивные						
ПМЕ-123 ПМЕ-124	I	Нет ТРН-8	10	2,2	4	4

ПМЕ-223 ПМЕ-224	II	Нет ТРН-25	23	5,5	10	10
ПА-323 ПА-324	III	Нет ТРН-32	40	10	17	17
ПА-423 ПА-424	IV	Нет ТРП-60	56	14	28	28
ПА-523 ПА-524	V	Нет ТРП-150	115	30	55	55
ПА-623 ПА-624	VI	Нет ТРП-150	140	40	75	75

Таблица №19. Световой поток ламп накаливания (по ГОСТ 2238-70)

Мощность лампы, Вт	Световой поток, Лм при напряжении			
	127 В	127-135 В	220 В	220-235 В
15	135	110	105	85
25	240	195	210	190
40	460	350	380	300
60	775	600	650	500
100	1480	1180	1320	1000
150	2300	1900	2000	1650
200	3200	2650	2920	2800
300	4950	-	4500	3750
600	9100	-	8200	6800
750	-	-	13100	-
1000	19500	-	18500	-
1500	29600	-	28000	-

**Таблица №20. Световой поток прямых люминесцентных ламп
(по ГОСТ 6825-70)**

Мощность лампы, Вт	Напряжение на лампе, в	Световой поток, Лм				
		ЛБ	ЛТБ	ЛХБ	ЛД	ЛДЦ
15	54	760	700	675	590	500
20	57	1180	975	935	920	820
30	104	2100	1720	1720	1640	1450
40	103	3000	2580	2600	2340	2100
65	110	4550	3980	3820	3570	3050
80	102	5220	4440	4440	4070	3560

Лампы мощные						
125	120	6000	-	-	-	-
150	90	-	-	8000	-	-
200	65	-	-	10000	-	-

**Таблица №21. Световой поток ртутных дуговых ламп типа ДРЛ
(по ГОСТ 16354-70)**

Мощность лампы, Вт	Напряжение на лампе, В	Световой поток, Лм
80	115	3200
125	125	5600
250	130	12500
400	135	22000
700	140	38500
1000	145	55000

Таблица №22. Коэффициенты использования светового потока

Индекс помещения 1	Коэффициенты, %	Тип светильника																	
		Уз и У-15 без рассеивателя	Уз и У-15 с рассеивателем	УПД	Гс и Гсу	ППД	ППР	Плафоны: ПГТ, ПНП, ПСХ, ВПЛН, ВПЛД	«Люцетта», светильники серии ПО открытые	Плафоны бытовые	ОД, ЛД, ОДО, ЛДО	ОДР, ЛДР, ОДОР, ЛДОР	ШОД	СДДРЛ	ГсР, ГсХР, СЗДРЛ				
		Рн	50	50	50	50	50	30	50	30	70	50	70	50	50	50	70	50	50
		Рс	30	30	30	30	30	30	10	30	10	50	30	50	30	30	30	50	30
i	0,5	20	15	22	34	19	12	9	14	10	22	18	14	9	23	22	22	25	31
	0,6	26	22	27	42	22	15	11	17	15	29	22	18	13	27	25	28	30	37
	0,7	34	28	31	47	28	19	15	20	16	34	27	22	16	31	29	32	33	42
	0,8	38	31	34	51	33	23	18	23	19	38	31	25	18	34	32	35	37	46
	0,9	41	33	37	55	35	25	19	25	20	41	34	27	20	37	34	38	40	49
	1,0	43	35	40	58	36	26	20	26	22	44	36	28	21	40	36	41	43	51
	1,1	45	36	42	60	38	28	22	28	23	46	38	30	23	42	39	43	45	54
	1,25	47	38	45	63	39	30	24	30	25	49	40	32	24	46	42	46	48	56
	1,5	50	40	49	67	42	32	25	32	28	52	43	35	26	50	45	50	52	60
	1,75	53	42	53	70	45	35	27	35	30	54	46	36	28	52	48	53	55	63
	2,0	55	44	55	73	47	37	29	37	32	56	48	38	30	55	50	55	58	65
	2,25	57	45	57	74	49	39	31	39	34	58	49	40	32	57	52	57	60	66
	2,5	59	47	58	76	51	40	32	40	35	60	51	41	33	58	53	59	61	67
	3,0	62	49	61	78	53	43	35	43	38	62	53	43	34	61	55	61	64	69
	3,5	64	51	63	79	55	45	36	44	40	64	54	45	36	63	57	63	65	70
	4,0	66	52	64	80	57	47	38	46	41	66	56	46	38	64	58	65	68	72
	5,0	69	53	66	82	59	49	40	48	43	68	58	48	41	67	60	67	69	73

¹ В ряде случаев для сходных светильников данные усреднены.

Таблица №23. Значения коэффициента запаса

Освещаемые объекты	Коэффициент запаса Кз	
	газоразрядных ламп	ламп накаливания
Производственные помещения с нормальными условиями среды	1,5	1,3
Производственные помещения с тяжелыми условиями среды	1,8-2	1,5-1,7
Территории промышленных предприятий, улицы, площади, дороги	1,5	1,3

Таблица №24. Значения удельной мощности светильников с люминесцентными лампами

Светильники типов ОДР, ОДО с лампами ЛБ, $\rho_n = 50\%$, $\rho_c = 30\%$								
h, м	S, м ²	Е, Лк						
		75	100	150	200	300	400	500
2-3	10-15	7	9.3	14	18.6	28	37	48
	15-25	5.9	7.9	11.8	15.8	23.5	32	39
	25-50	5	6.6	10	12.2	20	24.5	33
	50-150	4.1	5.4	8.2	10.8	16.4	21.5	27
	150-300	3.6	4.8	7.8	9.6	14.4	19.2	24
	>300	3.4	4.6	6.8	9.2	13.6	18.4	23
3-4	10-15	9.3	12.4	18.6	25	37	50	62
	15-20	8.1	10.8	16.2	21.5	32	43	54
	20-30	7.1	9.4	14.2	18.8	28	37	47
	30-50	6	8	12	16	24	32	40
	50-120	4.8	6.4	9.6	12.8	19.2	25.5	32
	120-300	4	5.3	8	10.6	16	21	27
	>300	3.6	4.8	7.2	9.6	14.4	19.2	24
4-6	10-17	12	16	24	32	48	64	80
	17-25	10.3	13.7	20.5	27.5	41	55	68
	25-35	8.8	11.7	17.6	23.5	35	47	58
	35-50	7.6	10.2	15.2	20.5	30	41	51
	50-80	6.5	8.6	13	17.2	26	34	43
	80-150	5.5	7.3	11	14.6	22	29	38

	150-400	4.3	5.8	8.6	11.6	17.2	23	28
	>400	3.7	5	7.4	10	14.8	20	25
Светильники типов ОД с лампами ЛБ, $\rho_{\text{п}}=50\%$, $\rho_{\text{с}}=30\%$								
h, м	S, м ²	Е, Лк						
		75	100	150	200	300	400	500
2-3	10-15	6.5	8.7	13	17.4	26	35	43
	15-25	5.5	7.3	11	14.6	22	29	37
	25-50	4.5	6	9	12	18	24	30
	50-150	3.7	5	7.5	10	15	20	25
	150-300	3.3	4.4	6.6	8.8	13.2	17.6	22
	>300	3.1	4.1	6.2	8.2	12.4	16.4	21
3-4	10-15	8.4	11.2	16.8	22.5	33	45	56
	15-20	7.2	9.6	14.4	19.2	29	38	48
	20-30	6.4	8.5	12.8	17	25.5	34	42
	30-50	5.5	7.3	11	14.6	22	29	36
	50-120	4.3	5.8	8.7	11.6	17.4	23	28
	120-300	3.7	4.9	7.4	9.8	14.8	19.6	25
	>300	3.4	4.5	6.8	9	13.6	18	23
4-6	10-17	10.6	14.2	21	28.5	42	57	71
	17-25	8.9	11.8	17.8	23.5	36	47	59
	25-35	7.8	10.4	15.6	21	31	42	52
	35-50	6.9	9.2	13.8	18.4	27.5	37	46
	50-80	5.9	7.9	11.8	15.8	23.5	32	40
	80-150	4.9	6.6	9.8	13.2	19.8	26.5	33
	150-400	4	5.3	8	10.6	16	21	26
	>400	3.4	4.6	6.9	9.2	13.8	18.4	23
Светильники типов ОДОР с лампами ЛБ, $\rho_{\text{п}}=50\%$, $\rho_{\text{с}}=30\%$								
h, м	S, м ²	Е, Лк						
		75	100	150	200	300	400	500
2-3	10-15	7.6	10.2	15.2	20.5	30	41	51
	15-25	6.4	8.5	12.8	17	25.5	34	43
	25-50	5.4	7.2	10.8	14.4	21.5	29	36
	50-150	4.4	5.9	8.8	11.8	17.6	23.5	30
	150-300	3.9	5.2	7.6	10.4	15.2	21	26
	>300	3.7	4.9	7.4	9.8	14.8	19.6	25
	10-15	10.4	13.8	21	27.5	42	55	96

3-4	15-20	8.8	11.8	17.6	23.5	35	47	59
	20-30	7.5	10	15	20	30	40	50
	30-50	6.4	8.5	12.8	17	25.5	34	43
	50-120	5.3	7	10.6	14	21	28	35
	120-300	4.8	5.8	8.7	11.6	17.4	23	28
	>300	3.9	5.2	7.8	10.4	15.6	21	26
4-6	10-17	13.9	18.5	28	37	55	74	92
	17-25	11.3	15	22.5	30	45	60	75
	25-35	9.7	13	19.4	26	39	52	65
	35-50	8.2	11	16.5	22	33	44	55
	50-80	7	9.3	14	18.6	28	37	47
	80-150	5.8	7.8	11.6	15.6	23	31	39
	150-400	4.7	6.6	9.4	12.6	18.8	25	32
	>400	4.1	5.5	8.3	11	16.6	22	27
Светильники типов ЛДОР с лампами ЛБ, ЛТБ, ЛХБ, $\rho_n = 50\%$, $\rho_c = 30\%$								
h, м	S, м ²	Е, Лк						
		75	100	150	200	300	400	500
2-3	10-25	7.5	10	15	20	30	40	50
	25-50	6.4	8.5	12.8	17	25	34	42
	50-150	4.8	6.4	9.6	12.8	19	25	32
	150-300	4.3	5.7	8.6	11.4	17	23	28
	>300	4	5.3	8	10.6	16	21	26
3-5	10-25	10	13	20	26	39	52	65
	25-50	7	9.6	14	19	28	38	47
	50-150	5.5	7.3	11	14.6	22	29	37
	150-300	4.6	6.1	9.2	12.2	18	24	30
	>300	4.2	5.6	8.4	11.2	17	22	28
4-6	25-50	10	13	20	26	39	52	65
	50-150	6.8	9	13.5	18	27	36	45
	150-300	5.1	6.8	10.2	13.6	20	27	34
	>300	4.6	6.1	9.2	12.2	18	24	30
	>300	3.8	5	7.5	10	15	20	25
Светильники типа ПЛУ $\rho_n = 50\%$, $\rho_c = 30\%$								
h, м	S, м ²	Е, Лк						
		75	100	150	200	300	400	500
	10-15	7.5	10	15	20	30	40	50

2-3	15-25	6.4	8.6	12.9	17.2	26	34	43
	25-50	5.6	7.5	11.2	15	22.5	30	37
	50-150	4.8	6.6	9.6	12.6	19.2	25	31
	150-300	4.1	5.6	8.2	11	16.4	22	27
	>300	3.9	5.2	7.8	10.4	15.6	21	26
3-4	10-15	10.5	14	21	28	42	56	70
	15-20	8.8	11.8	17.7	23.5	35	47	59
	20-30	7.3	9.8	14.6	19.6	29	39	49
	30-50	6.4	8.5	12.8	17	25.5	34	42
	50-120	5.5	7.4	11	14.8	22	29.5	37
	120-300	4.6	6.1	9.2	12.2	18.4	24.5	30
	>300	4.1	5.8	8.2	11	16.4	22	27
4-6	10-17	14.6	19.5	29	39	58	78	107
	17-25	11.6	15.5	23	31	46	62	77
	25-35	9.6	12.8	19.2	22.5	38	51	64
	35-50	8	10.6	16	21	32	42	53
	50-80	6.7	9	13.5	18	27	36	45
	80-150	5.8	7.8	11.7	15.9	23.5	33	39
	150-400	5	6.7	10	13.4	20	27	33
	>400	4.3	5.8	8.7	11.6	17.4	23	29
Примечание: коэффициент пересчёта: $k=1,13$ для ламп ЛТБ, ЛХБ; $k=1,29$ - для ЛД; $k=1,68$ - для ЛДЦ								

Таблица №25. Активное и реактивное сопротивления трансформаторов

Ст, кВ·А	R _т , Ом	X _т , Ом
25	0,16	0,32
40	0,1	0,2
63	0,05556	0,111111
100	0,035	0,07
160	0,021875	0,04375
250	0,01	0,03
400	0,00625	0,01875
630	0,003968	0,011905
1000	0,0022	0,0088
1600	0,001375	0,0055

Таблица №26.Силовые трёхфазные трансформаторы 10 (6) кВ

Марка	Мощность, кВА	Напряжение первичное, кВ	Напряжение вторичное, кВ	Напряжение короткого замыкания, %	Мощность потерь, кВт		Ток холостого хода, %
					хол хода	кор замык	
ТМ-25/10	25	10; 6	0,4; 0,69	4,5	0,135	0,6	3,2
ТМ-40/10	40	10; 6	0,4; 0,69	4,5	0,19	0,88	3
ТМ-63/10	63	10; 6	0,4; 0,69	4,5	0,265	1,28	2,8
ТМ-100/10	100	10; 6	0,4; 0,69	4,5	0,365	1,97	2,6
ТМ-160/10	160	10; 6	0,4; 0,69	4,5	0,565	2,65	2,4
ТМ-250/10	250	10; 6	0,4; 0,69	4,5	0,82	3,7	2,3
ТМ-400/10	400	10; 6	0,4; 0,69	4,5	1,05	5,5	2,1
ТМ-630/10	630	10; 6	0,4; 0,69	5,5	1,56	7,6	2
ТМ-1000/10	1000	10	0,4	5,5	2,45	12,2	1,4
ТМ-1600/10	1600	10	0,4	5,5	3,3	18	1,3
ТМ-2500/10	2500	10	0,4	5,5	4,6	25	1
ТМ-4000/10	4000	10	0,4	5,5	6,4	33,5	0,9
ТМ-6300/10	6300	10	0,4	6,5	9,0	46,5	0,8
ТСЗ-160/10	160	10	0,4	5,5	0,7	2,7	4
ТСЗ-250/10	250	10	0,4	5,5	1,0	3,8	3,5
ТСЗ-400/10	400	10	0,4	5,5	1,3	5,4	3
ТСЗ-630/10	630	10	0,4	5,5	2,0	1,3	1,5
ТСЗ-1000/10	1000	10	0,4	5,5	3,0	11,2	1,5
ТСЗ-1600/10	1600	10	0,4	5,5	4,2	16,0	1,5

Таблица 27. Коэффициент использования расчетной нагрузки для питающих сетей напряжением до 1 кВ

n,	Коэффициент использования K_n								
	0,1	0,15	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8
1	8,00	5,33	4,00	2,67	2,00	1,6	1,33	1,14	1,0
2	6,22	4,33	3,39	2,45	1,98	1,6	1,33	1,14	1,0
3	4,05	2,89	2,31	1,74	1,45	1,34	1,22	1,14	1,0
4	3,24	2,35	1,91	1,47	1,25	1,21	1,12	1,06	1,0
5	2,84	2,09	1,72	1,35	1,16	1,16	1,08	1,03	1,0
6	2,64	1,96	1,62	1,28	1,14	1,13	1,06	1,01	1,0
7	2,49	1,86	1,54	1,23	1,12	1,1	1,04	1,0	1,0
8	2,37	1,78	1,48	1,19	1,1	1,08	1,02	1,0	1,0
9	2,27	1,71	1,43	1,16	1,09	1,07	1,01	1,0	1,0
10	2,18	1,65	1,39	1,13	1,07	1,05	1,0	1,0	1,0
11	2,11	1,61	1,35	1,1	1,06	1,04	1,0	1,0	1,0
12	2,04	1,56	1,32	1,08	1,05	1,03	1,0	1,0	1,0
13	1,99	1,52	1,29	1,06	1,04	1,01	1,0	1,0	1,0
14	1,94	1,49	1,27	1,05	1,02	1,0	1,0	1,0	1,0

15	1,89	1,46	1,25	1,03	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
16	1,85	1,43	1,23	1,02	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
17	1,81	1,41	1,21	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
18	1,78	1,39	1,19	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
19	1,75	1,36	1,17	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
20	1,72	1,35	1,16	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
25	1,6	1,27	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
30	1,51	1,21	1,05	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
35	1,44	1,26	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
40	1,4	1,13	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
45	1,35	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
50	1,3	1,07	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
60	1,25	1,03	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
70	1,2	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
80	1,16	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0

Таблица №28. Коэффициенты спроса некоторых установок

Режим работы	Ки	Кс
Постоянная нагрузка		
<i>а) работающая в длительном режиме:</i>		
моечные установки		
насосы	0.7	0.75
вентиляторы	0.75	0.8
компрессоры	0.75	0.8
электрические печи, сушки	0.65	0.8
зарядные устройства	0.95	1.0
электровулканизаторы	0.97	1.0
<i>б) работающая в кратковременном режиме:</i>		
станки	0.12	0.25
Переменная нагрузка		
<i>а) работающая в длительном режиме:</i>		
подъемники	0.15-0.2	0.25
стенды	0.15-0.2	0.25
прессы	0.17	0.25
сварка	0.25	0.3
пульверизаторы	0.6	0.65
электролитические ванны	0.6	0.65
<i>б) работающая в кратковременном режиме:</i>		
тали	0.05-0.1	0.15

конвейера	0.5	0.55
тележки для пуска двигателей	0.4	0.5
механический инструмент	0.06	0.1
лабораторное оборудование	0.3	0.4
Осветительная нагрузка		
Мелкие производственные здания и торговые помещения		1
Производственные здания, состоящие из отдельных помещений		0,85
Библиотеки, административные здания, предприятия общественного питания		0,9
Лечебные, детские и учебные учреждения, конторско-бытовые и лабораторные здания		0,8
Складские здания		0,6
Аварийное освещение		1
Наружное освещение		

Таблица №29. Ориентировочные удельные плотности нагрузок на 1 м² полезной площади

Цех, корпус, завод	Плотность нагрузки, Вт/м ²	
	силовой	осветительной – при лампах накаливания
Цехи:		
литейные и плавильные	230–370	12–19
термообрубные и скрапоразделочные	260–280	12–19
механические и сборочные	300–580	11–16
механосборочные	280–390	12–19
электросварочные и термические	300–600	13–15
металлоконструкций	350–390	11–13
инструментальные	330–560	15–16
деревообрабатывающие и модельные	75–140	14–17
блоки вспомогательных цехов	260–300	17–18
Инженерные корпуса	270–330	16–20
Центральные заводские лаборатории	130–290	20–27
Заводы:		
горно-шахтного оборудования	400–420	10–13
бурового оборудования и гидрооборудования	260–330	14–15
краностроения	330–350	10–11
нефтеаппаратуры	220–270	17–18

Таблица №30. Технические данные масляных выключателей

Тип	U _{ном} кВ	I _{ном} А	S _{ном} МВА	I _{откл} кА	i _{уд} кА	t _{откл} с	t _{вкл} с
ВММ-10	10	400	170	10	25	0,1	0,2
ВПМ-10	10	1000;630	350	20	52	0,1	0,3
		630;400	280	16	40	0,1	0,3
ВПМП-10	10	1000;630	350	20	52	0,12	0,3
		630;400	280	16	40	0,12	0,3
ВКЭ-10	10	1600;1000;630	550	31,5	80	0,07	0,3
		1600;1000;630	350	20	52	0,07	0,3
ВК-10	10	1600;1000;630	550	31,5	80	0,05	0,075
		1600;1000;630	350	20	52	0,05	0,075
ВМПЭ-10	10	630;1000;1600;3200	550	31,5	80	0,12	0,3
МГГ-10	10	5000	1000	63	170	0,12	0,4
		5000;4000;3200	750	45	120	0,12	0,4
ВТ-35	35	630	750	12,5	32	0,15	0,34
ВТД-35	35	630	750	12,5	32	0,09	0,34
С-35-М	35	630	600	10	26	0,04	0,3
МКП-35	35	1000	1200	20	52	0,05	0,4
			1500	25	63		
ВМКЭ-35	35	1000	1000	16	40	0,11	0,35
С-35	35	3200;2000	3000	50	125	0,08	0,7

Таблица № 31. Комплектные компенсационные установки.

Тип	Номинальное напряжение U _н кВ	Номинальная мощность Q _н квар	Исполнение
ККУ-0,38-1	0,38	80	Внутреннее и наружное
ККУ-0,38-3	-«-	160	-«-
ККУ-0,38-5	-«-	280	-«-
КУ-6-1	6	330	Внутреннее
КУ-6-2	-«-	500	-«-
КУН-6-2	-«-	420	Наружное
КУ-10-1	10	330	Внутреннее
КУ-10-2	-«-	500	-«-
КУН-10-2	-«-	400	Наружное
УКН 0,38-75УЗ	-«-	75	Внутреннее

УКТ 0,38-75УЗ	-«-	75	-«-
УК-0,38-110Н	0,38	1×110	-«-
УКН 0,38-150УЗ	-«-	150	-«-
УК-0,38-220Н	-«-	2×110	Внутреннее
УК-0,38-300НЛ	-«-	2×150	-«-
УК-0,38-320Н	-«-	3×110	Внутреннее
УК-0,38-430Н	-«-	4×110	-«-
УК-0,38-450НЛ	-«-	3×150	-«-
УК-0,38-450НП	-«-	450	-«-
УК-0,38-540Н	-«-	5×110	-«-
УК-0,38-600НЛ	-«-	4×150	-«-
УК-0,38-600НП	-«-	600	-«-
УК-0,38-900НЛ	-«-	6×150	-«-
УК-0,38-900НП	-«-	900	-«-
УК-6-450ЛУЗ	6,3	450	-«-
УК-10-450ЛУЗ	10,5	450	-«-
УК-6-675ЛУЗ	6,3	675	-«-
УК-10-675ЛУЗ	10,5	675	-«-
УК-6-900ЛУЗ	6,3	900	-«-
УК-10-900ЛУЗ	10,5	900	-«-
УК-6-1125ЛУЗ	6,3	1125	-«-
УК-10-1125ЛУЗ	10,5	1125	-«-
УК-6-1350Л	6,5	1350	-«-
УК-10-1350Л	10,5	1350	-«-

Таблица №32. Расчетное электрическое удельное сопротивление грунта

Тип грунта	Ом*м	Тип грунта	Ом*м
Гранит	2000	Суглинок лесовидный	100
Базальт	2000	Суглинок пластичный	30
Песчаник	1000	Глина полутвердая	60
Песчаник влажный	800	Глина пластичная	20
Супесь	150	Сланцы глинистые	55
Гравий однородный	800	Подземные водоносные слои	5
Гравий глинистый	300	Смеси глины и песка	150
Чернозем	200	Щебень сухой	5000
Известняк поверхностный	5 050	Щебень мокрый	3000

Таблица №33. Среднее число ударов молнии на 1 км²

Среднегодовая продолжительность гроз в часах	20-40	40-60	60-80	80-100
--	-------	-------	-------	--------

Среднее число ударов молнии на 1 км ² поверхности в год	3	6	9	12
---	---	---	---	----

Рис. 1.

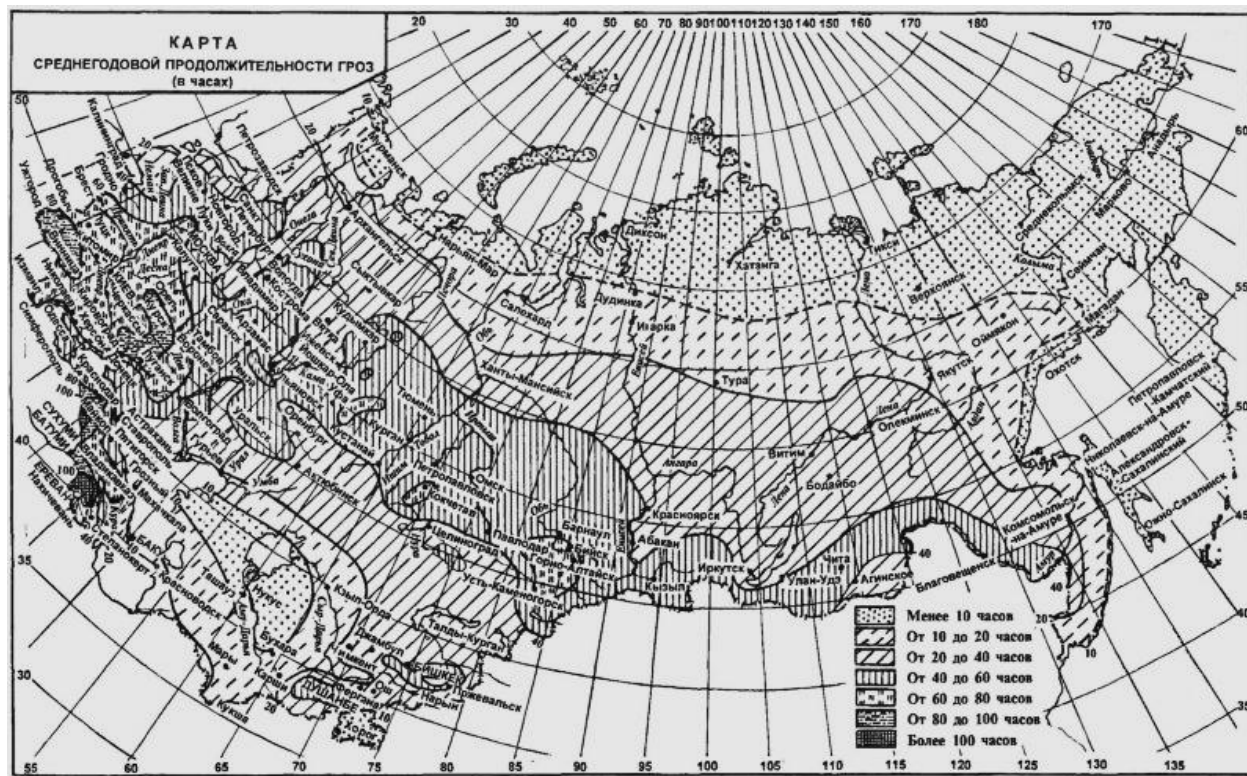


Таблица №34. Коэффициент использования заземлителей.

Для горизонтальных заземлителей				Для вертикальных заземлителей			
Число электродов	По контуру			Число электродов	По контуру		
	Отношение расстояния между электродами к их длине a/L				Отношение расстояния между электродами к их длине a/L		
	1	2	3		1	2	3
4	0.45	0.55	0.65	4	0.69	0.78	0.85
5	0.4	0.48	0.64	6	0.62	0.73	0.8
8	0.36	0.43	0.6	10	0.55	0.69	0.76
10	0.34	0.4	0.56	20	0.47	0.64	0.71
20	0.27	0.32	0.45	40	0.41	0.58	0.67
30	0.24	0.3	0.41	60	0.39	0.55	0.65
50	0.21	0.28	0.37	100	0.36	0.52	0.62
70	0.2	0.26	0.35	-	-	-	-
100	0.19	0.24	0.33	-	-	-	-
Число электродов	В ряд			Число электродов	В ряд		
	Отношение расстояния между электродами к их длине a/L				Отношение расстояния между электродами к их длине a/L		
	1	2	3		1	2	3
4	0.77	0.89	0.92	2	0.86	0.91	0.94
5	0.74	0.86	0.9	3	0.78	0.87	0.91
8	0.67	0.79	0.85	5	0.7	0.81	0.87
10	0.62	0.75	0.82	10	0.59	0.75	0.81
20	0.42	0.56	0.68	15	0.54	0.71	0.78
30	0.31	0.46	0.58	20	0.49	0.68	0.77
50	0.21	0.36	0.49	-	-	-	-
65	0.2	0.34	0.47	-	-	-	-

Библиографический список

1. Барышова Т.Л. Электротехника и электроника: курс лекций. – Майкоп, 2011. - 127 с.
2. Данилов, И. А. Общая электротехника: учебное пособие для бакалавров / И.А. Данилов. – М.: Юрайт, 2014. - 673 с.
3. Князевский Б.А., Трунковский Л.Е. Монтаж и эксплуатация промышленных электроустановок: Учеб. для вузов по спец. «Электроснабжение промышленных предприятий, городов и сельского хозяйства». 2-е изд. - М.: Высш.шк., 1984.
4. Пантелеев ЕТ. Монтаж и ремонт кабельных линий: Справочник электромонтажника / Под ред. А.Д.Смирнова и др.-2-е изд.-перераб. и доп.-М.: Энергоатомиздат, 1990.Правила устройства электроустановок / Минэнерго РФ. 7-е изд. - М.: НЦ ЭНАС, 2002. - 648 с.
5. Подкин, Ю.Г. Электротехника и электроника. В 2 т. Т. 1: Электротехника: учебное пособие для студентов вузов / Ю.Г. Подкин, Т.Г. Чикуров, Ю.В. Данилов; под ред. Ю. Г. Подкина. – М.: Академия, 2011. - 400 с.
6. Справочник по проектированию электроснабжения / Под ред. Ю-Г. Барыбина и др. - М.: Энергоатомиздат. 1990
7. Справочник по проектированию электроснабжения городов / В.А.Козлов, Н.И.Билик, ДЛ. Файбисович. 2-е изд. - Л.: Энергоатомиздат, 1986.
8. Федоров А.А., Каменева В.В. Основы электроснабжения промышленных предприятий. - М.: Энергия, 1979. - 408с.

Содержание

Предисловие	3
Введение	4
Глава 1. Общие понятия, определения и соотношения теории электрических цепей	5
Глава 2. Общая характеристика систем электроснабжения объектов	
2.1. Характеристика и структура систем электроснабжения	25
2.2. Основные требования, предъявляемые к СЭС	28
Глава 3. Классификация и характеристика электроустановок и приемников электроэнергии	
3.1. Классификация электроустановок	32
3.2. Классификация приемников электроэнергии	34
3.3. Параметры приемников электроэнергии	47
Глава 4. Графики электрических нагрузок.	
4.1. Краткая характеристика графиков нагрузки	52
4.2. Показатели, характеризующие графики нагрузки	55
4.3. Коэффициенты, характеризующие графики нагрузки	57
Глава 5. Методы определения расчетных электрических нагрузок	62
Глава 6. Передача и распределение электрической энергии	
6.1. Основные понятия электрических сетей	76
6.2. Расчет электрических сетей	98
6.3. Распределительные устройства	127
Глава 7. Электрооборудование на напряжение до 1 кВ	
7.1. Освещение и осветительные установки	132
7.2. Электрические машины и электропривод	147
Глава 8. Цеховые подстанции третьего уровня системы электроснабжения	
8.1. Основные виды и характеристики трансформаторов	158
8.2. Выбор трансформаторов для цеховых подстанций 3УР	167
8.3. Выбор схем цеховых подстанций 6(10) кВ	174
Глава 9. Главные понизительные подстанции	
9.1. Схемы и устройство подстанций 35-750 кВ	179
9.2. Аппараты высокого напряжения	183
Глава 10. Обеспечение электробезопасности и молниезащита	
10.1. Заземление и зануление электроустановок	194
10.2. Расчет молниезащитных устройств зданий и сооружений	207

Глава 11. Качество электроэнергии и компенсация реактивной мощности	
11.1 Параметры и методы повышения качества электроэнергии	217
11.2. Компенсация реактивной мощности	219
Глава 12. Потери электроэнергии в системах электроснабжения и ее учет	
12.1 Потери при передаче электроэнергии	227
12.2 Учет и тарификация электроэнергии	230
Задания для самостоятельного решения	236
Приложение	250
Библиографический список	282

Учебное пособие
Электроснабжение с основами электротехники
Составитель: Барышова Тамара Леонидовна