

Министерство образования Республики Беларусь

Учреждение образования
«Гомельский государственный технический
университет имени П. О. Сухого»

Кафедра «Электроснабжение»

О. Г. Широков, Д. М. Лось

ПОТРЕБИТЕЛИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И ЭЛЕКТРОМАГНИТНАЯ СОВМЕСТИМОСТЬ

**ЛАБОРАТОРНЫЙ ПРАКТИКУМ
по одноименному курсу
для студентов специальности
1-43 01 02 «Электроэнергетические системы и сети»
дневной формы обучения
В двух частях
Часть 1**

Гомель 2009

УДК 621.396(075.8)
ББК 31.29я73
Ш64

*Рекомендовано научно-методическим советом
энергетического факультета ГГТУ им. П. О. Сухого
(протокол № 15 от 29.06.2009 г.)*

Рецензент: канд. техн. наук, доц. каф. «Автоматизированный электропривод»
ГГТУ им. П. О. Сухого *А. В. Козлов*

Широков, О. Г.
Ш64 Потребители электроэнергии и электромагнитная совместимость : лаборатор. практикум по одноим. курсу для студентов специальности 1-43 01 02 «Электроэнергетические системы и сети» днев. формы обучения : в 2 ч. Ч. 1 / О. Г. Широков, Д. М. Лось. – Гомель : ГГТУ им. П. О. Сухого, 2009. – 123 с. – Систем. требования: PC не ниже Intel Celeron 300 МГц ; 32 Mb RAM ; свободное место на HDD 16 Mb ; Windows 98 и выше ; Adobe Acrobat Reader. – Режим доступа: <http://lib.gstu.local>. – Загл. с титул. экрана.

Содержатся краткие теоретические сведения, описание приборов и оборудования, порядок и правила техники безопасности, необходимые для выполнения лабораторных работ.

Для студентов специальности 1-43 01 02 «Электроэнергетические системы и сети» дневной формы обучения.

УДК 621.396(075.8)
ББК 31.29я73

© Учреждение образования «Гомельский
государственный технический университет
имени П. О. Сухого», 2009

ВВЕДЕНИЕ

Лабораторные занятия по курсу "Потребители электроэнергии и электромагнитная совместимость" специальности 1-43 01 02 "Электроэнергетические системы и сети" наряду с лекционными и практическими занятиями, являются обязательной составной частью при изучении вышеназванного курса.

Лабораторный практикум состоит из двух частей. Первая часть включает восемь лабораторных работ.

В основу данного лабораторного практикума положены предыдущие разработки кафедры:

1. Рунов Ю.А. Практическое пособие к лабораторным работам по курсу "Электроснабжение предприятий агропромышленного комплекса". Часть первая. – Гомель, ГГТУ им. П.О. Сухого, 2000.

2. Колесник Ю.Н., Рудченко Ю.А. Лабораторный практикум курсу "Электроснабжение промышленных предприятий" для студентов дневного отделения специальностей 1-43 01 03 "Электроснабжение", 1-43 01 07 "Техническая эксплуатация энергооборудования организаций", 1-43 01 02 "Электроэнергетические системы и сети", часть 1. – Гомель: ГГТУ им. П.О. Сухого, 2008.

Указанные методические указания были переработаны и дополнены. В связи с появлением новой специальности 1-43 01 02 "Электроэнергетические системы и сети" потребовалась разработка новой рабочей программы, объединяющей курсы "Потребители электроэнергии" и "Электромагнитная совместимость". В связи с этим потребовался новый перечень лабораторных работ.

Успешное и эффективное проведение лабораторных занятий возможно при предварительном изучении соответствующих разделов рекомендованной литературы, приведенной в конце каждой лабораторной работы.

ПРАВИЛА ЭЛЕКТРОБЕЗОПАСНОСТИ ВО ВРЕМЯ ЛАБОРАТОРНЫХ ЗАНЯТИЙ

Лабораторные стенды являются действующими электроустановками и при определенных условиях могут стать источником опасности поражения электрическим током. Тело человека обладает свойством электропроводности и при соприкосновении с токоведущими частями установки, находящимися под напряжением, оно становится звеном электрической цепи. Возникший в теле человека электрический ток может вызывать ожог кожи (электрическую травму) или нанести тяжелые поражения нервной, сердечной и дыхательной системам организма (электрический удар).

Установлено, что как постоянный, так и переменный электрические токи при величине 0,05 А являются опасными, а при величине 0,1 А – смертельными. Понятно, что опасность возрастает с увеличением напряжения.

Поэтому следует всегда помнить о возможности поражения электрическим током и соблюдать следующие меры предосторожности:

1. Прежде, чем приступить к соединению устройств, расположенных на стенде, убедись, что контакты автоматов сетей **разомкнуты**, а указатели положения элементов регулирования лабораторных автотрансформаторов и источников питания расположены в позиции "Нуль" или "Выкл".

2. Включать автоматы сетей и проводить первое опробование цепей с регулируемыми источниками питания можно только с разрешения **преподавателя**.

3. При сборке цепей избегайте пересечения проводов и обеспечьте высокую плотность контактов всех разъемных соединений. Неиспользованные провода уберите с монтажных панелей в отведенное для них место.

4. Убедитесь в исправности изоляции соединительных проводов. Не пользуйтесь проводами без наконечников или штырей.

5. Выполнять какие-нибудь пересоединения или разборку цепи под напряжением в работающей установке **категорически запрещено**.

6. **Помните**, что отключенный конденсатор может сохранить опасный остаточный заряд, и не забывайте **разрядить** его до включения в цепь.

7. **Не прикасайтесь** к незащищенным элементам соединительных и коммутационных устройств, находящихся под напряжением.

8. **Не приближайтесь к вращающимся частям** электрических машин. **Помните**, что даже гладкий вал способен “схватывать” части одежды и волосы.

9. Обнаружив любую неисправность в электротехническом устройстве, находящемся под напряжением, **немедленно отключите** и сообщите об этом преподавателю.

10. **Не допускайте холостого хода** трансформаторов тока и двигателей постоянного тока последовательного возбуждения. **Помните**, что это **опасно!**

В случае поражения электрическим током следует немедленно **отключить** установку от сети, **освободить** пострадавшего от действия электрического тока и **поставить в известность** о случившемся преподавателя, в обязанности которого входит оказание первой помощи до прибытия вызванного врача.

Ответственность за соблюдение правил техники электробезопасности **возлагается на студентов** работающих в лаборатории, а контроль за их выполнением ведется преподавателем и сотрудниками кафедры, участвующими в проведении лабораторных занятий.

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 1

ТЕМА: Изучение графиков электрических нагрузок

1.1. Цель работы

Изучить типы графиков нагрузки потребителей электроэнергии, их характеристики, а также практические задачи электроснабжения, решаемые на основе графиков электрических нагрузок.

1.2. Краткие теоретические сведения

При проектировании и эксплуатации систем электроснабжения имеют дело с тремя видами электрической нагрузки:

- активная мощность нагрузки P ;
- реактивная мощность нагрузки Q ;
- ток I .

Кривая, характеризующая изменение нагрузки во времени называется графиком электрической нагрузки (рис. 1.1).

Под величиной нагрузки в данный момент времени понимается ее действующее значение, показываемое измерительными приборами с достаточно малой инерцией.

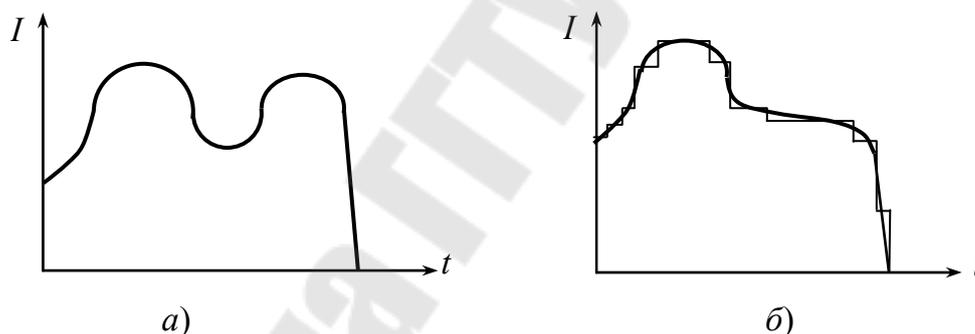


Рис. 1.1. Непрерывный (а) и дискретный (б) графики нагрузки

Для решения практических задач электроснабжения непрерывный график заменяют дискретным (рис. 1.1, б). Он может быть получен при помощи счётчиков электрической нагрузки.

Различают индивидуальные и групповые графики электрической нагрузки – соответственно, для отдельных электроприёмников и для группы электроприёмников.

Зная индивидуальные графики нагрузки можно получить групповой:

$$P(t) = \sum_{i=1}^n p_i(t); \quad Q(t) = \sum_{i=1}^n q_i(t); \quad I(t) = \frac{\sqrt{P^2(t) + Q^2(t)}}{\sqrt{3} \cdot U_H}.$$

Выражение $I(t) \approx \sum_1^n i_i(t)$ можно использовать тогда, когда коэффициенты мощности электроприёмников, формирующих групповой график нагрузки, примерно равны.

Для групповых графиков нагрузки степень регулярности определяется не только типами слагающих его индивидуальных графиков, но и взаимозависимостями нагрузок отдельных электроприёмников.

С точки зрения периодичности различают следующие типы групповых графиков нагрузки:

- нерегулярные;
- почти периодические.

В большинстве случаев имеют место почти периодические групповые графики нагрузки (рис. 1.2).

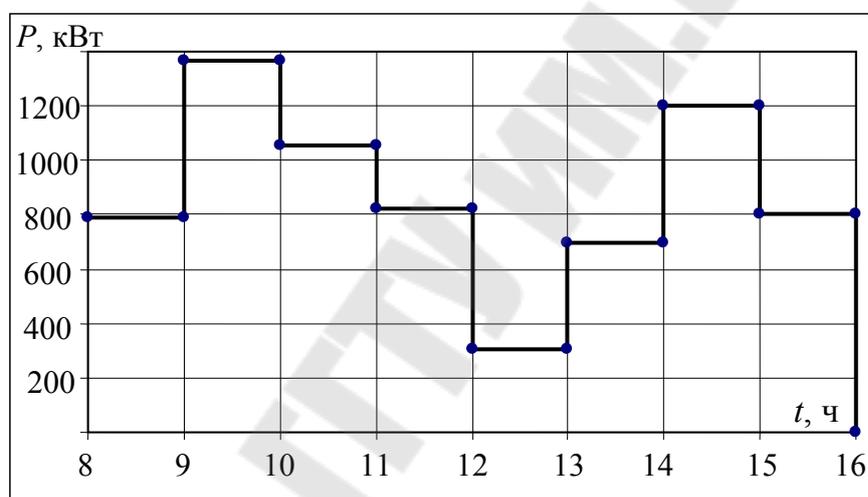


Рис. 1.2. Групповой график нагрузки потребителя электроэнергии за смену

Групповые графики нагрузки, для которых характерна повторяемость нагрузки в течение разных смен в определённые временные интервалы, называют почти периодическими.

Групповые графики нагрузки, используемые для решения практических задач электроснабжения, делятся на: суточные (сменные); годовые (по месяцам); упорядоченные; типовые.

Суточные (сменные) графики нагрузки (рис. 1.2) характеризуют изменение нагрузки в течение суток (смены). При этом следует различать рабочие сутки, а также выходные и праздничные дни, нагрузка в которые существенно ниже. Особенностью суточных графиков нагрузки является их неравномерность, когда наблюдаются утренний и вечерний максимумы. Ночью нагрузка существенно снижа-

ется. Исключение составляют потребители с непрерывным техническим процессом.

Годовые графики нагрузки характеризуют изменение нагрузки по месяцам в течение года (рис. 1.3).

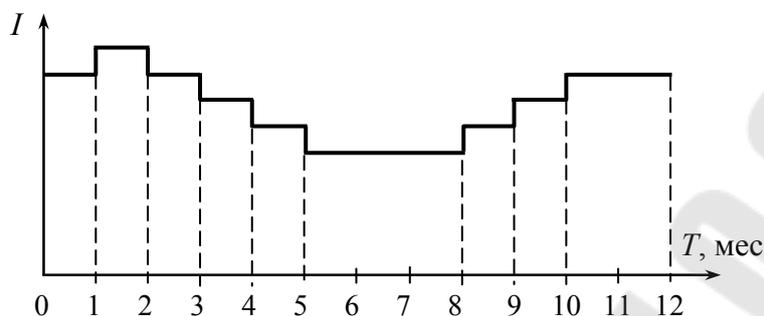


Рис. 1.3. Годовой график нагрузки потребителя электроэнергии

Различают два периода:

- 1) осеннее-зимний (1 и 4 кварталы года);
- 2) весеннее-летний (2 и 3 кварталы года).

Для годовых графиков нагрузки характерно снижение нагрузки в течение летнего периода и увеличение её в зимний период. Данные графики используются для определения сезонного фактора нагрузки, что имеет существенное значение при проектировании систем электроснабжения потребителей электроэнергии сельскохозяйственного производства.

Упорядоченные графики нагрузки показывают время работы потребителя с определённой нагрузкой за принятый временной промежуток, например, за сутки, или за год (рис. 1.4).

Упорядоченные графики используют для определения расхода электроэнергии и времени использования максимума нагрузки T_m , времени максимальных потерь τ , а также для установления закона распределения вероятности нагрузки.

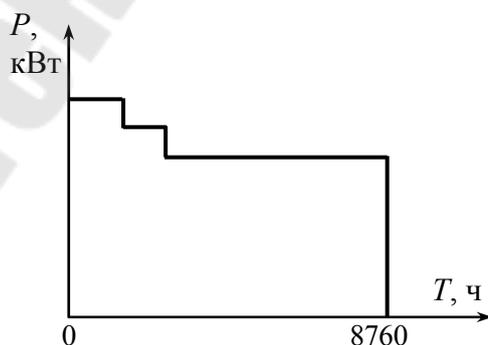


Рис. 1.4. Упорядоченный график нагрузки потребителя электроэнергии

Типовой график нагрузки – усреднённый по времени и набору электроприёмников график нагрузки аналогичных по режиму работы потребителей.

При большом количестве электроприёмников, входящих в группу (цех, завод, жилой дом, район) их групповой график нагрузки становится устойчивым, почти периодическим.

Различают типовые графики сельскохозяйственных потребителей, промышленных потребителей (по отраслям) и потребителей коммунально-бытового сектора. Данные типовых графиков нагрузки приводятся в справочной литературе в относительных единицах и используются при проектировании систем электроснабжения потребителей.

Нагрузка типового графика, как правило, нормируется относительно максимального значения и представляется в процентах.

В отличие от промышленных потребителей вечерний максимум нагрузки потребителей коммунально-бытового сектора больше, чем утренний.

При рассмотрении типовых графиков нагрузки имеют место характерные графики за летний и зимний дни. Для различия графиков нагрузки по сезонам года используют коэффициент сезонности (в основном, для потребителей сельского хозяйства).

Коэффициент сезонности – отношение математического ожидания максимума нагрузки данного месяца к математическому ожиданию годового максимума нагрузки.

При проектировании систем электроснабжения следует учитывать, что время наступления максимальной нагрузки у различных потребителей разное, поэтому при совместном электропитании этих потребителей необходимо учитывать эффект несовмещения максимумов их нагрузки.

Очевидно, что суммарная максимальная нагрузка потребителей меньше суммы их максимумов:

$$P_{\text{мy}} \leq \sum P_{\text{M}_i} .$$

Данное явление характеризуется коэффициентом совмещения максимумов:

$$K_0 = K_{\Sigma} = \frac{P_{\text{мy}}}{\sum P_{\text{M}_i}} .$$

Значения этого коэффициента представлены в справочной литературе для различных потребителей электроэнергии. Также он может

быть определен в зависимости от коэффициента использования и времени использования максимума нагрузки потребителей электроэнергии по справочным номограммам:

$$K_0 = f(K_{и}; T_M).$$

Таким образом, типовые графики нагрузки (как правило, суточные) приводятся в справочной литературе, где нагрузка представлена в относительных единицах. Однако на практике оперировать с графиками нагрузки не всегда удобно, поэтому при расчётах электрических нагрузок, согласовании технических условий на электроснабжение, решении задач на лимитирование и управление электропотреблением пользуются показателями, характеризующими графики нагрузки.

При известной установленной мощности $P_{уст}$ и известном графике электрических нагрузок можно определить физические величины и безразмерные коэффициенты ГЭН.

Физические величины графиков нагрузки

Физические величины, характеризующие графики электрических нагрузок, следующие:

1. P_c – средняя нагрузка (Q_c, S_c, I_c);
2. $P_{ск}$ – среднеквадратичная (эффективная) нагрузка ($Q_{ск}, S_{ск}, I_{ск}$);
3. P_m – максимальная нагрузка (Q_m, S_m, I_m):
 - а) P_p – расчётная (максимальная длительная) нагрузка;
 - б) $P_{пик}$ – пиковая (максимальная кратковременная) нагрузка.

Средняя нагрузка – постоянная, неизменная во времени нагрузка в течение рассматриваемого промежутка времени, которая вызывает такой же расход электроэнергии, что и реальная, изменяющаяся нагрузка за этот же промежуток времени (T):

$$P_c = \frac{\int_0^T P(t) dt}{T}.$$

На практике средняя нагрузка определяется по показателям электрических счётчиков, либо других приборов, с помощью формул:

$$P_c = \frac{W}{T}; \quad Q_c = \frac{V}{T}; \quad P_c = \frac{\sum P_i \cdot \Delta t_i}{T};$$

$$i_c = \frac{1}{\sqrt{3}U_H \cdot T} \int_0^T \sqrt{P^2 + Q^2} dt \approx \frac{\sqrt{P_c^2 + Q_c^2}}{\sqrt{3}U_H};$$

$$P_c = \sum p_{c_i}; Q_c = \sum q_{c_i}; I_c \approx \sum i_{c_i}.$$

В практических целях в качестве средней нагрузки используется среднечасовая, средняя нагрузка за смену, за сутки, среднегодовая нагрузка. Для определения расчётной нагрузки используется средняя нагрузка за наиболее нагруженную смену, в качестве которой выбирается смена с наибольшим расходом электроэнергии. Средняя мощность используется также и для определения расхода электроэнергии потребителей.

Среднеквадратичная нагрузка – такая неизменная в течение промежутка времени T нагрузка, которая вызывает потери мощности и энергии в элементах системы электроснабжения потребителей такие же, как реальная изменяющаяся за это же время (T) нагрузка:

$$P_{\text{ск}} = \sqrt{\frac{1}{T} \cdot \int_0^T P^2(t) dt}; I_{\text{ск}} = \sqrt{\frac{1}{T} \cdot \int_0^T I^2(t) dt}; P_{\text{ск}} = \sqrt{\frac{\sum P_i^2 \cdot \Delta t_i}{T}}.$$

Среднеквадратичная нагрузка используется для определения потерь мощности и энергии в элементах системы электроснабжения.

Понятие «среднеквадратичной нагрузки» приводит к понятиям «дисперсия нагрузки» и «стандартного отклонения нагрузки»:

$$DP = P_{\text{ск}}^2 - P_c^2; DI = I_{\text{ск}}^2 - I_c^2;$$

$$\sigma_P = \sqrt{DP}; \sigma_I = \sqrt{DI}.$$

Максимальная нагрузка – это наибольшая из средних нагрузок за рассматриваемый промежуток времени. При этом различают максимальную длительную и кратковременную нагрузки.

Максимальная длительная нагрузка характеризуется периодом усреднения от нескольких минут до нескольких часов. Она используется для выбора токоведущих частей СЭС по условию нагрева.

Максимальная кратковременная нагрузка характеризуется периодом усреднения от доли до нескольких секунд. Её называют пиковой нагрузкой:

$$I_{\text{пик}} > I_{\text{м}} \geq I_{\text{ск}} \geq I_c.$$

Пиковая нагрузка используется для расчётов релейной защиты и автоматики, выбора предохранителей и автоматических выключателей.

Из максимальной длительной нагрузки важнейшее значение имеет расчётная нагрузка. Под расчётной нагрузкой понимается такая условная нагрузка, которая эквивалентна реальной нагрузке по наиболее тяжелому тепловому эффекту. В связи с этим рассматривают следующие 2 определения расчётной нагрузки:

- 1) расчётная нагрузка, определяющая нагрев (износ) изоляции;
- 2) расчётная нагрузка, определяющая нагрев токоведущих частей.

Из 2-х значений расчётной мощности используют наибольшее значение. Как правило, этим значением является нагрузка, которая обуславливает наибольший нагрев проводника над температурой окружающей среды. При этом значение расчётной мощности определяется, как:

$$P_p = \sqrt{3} \cdot I_p \cdot U_n \cdot \cos\varphi_{\text{ср.взв}}; \quad \cos\varphi_{\text{ср.взв}} = \frac{W}{\sqrt{W^2 + V^2}}.$$

Так как нагрев проводника определяется продолжительностью нагрузки, то должны существовать определённые периоды усреднения графика нагрузки. В качестве такого периода принимается величина, равная утроенному значению постоянной времени нагрева токоведущих частей системы электроснабжения, на которые рассчитывается нагрузка:

Коэффициенты графиков нагрузки

Наряду с физическими величинами графики нагрузки описываются безразмерными коэффициентами. Эти коэффициенты устанавливают связь между основными физическими величинами, характеризуют неравномерность графиков нагрузки, а также использование электроприёмников и потребителей электроэнергии по мощности и времени.

Рассмотрим коэффициенты, характеризующие связь между основными физическими величинами графиков нагрузки:

Коэффициент максимума графика:

$$k_{\text{м.г.}} = \frac{P_{\text{м}}}{P_{\text{с}}}.$$

В практике электроснабжения при определении расчётных нагрузок методом упорядоченных диаграмм, вместо коэффициента максимума используют коэффициент расчётной нагрузки:

$$k_p = \frac{P_p}{k_{и} P_{уст}},$$

где P_p – расчетная нагрузка, представляет собой максимальную нагрузку, эквивалентную реальной по тепловому эффекту.

Коэффициент максимума относится к групповым графикам нагрузки и устанавливает связь между средней и максимальной нагрузками за наиболее загруженную смену.

Коэффициент расчётной нагрузки определяется по справочным номограммам в зависимости от группового коэффициента использования, эффективного количества электроприёмников и постоянной времени нагрева токоведущих частей:

$$k_p = f(k_{и}; n_{э}; T_0).$$

При этом РТМ 36.18.34.4-92 приняты следующие постоянные времени нагрева:

$T_0 = 10$ мин – для сетей напряжением до 1 кВ, выполненных распределительными шинопроводами и шкафами;

$T_0 = 2,5$ ч – для магистральных шинопроводов, вводно-распределительных устройств и цеховых трансформаторных подстанций;

$T_0 \geq 30$ мин – для кабелей напряжением 6-10 кВ, питающих цеховые трансформаторные подстанции и распределительные пункты. Расчетная мощность нагрузки для этих элементов определяется при $K_p = 1$.

Коэффициент заполнения графика:

$$k_{з.г.} = \frac{P_c}{P_m} = \frac{1}{k_m}.$$

Данный коэффициент определяется, как для группового, так и для индивидуального графика нагрузки.

Коэффициент формы графика:

$$k_{ф.г.} = \frac{P_{ск}}{P_c}, \quad k_{ф.г.} \geq 1,$$

где $k_{ф.г.} = 1 - 1,2$ – для групповых графиков;

$k_{ф.г.} = 1 - 3$ – для индивидуальных графиков.

Например, режим работы насосного агрегата привода нефтедобывающего станка-качалки, характеризуется периодическим графиком нагрузки (рис. 1.5). Коэффициент формы такого графика состав-

ляет около 2-х, что приводит к высоким потерям мощности и энергии в элементах электроснабжения данной установки. Поэтому, с целью снижения потерь, к одному источнику питания (трансформатору) подключают несколько таких агрегатов, в результате чего выравнивается групповой график нагрузки.

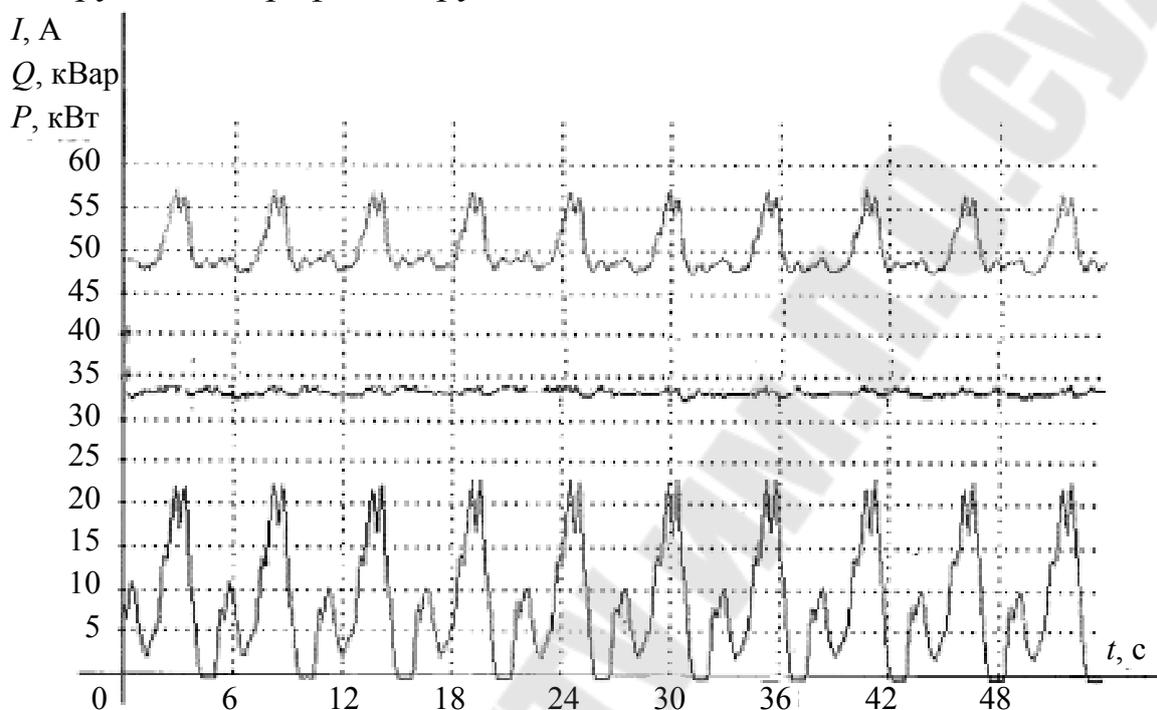


Рис. 1.5. График нагрузки агрегата нефтедобычи типа ШГН с двигателем марки Asle ($P_n = 50$ кВт, $\cos\varphi_n = 0,85$)

Коэффициент формы характеризует степень неравномерности графика нагрузки, прямо пропорционален величине потерь мощности и энергии в элементах системы электроснабжения потребителя.

Коэффициенты, характеризующие режимы работы приемников и потребителей электроэнергии

Коэффициент включения:

$$k_B = \frac{t_B}{t_B + t_O + t_{XX}},$$

где t_B – время включения и работы электроприёмников;

t_O – время отключения электроприёмника;

t_{XX} – время работы в режиме холостого хода.

Для групповых графиков коэффициент включения определяется, как средневзвешенное значение коэффициентов включения входящих в группу электроприёмников:

$$K_B = \frac{\sum k_{B_i} \cdot P_{H_i}}{\sum P_{H_i}}.$$

Коэффициент включения K_B характеризует использование электроприёмников по времени.

Коэффициент загрузки:

$$k_3 = \frac{P_{CB}}{P_H},$$

где P_{CB} – средняя мощность нагрузки за время включения электроприёмника:

$$P_{CB} = \frac{T_{\text{ц}}}{T_B} \cdot P_c; \quad P_{CB} = \frac{\sum P_i \cdot \Delta t_i}{T_B},$$

где $T_{\text{ц}}$ – время цикла;

T_B – время включения;

P_c – средняя нагрузка за цикл или смену.

Коэффициент загрузки характеризует использование электроприёмников по мощности.

Коэффициент использования:

$$k_{\text{и}} = \frac{P_c}{P_H}.$$

При заданных индивидуальных коэффициентах использования групповой коэффициент рассчитывается, как средневзвешенное значение по выражению:

$$K_{\text{и}} = \frac{\sum k_{\text{и}_i} \cdot P_{H_i}}{\sum P_{H_i}}.$$

Коэффициент использования характеризует использование электроприёмников по мощности и по времени – это один из основных коэффициентов, применяемых при определении расчётной нагрузки. Его значения приведены в справочниках для электрооборудования различных типов (например, для металлообрабатывающих станков, $k_{\text{и}} = 0,12 - 0,2$).

$$k_{\text{и}} = k_3 \cdot k_B.$$

Коэффициент спроса:

$$K_c = \frac{P_p}{\sum_1^n P_{\text{пасп}_i}}; \quad K_c = K_{\text{и}} \cdot K_{\text{м.г.}}$$

Несложно показать, что при известных коэффициентах могут быть определены такие необходимые для практики величины, как:

время использования максимума нагрузки T_M :

$$T_M = K_{з.г.} \cdot T;$$

время максимальных потерь τ :

$$\tau = (K_{ф.г.} \cdot K_{з.г.})^2 \cdot T.$$

Таким образом, режимы работы потребителей электроэнергии (графики электрических нагрузок) характеризуются следующими показателями:

- средняя нагрузка P_c , среднеквадратическая (эффективная) нагрузка $P_{ск}$, максимальная нагрузка P_M ;
- коэффициент максимума $K_{M.г.}$, коэффициент заполнения графика нагрузки $K_{з.г.}$; коэффициент формы графика $K_{ф.г.}$;
- коэффициент использования $K_{и.}$, коэффициент загрузки $K_{з.}$, коэффициент включения $K_{в.}$, коэффициент спроса $K_{с.}$.

С использованием данной системы показателей решается значительное количество задач электроснабжения:

- определение расхода электроэнергии;
- определение потерь мощности и энергии в элементах системы электроснабжения;
- определение расчетной нагрузки и выбор токоведущих элементов электроснабжения.

Определение расхода электроэнергии

Определение расхода электроэнергии по графику нагрузки

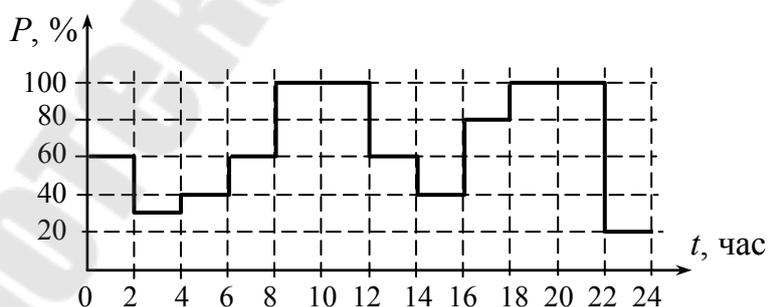


Рис. 1.6. График нагрузки потребителя электроэнергии

Расход электроэнергии численно равен площади фигуры ограниченной графиком электрической нагрузки:

$$W = \sum P_i \cdot \Delta t_i.$$

Метод является точным, однако на практике часто отсутствуют графики электрической нагрузки, поэтому используются укрупнённые методы определения расхода электроэнергии.

Определение расхода электроэнергии методом коэффициента использования

Годовой расход электроэнергии определяется по выражению:

$$W_{\Gamma} = P_{\text{уст}} \cdot K_{\text{и}} \cdot \alpha \cdot T_{\Gamma},$$

где T_{Γ} – годовой фонд рабочего времени;

α – коэффициент сменности по энергоиспользованию. Он показывает связь между средней нагрузкой за наиболее нагруженную смену и среднегодовой нагрузкой:

$$\alpha = \frac{P_{\text{с.г.}}}{P_{\text{с}}}.$$

Значения этого коэффициента приводятся в справочной литературе для различных потребителей электроэнергии.

В случаях, когда отсутствуют данные об α , годовой расход электроэнергии определяется по выражению:

$$W_{\Gamma} = P_{\text{с}} \cdot (T_1 + T_2 \cdot \beta_2 + T_3 \cdot \beta_3) \cdot C,$$

где T_1, T_2, T_3 – годовой фонд рабочего времени за 1-ю, 2-ю и 3-ю рабочие смены;

β_2, β_3 – коэффициенты, учитывающие степень менее нагруженной 2-й и 3-й смены относительно первой;

C – коэффициент, учитывающий работу в выходные и праздничные дни.

Данный метод на практике используется очень редко.

Определение расхода электроэнергии через максимальную нагрузку

Годовой расход электроэнергии определяется по выражению:

$$W_{\Gamma} = P_{\text{м}} \cdot T_{\text{м}},$$

где $P_{\text{м}}$ – максимальная нагрузка потребителя;

$T_{\text{м}}$ – время использования максимума нагрузки, т.е. время, в течение которого потребитель израсходует столько же электроэнергии при работе с максимальной нагрузкой, сколько и при работе по реальной нагрузке за годовой фонд рабочего времени (рис. 1.7):

$$W_{\Gamma} = P_{\text{с}} \cdot T, \quad W_{\Gamma} = P_{\text{м}} \cdot K_{\text{зг}} \cdot T.$$

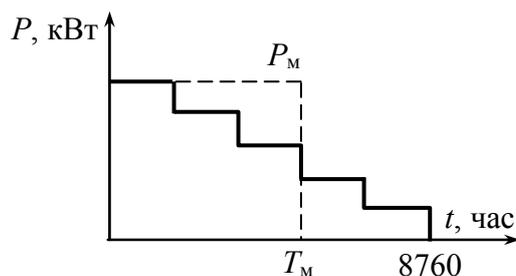


Рис. 1.7. Определение расхода электроэнергии через максимальную нагрузку

Определение расхода реактивной энергии

Расход реактивной энергии определяется аналогично расходу активной энергии. В общем случае реактивное энергопотребление определяется по выражению:

$$V_{\Gamma} = W_{\Gamma} \cdot \operatorname{tg} \phi_{\text{ср.вз}},$$

где $\operatorname{tg} \phi_{\text{ср.вз}}$ – средневзвешенный коэффициент реактивной мощности, может быть выражен через средневзвешенный коэффициент активной мощности:

$$\cos \phi_{\text{ср.вз}} = \frac{W}{\sqrt{W^2 + V^2}}.$$

Определение расхода реактивной энергии необходимо для осуществления денежных расчётов за реактивное электропотребление (при необходимости), а также для выбора компенсирующих устройств.

Определение потерь мощности и энергии в системах электроснабжения

На практике, порядка (10-15) % электрической энергии теряется при её транспортировке и трансформации. Поэтому актуальной является задача воздействия на факторы, определяющие потери электроэнергии, с целью их снижения.

Основные потери электрической энергии в системах электроснабжения имеют место в линиях электропередачи и трансформаторах. Существуют несколько способов определения потерь мощности и энергии.

Определение потерь мощности и энергии по средней (среднеквадратичной) нагрузке:

$$\Delta P = 3(I_c \cdot K_{\text{ф.г.}})^2 \cdot R = \left(\frac{S_c \cdot K_{\text{ф.г.}}}{U_H} \right)^2 \cdot R = \left(\frac{S_{\text{ск}}}{U_H} \right)^2 \cdot R,$$

где I_c , S_c – средний ток и мощность потребителя;

$K_{\text{ф.г.}}$ – коэффициент формы графика нагрузки;

R – сопротивление элемента системы электроснабжения;

$S_{\text{ск}}$ – среднеквадратичная нагрузка потребителя.

В данном случае потери электрической энергии определяются по выражению:

$$\Delta W_{\text{год}} = \Delta P \cdot T_{\text{г}},$$

где $T_{\text{г}}$ – годовой фонд рабочего времени.

Определение потерь мощности и энергии по максимальной мощности нагрузки (метод времени максимальных потерь):

$$\Delta P_{\text{м}} = \left(\frac{S_{\text{м}}}{U_H} \right)^2 \cdot R,$$

где $S_{\text{м}}$ – максимальная мощность нагрузки.

Потери электрической энергии здесь определяются по выражению:

$$\Delta W_{\text{год}} = \Delta P_{\text{м}} \cdot \tau,$$

где τ – время максимальных потерь. Это время, в течение которого теряется столько же энергии при работе с максимальной нагрузкой, сколько за время работы потребителя по реальному графику:

$$\tau = \left(\frac{P_{\text{ск}}}{P_{\text{м}}} \right)^2 \cdot T = (K_{\text{ф.г.}} \cdot K_{\text{з.г.}})^2 \cdot T.$$

Время максимальных потерь может также определяться по эмпирическому выражению:

$$\tau = (0,124 + T \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760.$$

Данное выражение может быть использовано для определения годового времени максимальных потерь потребителей, у которых $T_{\text{м}} > 3000$ ч, если $\cos \varphi > 0,6$.

$T_{\text{м}}$ – время использования максимальной нагрузки – время, в течение которого потребитель израсходует столько же энергии при ра-

боте с максимальной нагрузкой, сколько и при работе с реальной нагрузкой за годовой фонд рабочего времени:

$$T_M = K_{з.г.} \cdot T_{г.}$$

Для определения τ могут также использоваться номограммы, представляющие собой зависимости $\tau = f(T_M, \cos \varphi)$.

Приближенный расчет потерь мощности в линиях электропередачи и трансформаторах

На предпроектных стадиях, когда отсутствуют сведения о схеме электроснабжения и неизвестны параметры ее элементов, при определении расчётной нагрузки вспомогательными методами потери мощности в линиях и трансформаторах допускается учитывать приближенно используя следующие выражения:

потери в трансформаторах:

$$\Delta P_T = 0,02 \cdot S_{p\Sigma}; \quad \Delta Q_T = 0,1 \cdot S_{p\Sigma},$$

где $S_{p\Sigma}$ – суммарная расчётная мощность нагрузки потребителя;

потери в линиях электропередачи:

$$\Delta P_L = 0,035 \cdot S_{p\Sigma}; \quad \Delta Q_L \approx 0.$$

На предприятиях канализация электроэнергии осуществляется, как правило, кабельными линиями. При этом активное сопротивление кабеля в 10 и более раз превышает реактивное сопротивление, поэтому потерями реактивной мощности пренебрегают.

Определение расчетной нагрузки

Для определения расчетной нагрузки при известном графике нагрузки используют статистический метод. Данный метод основывается на результатах исследований, согласно которым групповая нагрузка (начиная с 4 – 5 электроприемников) подчиняется нормальному закону распределения случайных величин. По этому закону, нагрузка от электроприемников может быть описана следующим выражением:

$$P = P_c \pm \beta \cdot \sigma;$$

где P_c – средняя нагрузка при достаточно большом количестве осреднений m продолжительностью $3 \cdot T_0$:

$$P_c = \frac{P_1 + P_2 + \dots + P_m}{m};$$

σ – среднеквадратичное (стандартное) отклонение, определяемое по выражению:

$$\sigma = \sqrt{\frac{(P_1 + P_c)^2 + (P_2 + P_c)^2 + \dots + (P_m + P_c)^2}{m}};$$

P_1, P_2, \dots, P_m – средние значения нагрузки на каждом интервале осреднения продолжительностью $3 \cdot T_0$;

β – принятая кратность меры рассеяния (коэффициент Стьюдента) ($\beta = -3 \dots + 3$).

Придавая β различные значения, можно получить возможные значения нагрузки. В теории вероятностей часто пользуются «трех-сигмовой» вероятностью, т.е. вероятностью появления максимальной нагрузки:

$$P_{\max} = P_c + 3 \cdot \sigma,$$

а также минимальной ее величины:

$$P_{\min} = P_c - 3 \cdot \sigma.$$

Этим значениям нагрузки соответствуют предельные вероятности 0,001 и 0,999, которые крайне редки. При определении расчетной нагрузки на практике часто пользуются значением $\beta = 2,5$, поэтому выражение для определения максимальной нагрузки принимает следующий вид:

$$P_{\min} = P_c + 2,5 \cdot \sigma,$$

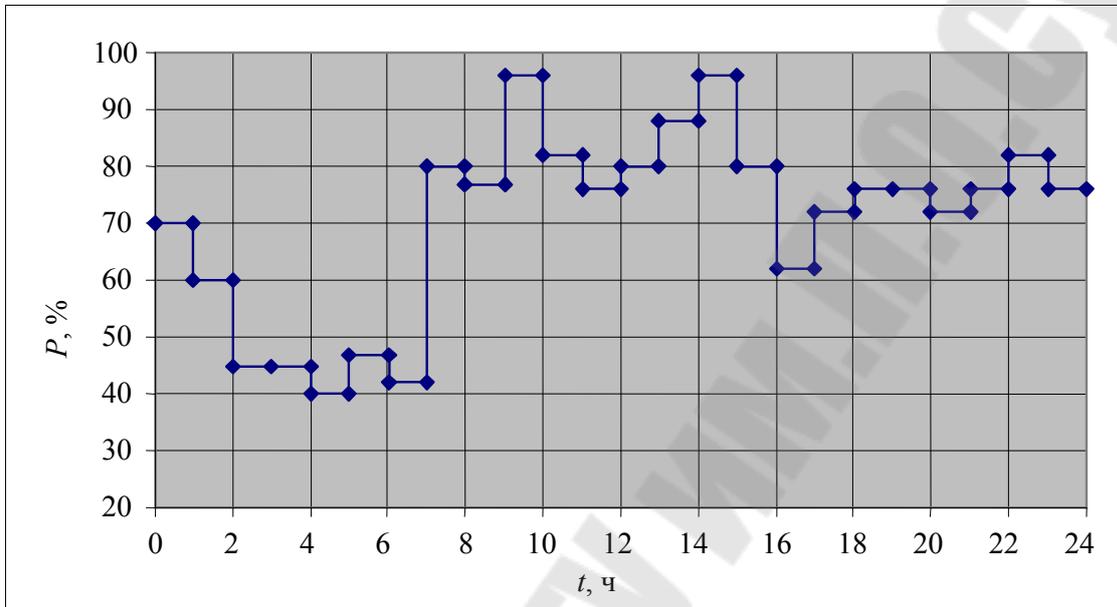
В этом случае вероятность того, что фактическая нагрузка превысит значение P_p , составит 0,005, т. е. 0,5 % общего времени действия нагрузок (смена, месяц, год). Принятие значения $\beta = 2,5$ оставляет неиспользованным значительный резерв в тепловом износе проводников, особенно для линий с неравномерным графиком нагрузки. Частота же появления нормированной температуры проводника будет близкой к вероятности 0,001. Также на практике пользуются значением $\beta = 1,65$, в этом случае вероятность того, что фактическая нагрузка превысит значение P_p , составит 0,05.

1.3. Задание

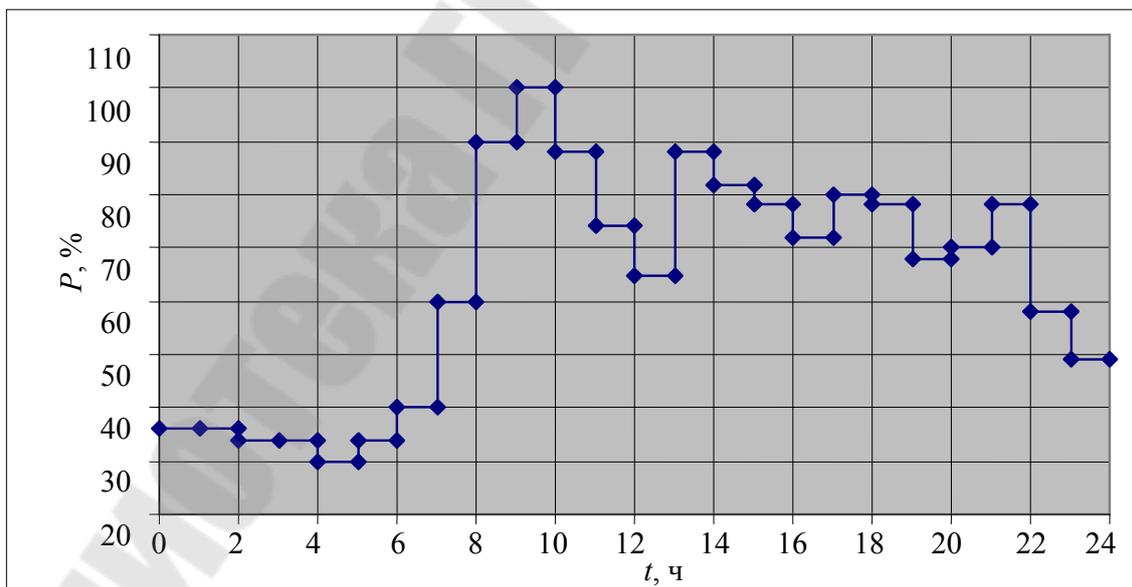
Для варианта заданы суточный характерный график нагрузки (таблица 1.1) и установленная мощность электроприемников потребителя (таблица 1.2). Определить:

- физические величины и безразмерные коэффициенты ГЭН;
- время использования максимума нагрузки и время максимальных потерь за сутки и за год;
- статистическим методом определить расчетную нагрузку;

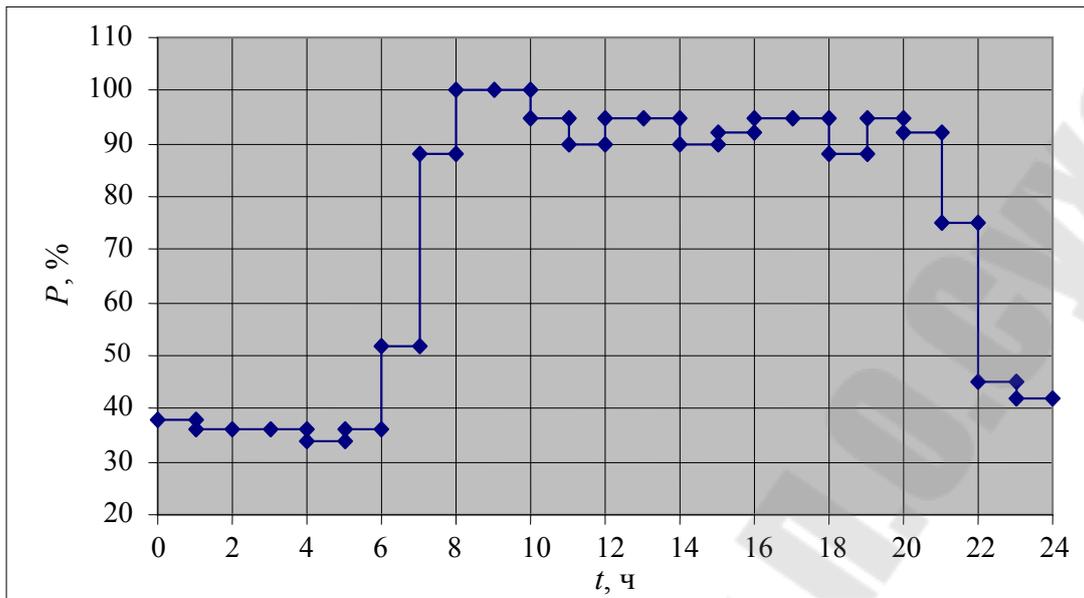
- используя приближенный метод расчета определить потери мощности в элементах системы электроснабжения предприятия;
- годовой расход электроэнергии с учетом коэффициента сменности по энергоиспользованию при заданном режиме работы (количестве смен).



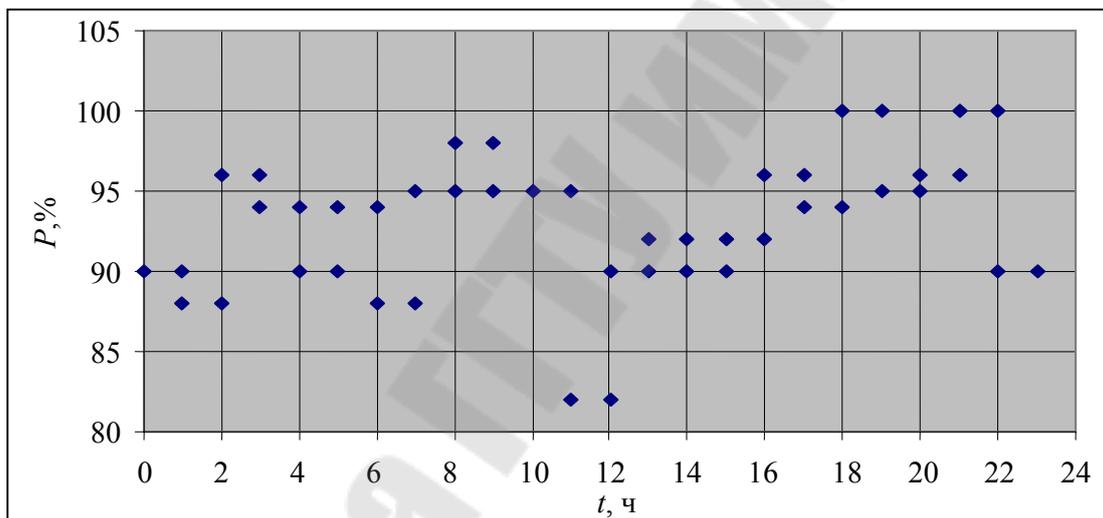
Вариант 1. Автомобильная промышленность



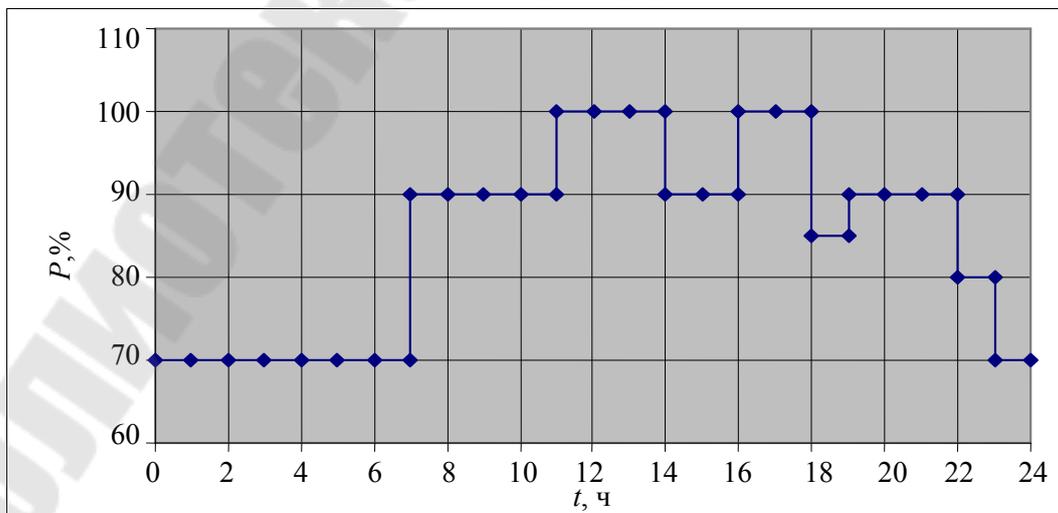
Вариант 2. Деревообрабатывающая промышленность



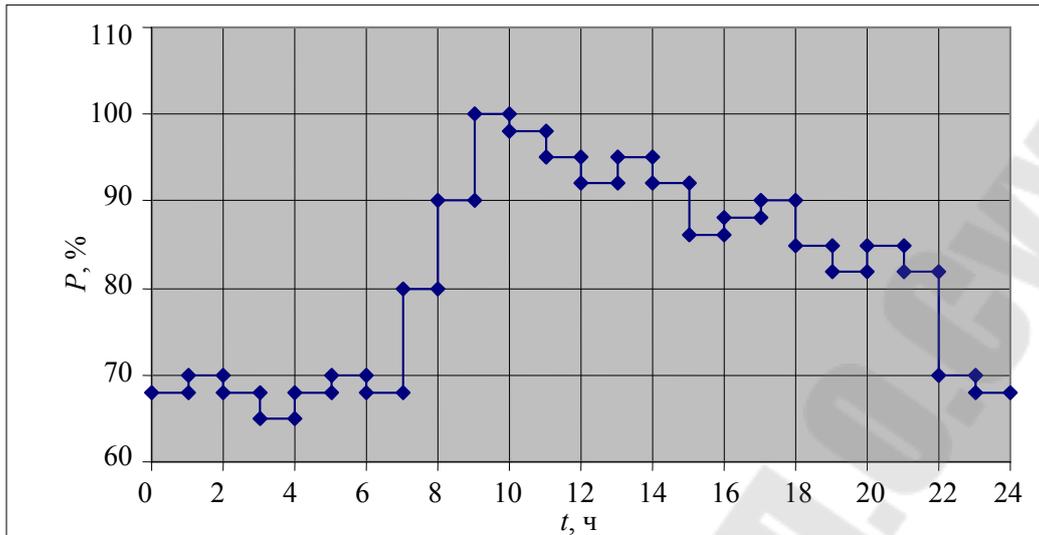
Вариант 3. Легкая промышленность



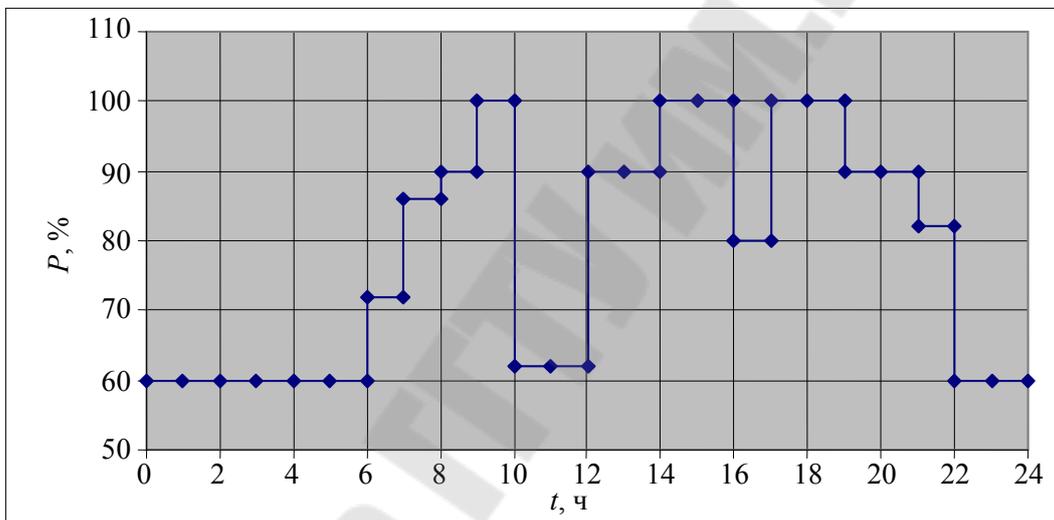
Вариант 4. Нефтепереработка



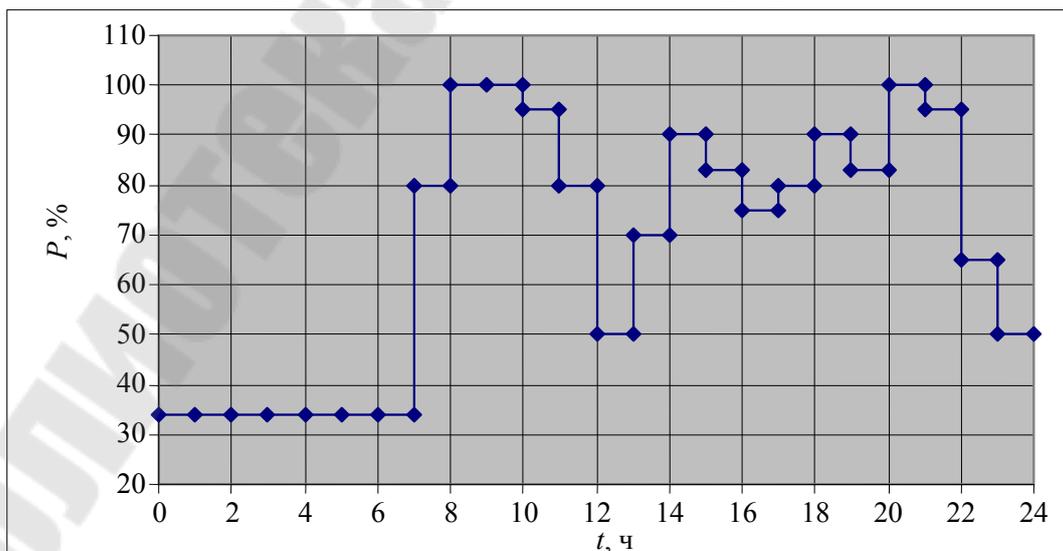
Вариант 5. Печатные и отделочные фабрики



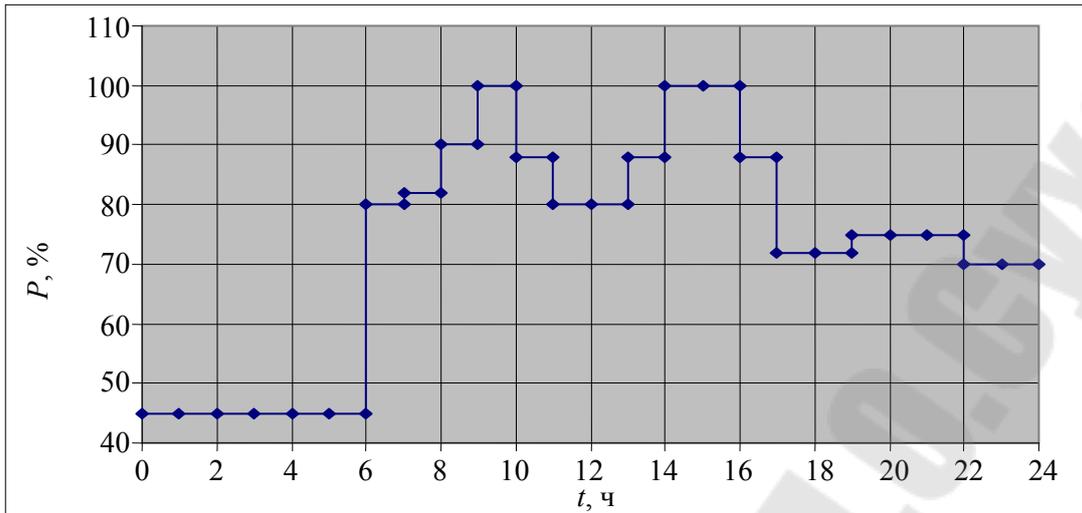
Вариант 6. Пищевая промышленность



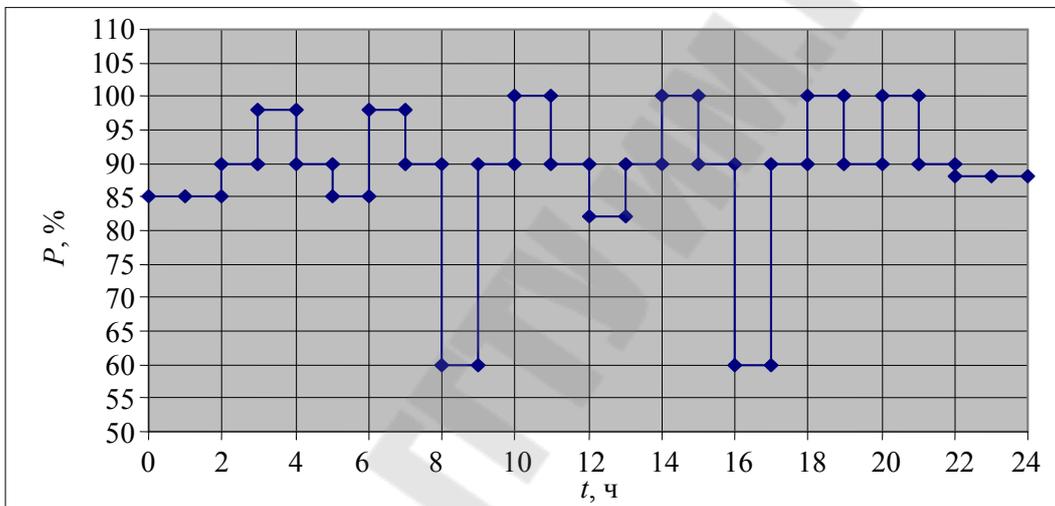
Вариант 7. Прядильно-ткацкая фабрика



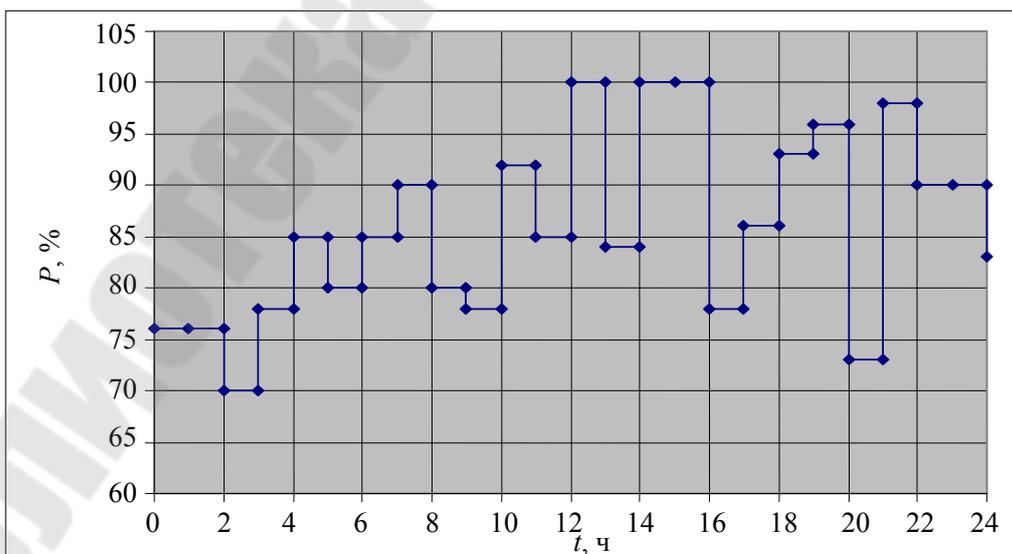
Вариант 8. Ремонтно-механический завод



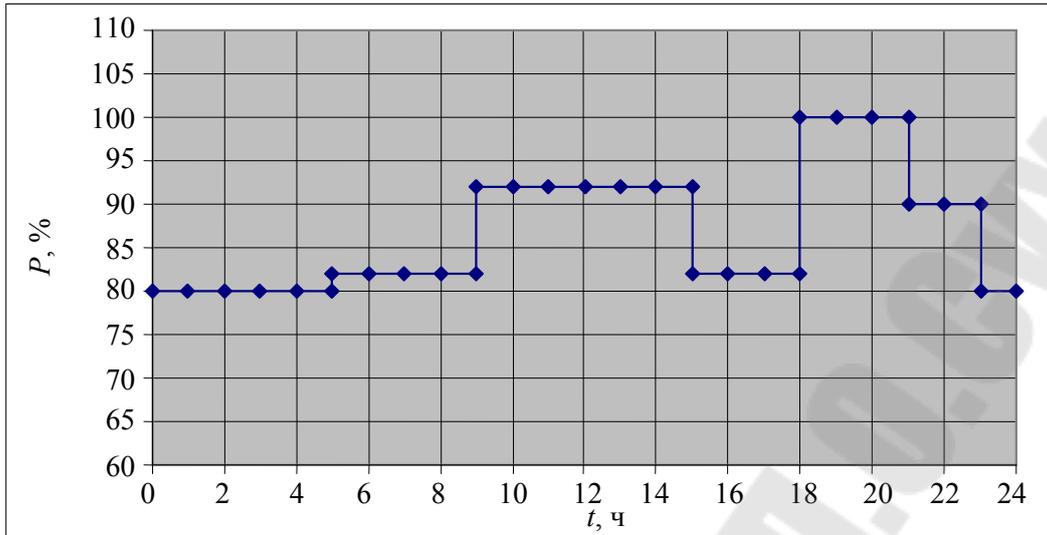
Вариант 9. Станкостроительство



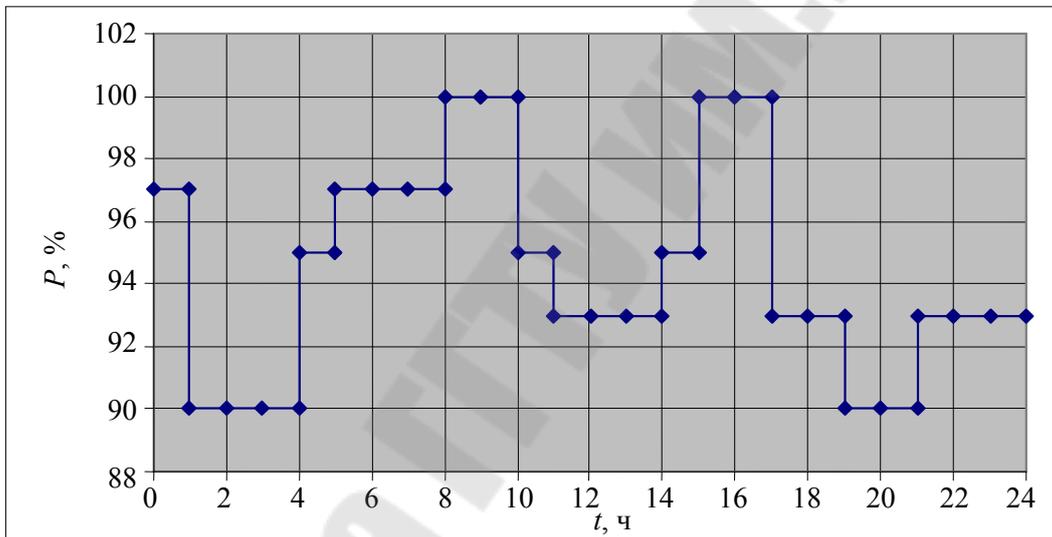
Вариант 10. Торфоразработка



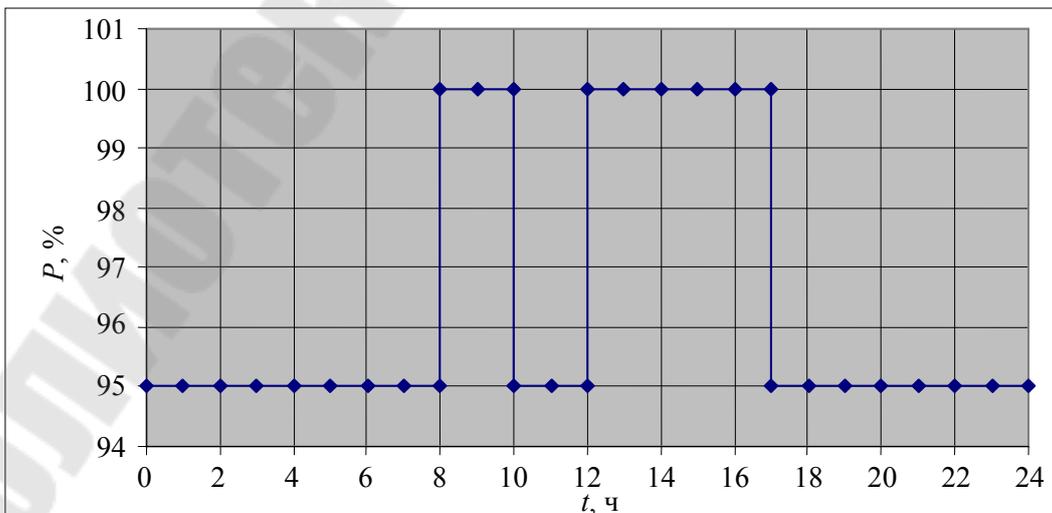
Вариант 11. Тяжелое машиностроение



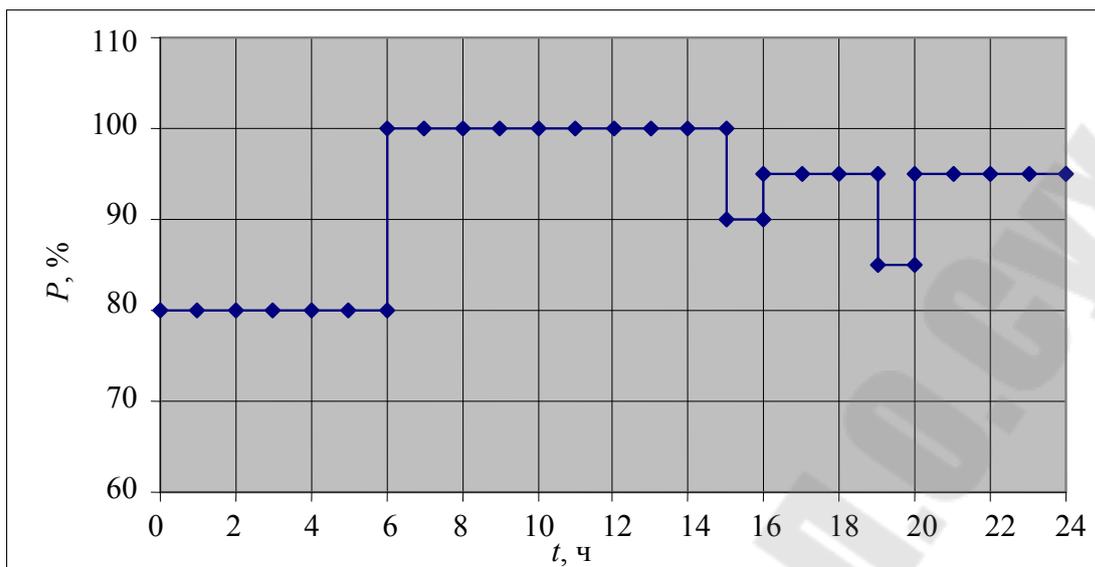
Вариант 12. Угледобыча



Вариант 13. Химическая промышленность



Вариант 14. Цветная металлургия



Вариант 15. Целлюлозно-бумажная промышленность

Таблица 1.1

Данные типовых графиков нагрузки, по вариантам

t, ч	Потребляемая мощность в часы смены, %														
	Номер варианта														
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
0-1	70	36	38	90	70	68	60	34	45	85	76	80	97	95	80
1-2	60	36	36	88	70	70	60	34	45	85	76	80	90	95	80
2-3	45	34	36	96	70	68	60	34	45	90	70	80	90	95	80
3-4	45	34	36	94	70	65	60	34	45	98	78	80	90	95	80
4-5	40	30	34	90	70	68	60	34	45	90	85	80	95	95	80
5-6	47	34	36	94	70	70	60	34	45	85	80	82	97	95	80
6-7	42	40	52	88	70	68	72	34	80	98	85	82	97	95	100
7-8	80	60	88	95	90	80	86	80	82	90	90	82	97	95	100
8-9	77	90	100	98	90	90	90	100	90	60	80	82	100	100	100
9-10	96	100	100	95	90	100	100	100	100	90	78	92	100	100	100
10-11	82	88	95	95	90	98	62	95	88	100	92	92	95	95	100
11-12	76	74	90	82	100	95	62	80	80	90	85	92	93	95	100
12-13	80	65	95	90	100	92	90	50	80	82	100	92	93	100	100
13-14	88	88	95	92	100	95	90	70	88	90	84	92	93	100	100
14-15	96	82	90	90	90	92	100	90	100	100	100	92	95	100	100
15-16	80	78	92	92	90	86	100	83	100	90	100	82	100	100	90
16-17	62	72	95	96	90	88	80	75	88	60	78	82	100	100	95
17-18	72	80	95	94	90	90	100	80	72	90	86	82	93	95	95
18-19	76	78	88	100	85	85	100	90	72	100	93	100	93	95	95
19-20	76	68	95	95	90	82	90	83	75	90	96	100	90	95	85
20-21	72	70	92	96	90	85	90	100	75	100	73	100	90	95	95
21-22	76	78	75	100	90	82	82	95	75	90	98	90	93	95	95
22-23	82	58	45	90	80	70	60	65	70	88	90	90	93	95	95
23-24	76	49	42	66	70	68	60	50	70	88	90	80	93	95	95

Данные по установленной мощности предприятий

Значения	Номер варианта														
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
$P_{уст}, \text{МВт}$	30	20	10	500	15	12	12	4	7	40	80	80	250	300	50

1.4. Методические указания по выполнению работы

Методические указания по выполнению работы рассмотрены на примере выполнения задания.

Для предприятия черной металлургии (установленная мощность электроприемников $P_{уст} = 500 \text{ МВт}$), типовой график, нагрузки которого приведен на рис. 1.8, табл. 1.3, определить:

- физические величины и безразмерные коэффициенты графика нагрузки;
- время использования максимума нагрузки и время максимальных потерь за сутки и за год;
- статистическим методом определить расчетную нагрузку;
- рассчитать потери мощности и годовые потери электроэнергии в трансформаторах через среднеквадратичную нагрузку;
- используя приближенный метод расчета определить потери мощности в элементах системы электроснабжения предприятия;
- определить годовой расход электроэнергии с учетом коэффициента сменности по энергоиспользованию при заданном режиме работы (кол-ве смен), через среднюю нагрузку и через максимальную нагрузку.

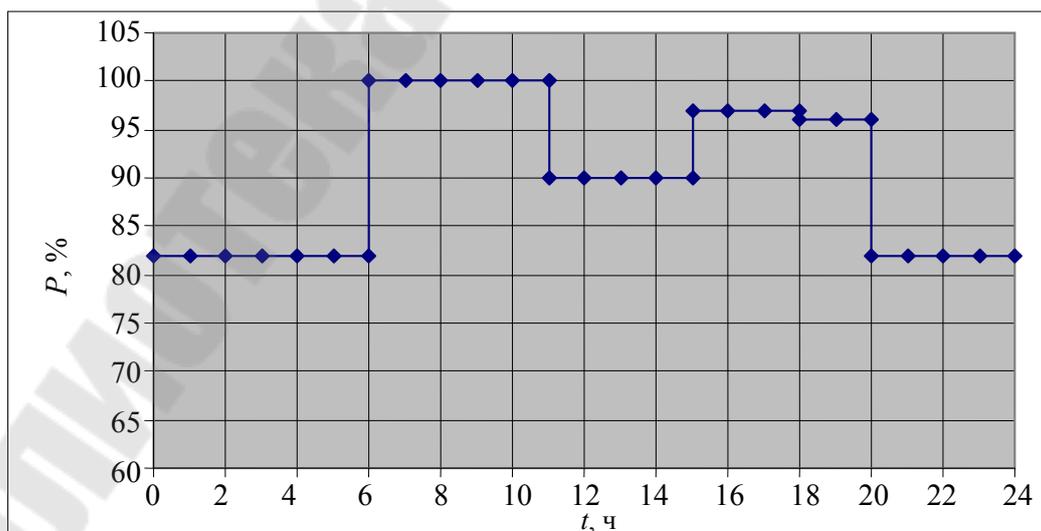


Рис. 1.8. Типовой график нагрузки предприятия черной металлургии

Расчеты представить в виде таблице 1.4.

Таблица 1.3

Данные типового графика нагрузки предприятия черной металлургии

<i>t</i> , час	0-1	1-2	2-3	3-4	4-5	5-6	6-7	7-8
<i>P</i> , %	82	82	82	82	82	82	100	100
<i>t</i> , час	8-9	9-10	10-11	11-12	12-13	13-14	14-15	15-16
<i>P</i> , %	100	100	100	90	90	90	90	97
<i>t</i> , час	16-17	17-18	18-19	19-20	20-21	21-22	22-23	23-24
<i>P</i> , %	97	97	96	96	82	82	82	82

Таблица 1.4

Ход и результаты расчетов

Величина	Расчет	Значение	
		о.е.	именован-ные
Уст. мощность, $P_{уст}$	Согласно варианту задания	-	500 МВт
Коэффициент спроса, K_c	Определяются по справочным данным	0,5	-
$\cos\varphi$		0,8	-
Средняя нагрузка, P_c	$P_c = \frac{\sum P_i \cdot \Delta t_i}{T}$	0,9	225,2 МВт
Среднеквадратическая нагрузка, $P_{ск}$	$P_{ск} = \sqrt{\frac{\sum P_i^2 \cdot \Delta t_i}{T}}$	0,904	226 МВт
Максимальная нагрузка, P_m	$P_m = P_{уст} \cdot K_c$	1	250 МВт
Коэффициент максимума графика, $K_{м.г.}$	$K_{м.г.} = \frac{P_m}{P_c}$	1,11	-
Коэффициент заполнения графика, $K_{з.г.}$	$K_{з.г.} = \frac{P_c}{P_m}$	0,901	-
Коэффициент формы графика, $K_{ф.г.}$	$K_{ф.г.} = \frac{P_{ск}}{P_c}$	1,003	-
Коэффициент использования, $K_{и}$	$K_{и} = \frac{P_c}{P_{уст}}$	0,45	-
Коэффициент спроса, K_c	$K_c = \frac{P_m}{P_{уст}}$	0,5	-
*Время использования максимума нагрузки, T_m	$T_m = K_{з.г.} \cdot T$	-	21,6 ч/сут; 7880 ч/год

Величина	Расчет	Значение	
		о.е.	именован- ные
Время максимальных потерь, τ	$\tau_{\text{сут}} = (K_{\text{ф.г.}} \cdot K_{\text{з.г.}})^2 \cdot T_{\text{уст}} ;$ $\tau = (0,124 + T_{\text{м.г.}} \cdot 10^{-4})^2 \cdot T_{\Gamma}$	-	19,6 ч/сут; 7290 ч/год
Среднеквадратичное отклонение, σ	$\sigma = \sqrt{\frac{\sum (P_i - P_c)^2 \cdot \Delta t_i}{T}}$	0,075	37,5 МВт
Расчетная мощность нагрузки, P_p	$P_p = P_c + \beta \cdot \sigma, \text{ при } \beta = 1,65$	-	287 МВт
**Потери мощности в трансформаторах, $\Delta P_{\text{тр}}$	$\Delta P_{\text{тр}} = \frac{\Delta P_{\text{кз}}}{n_{\text{тр}}} \cdot \left(\frac{S_{\text{м}}}{S_{\text{нт}}} \right)^2 + n_{\text{тр}} \cdot \Delta P_{\text{хх}}$	0,002	0,517 МВт
Потери электроэнергии в трансформаторах, $\Delta W_{\text{тр}}$	$\Delta W_{\text{тр}} = \frac{\Delta P_{\text{кз}}}{n_{\text{тр}}} \cdot \left(\frac{S_{\text{м}}}{S_{\text{нт}}} \right)^2 \cdot \tau + n_{\text{тр}} \cdot \Delta P_{\text{хх}} \cdot T_{\Gamma}$	-	$4,09 \cdot 10^6$ кВт·ч/год
Потери мощности в элементах системы электроснабжения	$\Delta P_{\text{тр}} = 0,02 \cdot S_p ;$ $\Delta Q_{\text{тр}} = 0,1 \cdot S_p ;$ $\Delta P_{\text{л}} = 0,035 \cdot S_p$	-	7,2 МВт; 3,6 Мвар; 12,6 МВт
Годовой расход электроэнергии, W_z	$W_{\Gamma} = \alpha \cdot P_c \cdot T_p = \alpha \cdot P_{\text{уст}} \cdot K_{\text{и}} \cdot T_p$	-	$1,778 \cdot 10^9$ кВт·ч/год
	$W_{\Gamma} = \alpha \cdot P_{\text{м}} \cdot T_{\text{м}} = \alpha \cdot P_{\text{м}} \cdot \frac{T_{\Gamma}}{K_{\text{м.г.}}}$	-	$1,776 \cdot 10^9$ кВт·ч/год

* $T_{\Gamma} = 8760$ ч, т. к. предприятие с непрерывным технологическим процессом;

** на предприятии установлены 2 трансформатора типа ТДЦ-250000/150:

$\Delta P_{\text{кз}} = 0,38$ МВт, $\Delta P_{\text{хх}} = 0,11$ МВт.

1.5. Контрольные вопросы для защиты

1. Какими параметрами характеризуются графики электрических нагрузок? Как рассчитываются безразмерные коэффициенты графиков нагрузки?

2. Какова взаимосвязь между физическими величинами, показателями графиков и режимов электрических нагрузок потребителей? Какие величины являются справочными?

3. Как рассчитываются и в чем заключается физический смысл величин, характеризующих графики нагрузки?

4. Как классифицируются графики нагрузки потребителей электроэнергии? Для решения каких практических задач они используются?

5. Как определить расход электроэнергии потребителя при известном графике нагрузки; при заданных величинах графиков нагрузки?

6. Каким методом определяется расчетная нагрузка потребителя электроэнергии, если известны графики нагрузки? Приведите расчетные формулы.

7. Возможно ли, используя график нагрузки потребителя, рассчитать потери мощности в элементах его системы электроснабжения? Приведите расчетные формулы для ориентировочного определения потерь мощности в элементах системы электроснабжения.

1.6. Требования по содержанию отчета

В отчете по лабораторной работе должны быть приведены:

1. Тема и цель работы.
2. Постановка и ход решения задания.
3. Выводы.

1.7. Литература для подготовки

1. Ус А.Г., Евминов Л.И. Электроснабжение промышленных предприятий и гражданских зданий. Мн.: "Пион", 2002. – 457 с.
2. Радкевич В.Н. Проектирование систем электроснабжения. – Мн.: НПООО «Пион», 2001. – 292 с.
3. Справочник по электроснабжению и электрооборудованию. В двух томах. Под общей ред. Федорова А.А. М.: Энергоатомиздат, 1987.
4. Волобринский С.Д., Каялов Г.М., Клейн П.Н., Мешель Б.С. Электрические нагрузки промышленных предприятий. – Л.: Энергия, 1971.
5. Шидловский А.К., Вагин Г.Я., Куренный Э.Г. Расчеты электрических нагрузок систем электроснабжения промышленных предприятий. М.: Энергоатомиздат, 1992. – 224 с.
6. Колесник Ю.Н., Смягликов Д.С. Способ учета постоянной времени нагрева при выборе проводников и их согласовании с защитным аппаратом. Вестник ГГТУ им. П.О. Сухого, № 3, 2004 г.

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 2

ТЕМА: Элементы систем электроснабжения промышленных предприятий

2.1. Цель работы

Ознакомиться с конструкцией, назначением и областью применения комплектных шинопроводов до 1кВ.

2.2. Комплектные шинопроводы до 1 кВ

Сети напряжением до 1 кВ служат для распределения электроэнергии внутри цехов промышленных предприятий, а также для питания некоторых электроприемников, расположенных за пределами цеха на территории предприятия. Распределительные и питающие сети выполняются с помощью распределительных шинопроводов и распределительных шкафов.

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

Магистральный шинопровод присоединяется непосредственно к выводам низкого напряжения трансформатора. Длина магистральных шинопроводов при их номинальной нагрузке и $\cos\varphi = 0,7 \div 0,8$ не должна превышать: 220 м при номинальном токе 1600 А и 180 м при номинальном токе 2500 А. При питании от магистральных шинопроводов одновременно силовых и осветительных нагрузок указанная предельная длина шинопроводов снижается примерно в 2 раза.

Шинопроводы представляют собой комплектное электротехническое устройство для внутрицеховой электрической сети. Комплектные магистральные шинопроводы типа *ШМ*, предназначены только для помещений с нормальной средой для внутренней электропроводки. Комплектные шинопроводы изготавливают на заводах электротехнической промышленности. Состоят они из отдельных секций, соединяемые между собой сваркой, болтовыми зажимами или штепсельными разъёмами. Шинопроводы имеют высокую надёжность, длительный срок службы, удобны при монтаже и эксплуатации благодаря жёсткости конструкции шин и коробов, являются самонесущими. Наличие стандартных готовых секций позволяет создать универсальную сеть, к которой можно дополнительно подключать электроприемники при изменении технологии производства. На (рис 2.1) приведены конструкции шинопроводов разных типов.

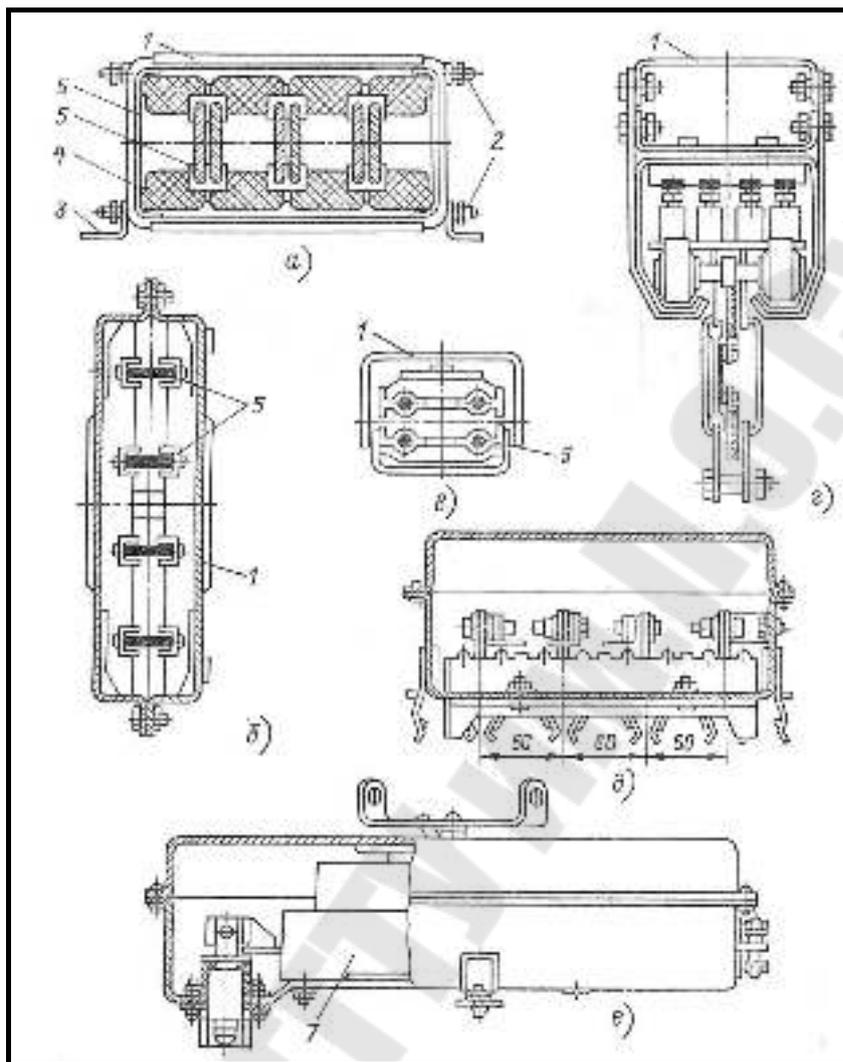


Рис.2.1. Конструкции шинопроводов различных серий и их элементы

Шинопровод состоит из типовых элементов: секций прямых на 2 и 4 ответвления, прямых прогоночных, угловых вертикальных, угловых горизонтальных, вводных, для вертикальной прокладки, ответвительных коробок, торцовых заглушек, муфт переходных и конструкций для крепления (подвесов, кронштейнов, стоек).

Соединение секций – сборно-разборное. Выступающие из секции концы шин снабжены болтами и гайками, с помощью которых шины соединяются. Шинопровод устанавливается на конструкциях крепления, расположенных по трассе с шагом 3-4 м. При этом шинопровод выдерживает сосредоточенную нагрузку не менее 450 Н, приложенную в середине трехметрового пролета.

Наиболее распространены следующие типы шинопроводов:

ШРА-73 где четырехпроводный нулевой (*N*) провод замкнут на защитный металлический кожух, и образует совмещенный *PEN* – проводник в системе с глухозаземленной нейтралью.

ШРА-5, у которого пятипроводный нулевой (*N*) и защищенный (*PE*) проводники разделены. При этом роль защитного проводника выполняет металлический кожух шинопровода.

Основные технические данные приведены в таб.2.1.

Таблица 2.1

Основные технические данные приведены в таблице

Показатели	Для шинопровода на номинальный ток, А		
	250	400	630
Электродинамическая стойкость (амплитудное значение), кА	15	25	35
Размеры шин, мм	35×5	50×5	80×5
Сопротивление на фазу. Ом/км			
активное	0,21	0,15	0,10
индуктивное	0,21	0,17	0,13
Сопротивление петли фаз-нуль (полное), Ом/км	0,55	0,49	0,29
Линейная потеря напряжения на длине 100 м при равномерно распределенной нагрузке и $\cos \varphi = 0,8$	8,50	7,50	8,50

Прямые секции

Прямые секции входят в состав шинопровода и предназначены для выполнения прямых участков сети. Секции на 2 и 4-е ответвления предназначены для выполнения участков сети с ответвлением к потребителю. Прямая прогоночная секция предназначена для выполнения участков сети, где не требуется ответвления к потребителю.

Прямые секции конструктивно выполнены в виде кожуха, состоящего из 2-х половин, в котором на изоляторах закреплены три фазовые и одна нулевая шины равного сечения. На одном из концов кожуха закреплены две полумуфты, в которых имеются монтажные окна, служащие для доступа к контактному соединению при стыковке секций. Закрываются окна съёмными крышками.

Для подключения ответвительных коробок в кожухе прямой секции с ответвлениями предусмотрены окна с автоматически закрывающимися шторками.

Угловые секции

Угловые секции входят в состав шинопроводов, и предназначены для поворотов участков сети, в вертикальной и горизонтальной плоскостях. Угловые секции конструктивно выполнены в виде кожуха, состоящего из 2-х половин, в котором на изоляторах закреплены три фазовые и одна нулевая шины равного сечения.

На одном из концов кожуха закреплены две полумуфты, имеющие монтажные окна для доступа к контактному соединению при стыковке секций. Закрываются окна съемными крышками. Угловые секции бывают вертикальные вверх, вертикальные вниз, горизонтальные левые, горизонтальные правые.

Ответвительные коробки

Ответвительные коробки предназначены для ответвления сети к потребителю. Присоединение коробок к шинопроводу осуществляется захватами, расположенными в передней ее части и двумя крючками на противоположном конце. Коробки могут укомплектовываться предохранителями, разъединителями или автоматическими выключателями.

Доступ к аппаратам, установленным в ответвительных коробках, благодаря специальным блокирующим устройствам возможен только при предварительном отключении штепсельных выводов коробки от токоведущих шин шинопровода. Как только происходит такое отключение, штепсельное окно шинопровода автоматически закрывается.

Включение штепсельных выводов на шины возможно только при закрытых крышках коробок. Включение штепсельных выводов на шины и отключение от них выполняется предусмотренными во всех коробках механизмами, управляемыми при помощи рукояток.

Вводные секции

Вводные секции входят в состав шинопроводов и предназначены для присоединения питающих проводов или кабелей. Вводные секции можно устанавливать как в середине, так и на конце линии. В последнем случае открытый торец секции закрывается торцевой заглушкой. Провода или кабели подводятся сверху или снизу секции и присоединяются к зажимам, рассчитанным на двойной номинальный ток. В зависимости от направления ввода кабеля (сверху или снизу) контактные зажимы соответственно переставляются.

Вводная секция представляет собой прямую секцию, снабженную вводной коробкой, которую можно размещать с обеих сторон

секций. Присоединение питающих проводов к шинам производится с помощью контактных уголков.

Монтажные элементы

Торцовые заглушки предназначены для оконцевания линии шинопровода. Конструктивно заглушка выполнена в виде кожуха, состоящего из 2-х половин и закрытого с одного торца заглушкой.

Стойка предназначена для установки шинопровода над полом на высоте 2,6 м. Подвесы и кронштейны предназначены для установки шинопровода на строительных конструкциях. Подвес предназначен для подвески шинопровода к фермам на тросах. Кронштейн предназначен для крепления шинопровода к стенам и колоннам.

Комплектные распределительные устройства до 1 кВ

К этой группе можно отнести щиты вводно-распределительные, комплектные распределительные устройства для тяговых подстанций, подстанционные панели, пункты распределительные, распределительные шкафы, устройства вводно-распределительные, щитки распределительные.

Щиты ЩВР предназначены для приема и распределения электрической энергии, защиты электроустановок (двигателей) от перегрузок, токов короткого замыкания и для оперативных включений и отключений цепей в сетях трехфазного переменного тока (TN-S, TNC-S, TNC, TT, IT) частотой 50 Гц на номинальное напряжение до 690 В.

Комплектные распределительные устройства КРУ предназначены для распределительных устройств постоянного тока напряжением 600 В тяговых подстанций. Они обеспечивают защиту от перегрузок и токов короткого замыкания выпрямительных преобразовательных секций и питание отходящих линий городского электро транспорта (трамвая, троллейбуса).

Панели подстанционные Щ20 предназначены для приема и распределения электрической энергии, а также защиты при перегрузках и коротких замыканиях, для нечаст (до трех в час) оперативных коммутаций, устанавливаются в трехфазных сетях напряжением 380/220 В переменного тока частотой 50 Гц с глухозаземленной нейтралью.

Пункты распределительные ПР85 предназначены для ввода и распределения электрической энергии, защиты электрических установок при перегрузках и коротких замыканиях, для нечастых (до 6 в

час) оперативных коммутаций электрических цепей и пусков асинхронных двигателей.

Пункты распределительные ПР88 предназначены для ввода, учета и распределения электрической энергии. ПР85 и ПР88 устанавливаются в трехфазных сетях напряжением 380/220 В переменного тока частотой 50 Гц с глухозаземленной нейтралью.

Шкафы распределительные ШР86 предназначены для приема и распределения электрической энергии в промышленных электроустановках и защиты электрических установок при перегрузках и коротких замыканиях в трехфазных сетях напряжением 380/220 В переменного тока частотой 50 Гц с глухозаземленной нейтралью.

Щитки распределительные Щ81 предназначены для учета и распределения электрической энергии, защиты от перегрузок, токов короткого замыкания и токов утечки на землю в сетях переменного тока напряжением 380/220 В с глухозаземленной нейтралью частотой 50 Гц и для нечастых оперативных включений и отключений цепей.

Устройства вводно-распределительные.

Устройства вводно-распределительные ВРУ-Ин1 (далее ВРУ), предназначены для приема, учета и распределения электрической энергии, а также защиты линий при перегрузках, коротких замыканиях и токов утечки на землю в трехфазных сетях напряжением 380/220 В переменного тока частотой 50 Гц с глухозаземленной нейтралью.

Таблица 2.2

Основные параметры и характеристики ВРУ-Ин1

Наименование показателя	Значение
Номинальное напряжение, В	380
Номинальная частота, Гц	50
Номинальный ток шкафа, А, не более	630
Номинальный ток аппаратов ввода, А, не более	630
Номинальный ток аппаратов распределения, А, не более	400
Предельная коммутационная способность аппаратов распределения, кА, не менее	1,5
Номинальный ударный ток к.з. на шинах, кА, не более	10
Номинальный режим работы	Продолжительный
Исполнение по способу установки	Напольное
Степень защиты оболочки по ГОСТ 14254-96	IP31, IP44, IP54
Климатическое исполнение и категория размещения по ГОСТ 15150-69	УХЛ4
Масса, кг, не более	100
Срок службы, лет, не менее	25

ВРУ изготавливаются по ГОСТ 19734-80 и применяются в жилых и общественных зданиях, а также в зданиях другого назначения.

Структура условного обозначения



Вводно-распределительные устройства представляют собой панели одностороннего обслуживания, которые могут объединяться в щиты (многопанельное исполнение).

В качестве аппаратуры ввода, распределения и защиты во ВРУ используются рубильники, переключатели, автоматические выключатели, предохранители, устройства защитного отключения (УЗО). Дополнительно ВРУ могут оснащаться аппаратурой автоматического ввода резерва (АВР) и блоками автоматического или диспетчерского управления освещением.

Функциональные блоки (АВР и управления освещением) выполняются в виде самостоятельных конструктивных устройств, встраиваемых во ВРУ.

Ввод питающих проводов и кабелей осуществляется снизу, а вывод отходящих проводов или кабелей – вверх и вниз. Нижняя крышка панелей съемная. Конструктивно во ВРУ обеспечивается возможность пломбирования испытательных блоков (коробок) с зажимами или сборок из наборных зажимов при использовании их в цепях учета.

Предусмотрено внутреннее освещение для обслуживания и ремонта ВРУ при отключенном вводном аппарате.

Панели имеют изолированную нулевую (N) и связанную с корпусом защитную (PE) шины, укомплектованные контактными зажимами. Схемы первичных соединений ВРУ даны в табл. 2.3, пример исполнения ВРУ приведен на рис. 2.1.

Таблица 2.3

Устройства вводно-распределительные

№ схемы	Ном. ток, А	Принципиальная схема первичных соединений	Элементы на схеме		Функц. блоки	Габаритные размеры			Аналог
			Обозначение	Наименование		Н	L	В	
01	250		FU1...FU6 HL1, HL2 1PI, 2PI QS1, QS2 SF1, SF2 TA1...TA6	Предохранители ПН2-250А Лампа накаливания Счетчики СА4-И672М или СА4-И678 (50-100А) Рубильники-пере- ключатели ПЦ2-250А Выключатели автомати- ческие АЕ 1031, 6,3А Трансформаторы тока 150/5, 200/5 Испытательная коробка	-				ВРУ1-11-10, ВРУ1-12-10
02	400		FU1...FU6 1PI, 2PI QS1, QS2 TA1...TA6 SF1, SF2 HL1, HL2	Предохранители ПН2-400А Счетчики СА4-И672М или СА4-И678 (50-100А) Рубильники-пере- ключатели ПЦ4-400А Трансформаторы тока 300/5, 400/5 Испытательная коробка Выключатели автомати- ческие АЕ 1031, 6,3А Лампы накаливания	-	1700	800	450	ВРУ1-13-20, ВРУ1-14-20

Окончание табл. 2.3

№ схемы	Ном. ток, А	Принципиальная схема первичных соединений	Элементы на схеме		Функц. блоки	Габаритные размеры			Аналог	
			Обозначение	Наименование		Н	L	B		
03	100		1P1	Счетчик СА4-И672М или СА4-И678	01	1700	800	450	ВРУ1-17-70	
			1QF, 2QF	Выключатели автоматические ВА57-35 (или АЕ2056), 100А						QF1
04	250		1P1 1QF, 2QF, QF1	Счетчик СА4-И672М Выключатели автоматические ВА57-35 (или АЕ2056), 250А	01				ВРУ1-18-80	
QF2, QF3...QF5	Выключатели автоматические АЕ2046 (или АЕ2044), 63А	ТА1...ТА3	Трансформаторы тока 150/5, 200/5	Испытательная коробка						

2.3. Задание

1. Изучить типы и назначение основных элементов систем электроснабжения промышленных предприятий.
2. Изучить конструкцию шинопроводов до 1кВ.
3. Изучить схемы ВРУ до 1кВ.

2.4. Методические указания по выполнению работы

На основании приведенных кратких теоретических сведений выделяются основные элементы систем электроснабжения.

Дается описание каждого из элементов и, в особенности, шинопроводов и вводных распределительных устройств.

Оформляется в отчет один из вариантов исполнения вводного распределительного устройства.

2.5. Контрольные вопросы для защиты

1. Типы шинопроводов.
2. Типы секций шинопроводов.
3. Ответвительные коробки.
4. Монтажные элементы.
5. Щиты, пункты распределительные, шкафы.
6. ВРУ, технические характеристики.
7. ВРУ, обозначение.

2.6. Требования к содержанию отчета

Цель работы.

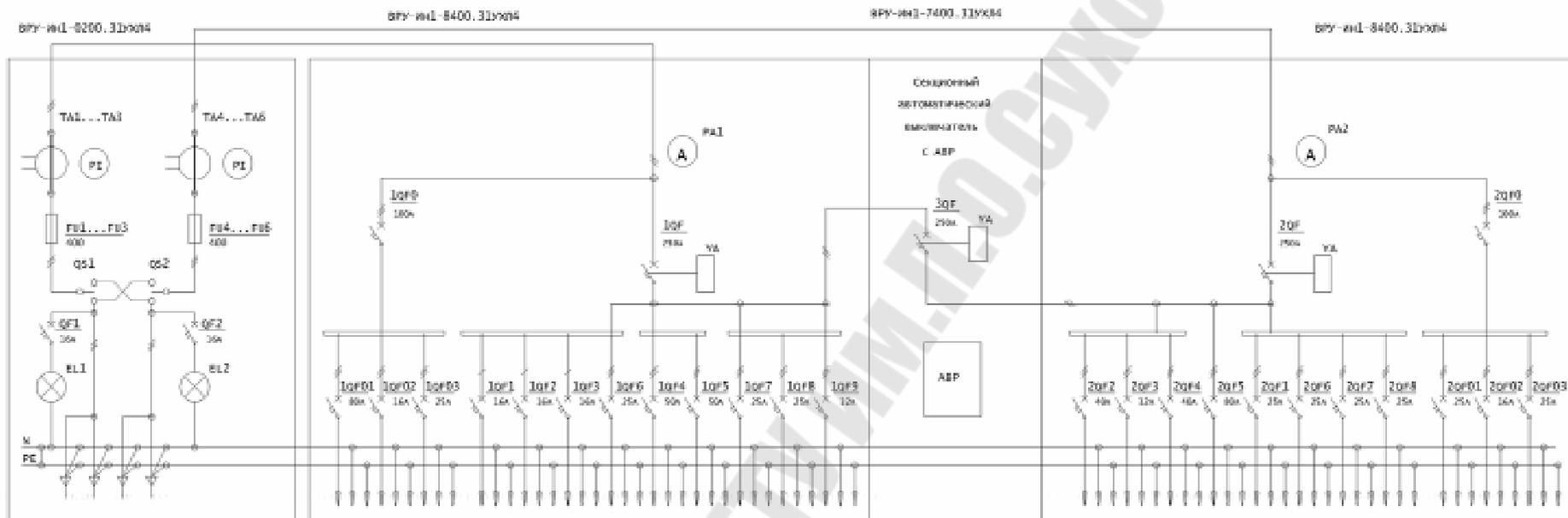
Краткая характеристика элементов: определение, назначение; конструктивное исполнение; номинальные данные.

Схема ВРУ.

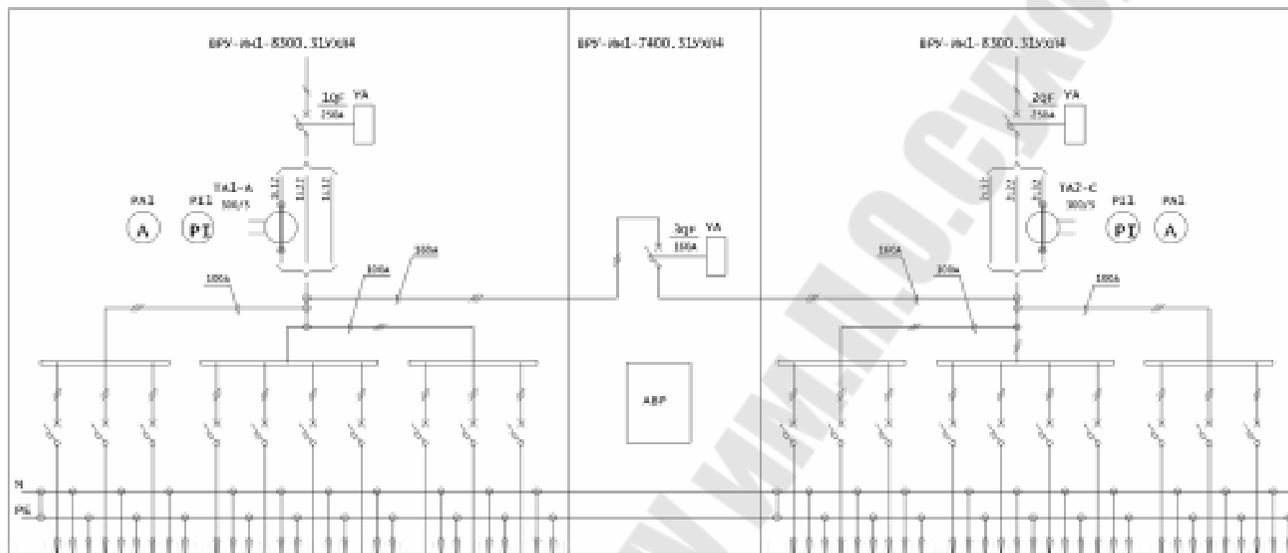
Выводы.

2.7. Литература для подготовки

Техническая информация. Низковольтное электрооборудование (до 1000 В). Каталог / Под ред. Т.Л. Шумейко, Т.Ю. Муравьевой. – Минск: Научно-внедренческое общество "Иносат". – 2004г.



a)



б)

Рис. 2.1 (а, б). Пример исполнения ВРУ

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 3

ТЕМА: Режимы работы нейтрали в электрических сетях

3.1. Цель работы:

1. Изучить режимы работы нейтрали в электрических сетях.
2. Выяснить особенности схем с различными видами нейтрали.

3.2. Краткие теоретические сведения

Выбор способа заземления нейтрали связан, главным образом, с поведением системы при замыканиях на землю и, в первую очередь, с возникающими при этом перенапряжениями.

Кроме того, при выборе способа заземления нейтрали затрагиваются следующие вопросы:

1. Надежность работы сети.
2. Бесперебойное снабжение электрической энергией потребителей.
3. Экономичность системы.
4. Ограничение электромагнитного влияния на линии связи.
5. Безопасность системы.
6. Возможность перспективного развития системы.

Как известно, подавляющее большинство замыканий на земле, возникает в электрических сетях в результате импульсного перекрытия изоляции при разрядах с последующим переходом импульсного перекрытия в дуговой разряд. Поэтому принятый способ заземления нейтрали должен в первую очередь обеспечить наиболее быструю ликвидацию дуги замыкания на землю по возможности без нарушения электроснабжения потребителей.

Вопрос о режимах работы нейтрали в электрических сетях в настоящее время решается следующим образом:

В системах электроснабжения напряжением 6, 10, 20 и 35 кВ применяется изолированная нейтраль, если величина емкостных токов на землю не превосходят 10 А при напряжении сетей 35 кВ, 15 А – 15-20 кВ, 20 А – 10 кВ, 30 А – 6 кВ, 5 А – в схемах блоков генератор-трансформатор (на генераторном напряжении 6-20 кВ).

Если токи однофазного замыкания на землю превышают указанные выше допустимые значения, то применяют либо компенсацию емкостных токов путем введения в нейтраль дугогасящей катушки, либо заземление нейтрали.

Применение дугогасящих катушек с автоматической настройкой способствует более широкому распространению систем с компенсацией емкостных токов технически более совершенных, чем система с изолированной нейтралью. При напряжениях 6 и 10 кВ нейтраль генераторов обычно заземляется через активное сопротивление. В системах напряжением 110, 220 кВ и выше применяется глухое заземление нейтрали с разземлением нейтрали части трансформаторов при необходимости ограничения тока однофазного КЗ.

В электроустановках напряжением до 1000 В применяются следующие режимы нейтрали:

1. Глухое заземление нейтрали трансформаторов и генераторов.
2. Полностью изолированная нейтраль (только у генераторов).
3. Нормально изолированная нейтраль трансформатора с включенным в нейтраль или фазу заземленным пробивным предохранителем.

В четырехпроводных сетях переменного тока (220/127 и 380/220 В) или трехпроводных сетях постоянного тока, глухое заземление обязательно; при номинальном напряжении 500 и 600 В электроустановок трехфазного тока нейтраль должна быть изолирована. В трехфазных трехпроводных сетях напряжением 380 и 220 В применяется и изолированная, и глухозаземленная нейтраль (ПУЭ не регламентирует запрещение того или иного режима нейтрали). Однако выбор того или иного режима нейтрали должен проводиться с учетом всех местных условий с целью обеспечения наилучших условий безопасности.

Рассмотрим более подробно работу систем с различными режимами нейтрали.

В трехфазной системе каждая единица длины сети обладает емкостью и сопротивлением изоляции по отношению к земле. В сетях напряжением выше 1000 В преобладает емкостная связь (емкостные сопротивления значительно превышают активные и индуктивные сопротивления). Распределенные, вдоль линии емкости и сопротивления изоляции каждого провода относительно земли условно могут быть представлены в виде сосредоточенных эквивалентных емкостей C_A , C_B , C_C , C_N и r_A , r_B , r_C , r_N . Полные проводимости проводов трехфазной четырехпроводной системы относительно земли в комплексной могут быть представлены в виде:

$$\begin{aligned}
 y_A &= g_A + j\omega \cdot C_A; \\
 y_B &= g_B + j\omega \cdot C_B; \\
 y_C &= g_C + j\omega \cdot C_C; \\
 y_N &= g_N + j\omega \cdot C_N,
 \end{aligned}
 \tag{3.1}$$

где g_A, g_B, g_C, g_0 – активные проводимости изоляции между фазными проводами (А, В, С), нулевым проводом (N) и землей, равные соответственно:

$$g_A = \frac{1}{r_A}, \quad g_B = \frac{1}{r_B}, \quad g_C = \frac{1}{r_C}, \quad g_N = \frac{1}{r_N}.$$

Комплексная проводимость нулевой точки (0) трансформатора, генератора и т.п. относительно земли в зависимости от способа заземления нейтрали может учитываться:

а) сопротивление заземляющего устройства:

$$r_0 = r_3 \quad \text{или} \quad y_0 = g_0 = \frac{1}{r_3};$$

б) сопротивление дугогасящей катушки:

$$r_0 = Z_k = r_k + j\omega L_k \quad \text{или} \quad y_0 = \frac{1}{Z_k} = \frac{1}{r_k + j\omega L_k},$$

где r_k и L_k – соответственно, активное сопротивление и индуктивность катушки;

в) активное сопротивление в цепи нейтрали:

$$r_0 = R \quad \text{или} \quad y_0 = g_0 = \frac{1}{R};$$

г) реактивное индуктивное сопротивление:

$$y_0 = \frac{1}{j\omega L} \quad \text{и т. д.}$$

В трехфазной системе с изолированной нейтралью $y_0 = 0$.

В симметричной трехфазной системе (нагрузка симметрична и $g_A = g_B = g_C, C_A = C_B = C_C$) в нормальном режиме напряжения фаз относительно земли U_A, U_B и U_C симметричны, равны по модулю и равны фазному напряжению U_ϕ . Геометрические суммы активных токов утечки $I_{g_A}, I_{g_B}, I_{g_C}$ и емкостных токов $I_{C_A}, I_{C_B}, I_{C_C}$ соответственно образуют токи I_A, I_B, I_C в фазах, которые равны по модулю, т.е. $I_A = I_B = I_C$ и геометрическая сумма их равна нулю, т.е. $\underline{I}_A + \underline{I}_B + \underline{I}_C = 0$, а напряжение смещения нейтрали U_0 равно нулю.

В случаях, если $g_A \neq g_B \neq g_C$, или $C_A \neq C_B \neq C_C$ симметрия системы нарушается, даже при симметричной нагрузке. Напряжение смещения нейтрали U_0 в соответствии с теорией несимметричных режимов трехфазных цепей определяется по формуле:

$$\dot{U}_0 = \frac{\dot{U}_A \dot{y}_A + \dot{U}_B \dot{y}_B + \dot{U}_C \dot{y}_C}{\dot{y}_A + \dot{y}_B + \dot{y}_C + \dot{y}_0}. \quad (3.2)$$

Примем, что $U_A = U_\Phi$, тогда $U_B = a^2 \cdot U_\Phi$, $U_C = a \cdot U_\Phi$, где a – фазовый множитель, учитывающий сдвиг фаз.

Выражение (3.2) может быть записано в виде:

$$\dot{U}_0 = U_\Phi \frac{\dot{y}_A + a^2 \cdot \dot{y}_B + a \cdot \dot{y}_C}{\dot{y}_A + \dot{y}_B + \dot{y}_C + \dot{y}_0}.$$

Напряжения фаз относительно земли при несимметрии систем определяются выражениями:

$$\begin{aligned} \dot{U}'_A &= \dot{U}_A - \dot{U}_0 = U_\Phi \frac{(1-a^2)\dot{y}_B + (1-a)\dot{y}_C + \dot{y}_0}{\dot{y}_A + \dot{y}_B + \dot{y}_C + \dot{y}_0}; \\ \dot{U}'_B &= \dot{U}_B - \dot{U}_0 = U_\Phi \frac{(a^2-1)\dot{y}_A + (a^2-a)\dot{y}_C + a^2 \cdot \dot{y}_0}{\dot{y}_A + \dot{y}_B + \dot{y}_C + \dot{y}_0}; \\ \dot{U}'_C &= \dot{U}_C - \dot{U}_0 = U_\Phi \frac{(a-1)\dot{y}_A + (a-a^2)\dot{y}_C + a \cdot \dot{y}_0}{\dot{y}_A + \dot{y}_B + \dot{y}_C + \dot{y}_0}. \end{aligned} \quad (3.3)$$

Токи при несимметрии системы равны:

$$\begin{aligned} \dot{I}'_A &= \dot{U}'_A \dot{y}_A = U_\Phi \dot{y}_A \frac{(1-a^2)\dot{y}_B + (1-a)\dot{y}_C + \dot{y}_0}{\dot{y}_A + \dot{y}_B + \dot{y}_C + \dot{y}_0}; \\ \dot{I}'_B &= \dot{U}'_B \dot{y}_B = U_\Phi \dot{y}_B \frac{(a^2-1)\dot{y}_A + (a^2-a)\dot{y}_C + a^2 \cdot \dot{y}_0}{\dot{y}_A + \dot{y}_B + \dot{y}_C + \dot{y}_0}; \\ \dot{I}'_C &= \dot{U}'_C \dot{y}_C = U_\Phi \dot{y}_C \frac{(a-1)\dot{y}_A + (a-a^2)\dot{y}_C + a \cdot \dot{y}_0}{\dot{y}_A + \dot{y}_B + \dot{y}_C + \dot{y}_0}. \end{aligned} \quad (3.4)$$

Ток в нулевом проводе определяется как

$$\dot{I}_0 = \dot{I}'_A + \dot{I}'_B + \dot{I}'_C = \dot{U}_0 \dot{y}_0 = U_\Phi \dot{y}_0 \frac{\dot{y}_A + a^2 \dot{y}_B + a \cdot \dot{y}_C}{\dot{y}_A + \dot{y}_B + \dot{y}_C + \dot{y}_0}. \quad (3.5)$$

Выражения (3.2-3.5) являются основными при анализе и расчетах трехфазных систем во всех возможных несимметричных режимах.

Расчетные схемы замещения трехфазных систем с различными способами заземления нейтрали в нормальном режиме представлены на рис. 3.1, а; 3.2, а; 3.3, а; 3.4, а.

Системы с изолированной нейтралью

В большинстве случаев емкостные проводимости фаз относительно земли можно полагать равными, т. е.

$$y_A = y_B = y_C.$$

Расчетная схема замещения в нормальном режиме представлена на рис. 3.1, а. Фазные напряжения относительно земли U_A , U_B , U_C и емкостные токи утечки I_A , I_B , I_C в нормальном режиме равны между собой по модулю и представляют собой симметричную систему токов и напряжений (рис. 3.1, в). Напряжение смещения нейтрали в этом случае равно нулю $U_0 = 0$.

В случае повреждения изоляции и замыкания, например, фазы А на землю (рис. 3.1, б) через место аварии в землю протекает ток I_3 равный

$$\dot{I}_3 = -(\dot{I}'_B + \dot{I}'_C), \quad (3.6)$$

где \dot{I}'_B , \dot{I}'_C – емкостные токи утечки здоровых фаз (В и С) в аварийном режиме.

Емкостная проводимость фазы А при этом шунтируется рассматриваемым замыканием и емкостной ток утечки фазы А в аварийном режиме равен нулю $\dot{I}'_A = 0$. Векторная диаграмма токов и напряжений системы с изолированной нейтралью представлена на рис. 3.1, г. Так как проводимости фаз относительно земли в аварийном режиме не равны (проводимость фазы А на много больше), то возникает несимметрия и как следствие напряжение смещения нейтрали (напряжение между точками O' и O) равно напряжению фазы А

$$\dot{U}_O = \dot{U}_A.$$

Фазные напряжения здоровых фаз в этом случае равны соответственно

$$\begin{aligned} \dot{U}'_B &= -\dot{U}_{AB}, \\ \dot{U}'_C &= -\dot{U}_{CA}, \end{aligned}$$

где U_{AB} и U_{CA} – линейные напряжения между соответствующими фазами в нормальном режиме.

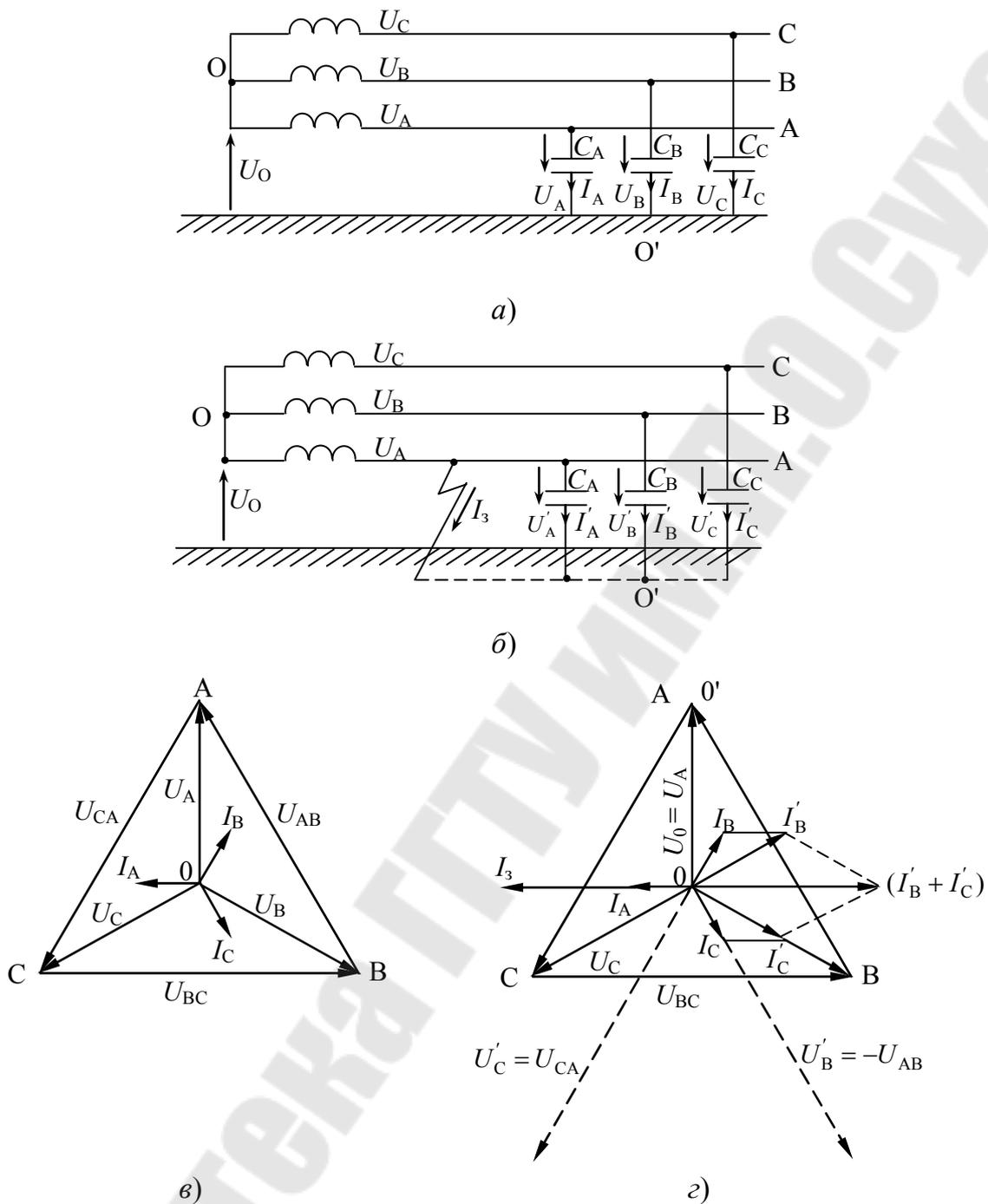


Рис. 3.1. Система с напряжением выше 1000 В с изолированной нейтралью:

- а) расчетная схема замещения в нормальном режиме;
- б) расчетная схема замещения в аварийном режиме работа;
- в) векторная диаграмма токов и напряжений в нормальном режиме;
- г) векторная диаграмма токов и напряжений в аварийном режиме

Следовательно, напряжения здоровых фаз относительно земли увеличиваются в $\sqrt{3}$ раз, во столько же увеличатся емкостные токи

утечки I'_B и I'_C . Угол между напряжениями U'_B и U'_C , а также токами I'_B и I'_C будет равен 60° (рис. 3.1, з). Напряжение поврежденной фазы относительно земли будет равно нулю $U'_A = 0$.

Ток замыкания на землю I_3 определяется выражением (3.6) и в 3 раза больше емкостного тока утечки фазы в землю при нормальном режиме работы системы

$$\dot{I}_3 = -(\dot{I}'_B + \dot{I}'_C) = 3 \cdot \dot{I}'_A.$$

Системы с компенсацией емкостных токов замыкания на землю

Для уменьшения емкостных токов замыкания на землю между нейтралью источников электроэнергии и землей включаются компенсирующие устройства: заземляющие катушки с настроенной индуктивностью или заземляющие трансформаторы. Наибольшее распространение получили заземляющие катушки, которые состоят из сердечника и обмотки, помещенных в кожухе, заполненном трансформаторным маслом. Индуктивность катушки L_k регулируется изменением числа витков или величины зазора сердечника. Активное сопротивление катушки R_k мало по сравнению с индуктивным, поэтому при анализе процессов им можно пренебречь.

Принцип компенсации емкостных токов заземляющими катушкой и трансформаторами практически одинаков, поэтому рассмотрим аварийный режим в системе напряжением выше 1000 В с компенсацией емкостных токов однофазного замыкания на землю при помощи заземляющей катушки. Расчетные схемы замещения системы в нормальном и аварийном режимах представлены на рис. 3.2. Условия нормального режима аналогичны приведенным выше для изолированной нейтрали, ток в катушке равен нулю $I_k = 0$ (рис. 3.2, в). При замыкании фазы А на землю напряжения и емкостные токи утечки здоровых и поврежденной фазы изменяются также как и в системе с изолированной нейтралью (рис. 3.2, з), т.е.

$$U'_A = 0; \quad U'_B = U'_C = \sqrt{3} \cdot U_\Phi;$$

$$I'_A = 0; \quad I'_B = I'_C = \sqrt{3} \cdot I_\Phi;$$

$$I'_A = 0,$$

где U_{Φ} , I_{Φ} – фазные напряжения и токи утечки в системе при нормальной работе.

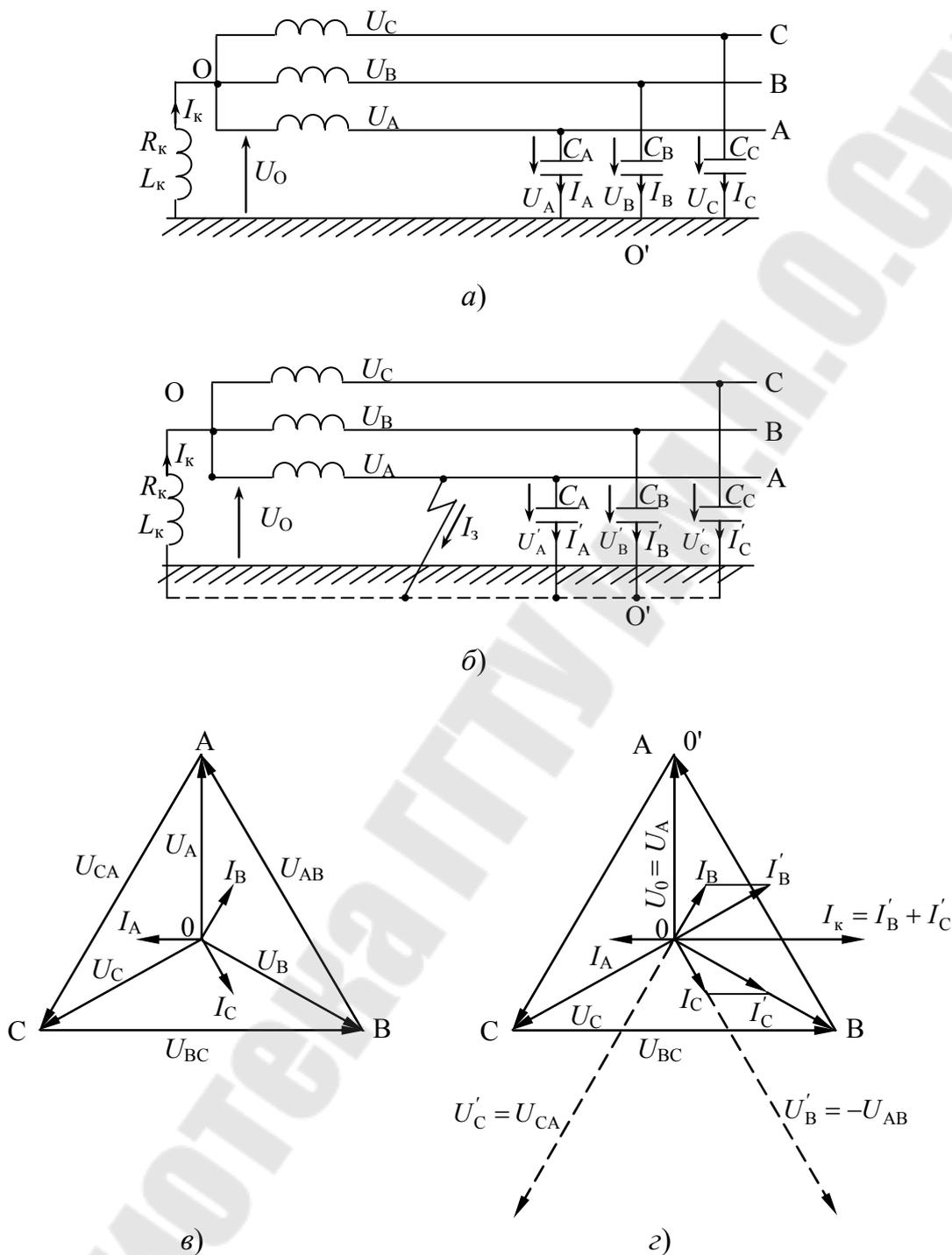


Рис. 3.2. Система с напряжением выше 1000 В с компенсированной нейтралью:

- а) расчетная схема замещения в нормальном режиме;
- б) расчетная схема замещения в аварийном режиме работа;
- в) векторная диаграмма токов и напряжений в нормальном режиме;
- г) векторная диаграмма токов и напряжений в аварийном режиме

При этом заземляющая катушка оказывается под фазным напряжением

$$\dot{U}_O = \dot{U}_A$$

и протекает индуктивный ток катушки I_k , который отстает от напряжения катушки на 90° (рис. 3.2, з). Ток замыкания на землю в этом случае определяется по следующему выражению

$$\dot{I}_3 = \dot{I}_k - (\dot{I}'_B + \dot{I}'_C).$$

При резонансной настройке катушки, когда

$$j\omega L_k = \frac{1}{j3\omega C} \quad (3.7)$$

теоретически ток замыкания на землю равен нулю. Однако на практике, из-за наличия активных составляющих в сопротивлении катушки и изоляции фаз относительно земли, ток замыкания на землю не равен нулю.

Системы с глухозаземленной нейтралью

Однофазное замыкание на землю в системах с глухозаземленной нейтралью (трехпроводной и четырехпроводной напряжением до и выше 1000 В) представляет собой однофазное короткое замыкание (рис. 3.3), так как поврежденная фаза оказывается короткозамкнутой через землю и нейтраль трансформатора или генератора. Ток в месте повреждения ограничен только сопротивлениями источников питания и линий и поэтому является током КЗ. При этом ток замыкания практически не зависит от величины сопротивления изоляции и емкости системы относительно земли.

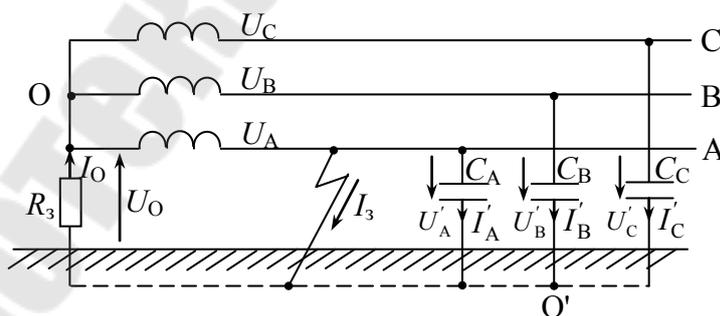


Рис. 3.3. Система с глухозаземленной нейтралью в аварийном режиме

Ток однофазного замыкания на землю, например, фазы А определяется выражением

$$I_3 = \frac{U_A}{R_3 + R_A},$$

где R_3 – сопротивление заземления нейтрали,

R_A – сопротивление провода фазы А до места повреждения.

И так как величины сопротивлений R_3 и R_A малы, то ток КЗ достигает больших значений (тысячи ампер) и приводит в действие релейную защиту, отключающую поврежденный участок системы.

3.3. Требования по технике безопасности

1. Не включать стенд без разрешения преподавателя.
2. Не касаться токоведущих частей стенда при включенном питании.
3. При анализе системы с глухозаземленной нейтралью в аварийном режиме (опыт 3) не включать в схему амперметр для измерения тока замыкания.

3.4. Задание

1. Ознакомиться со схемой, приборами и оборудованием лабораторной установки.
2. Выявить особенности системы с глухозаземленной нейтралью в нормальном и аварийном режимах.
3. Выявить особенности системы с нейтралью, заземленной через активное сопротивление в нормальном и аварийном режимах.
4. Выявить особенности системы с изолированной нейтралью в нормальном и аварийном режимах.
5. Выявить особенности системы с компенсированной нейтралью в нормальном и аварийном режимах.

3.5. Методические указания по выполнению работы

Приборы и оборудование

Лабораторная установка собрана в виде модели системы электроснабжения 3-х фазного тока, позволяющая путем простейших переключений создавать различные режимы нейтрали. Принципиальная схема лабораторной установки приведена на рис.4. Распределение емкости проводов относительно земли в трехфазной системе представлены на стенде в виде сосредоточенных емкостей C_A , C_B , C_C , соответственно фаз А, В и С относительно земли.

Изменяя величины C_1 - C_9 при помощи выключателей S1-S9, можно получить систему с разными параметрами C_A , C_B , C_C .

Ввод трехфазного переменного тока на стенд осуществляется автоматом QF1. Выключатели S10-S12 позволяют осуществить работу системы с различными режимами нейтрали.

Перед началом работы все автоматы и выключатели на стенде должны быть в положении «отключено».

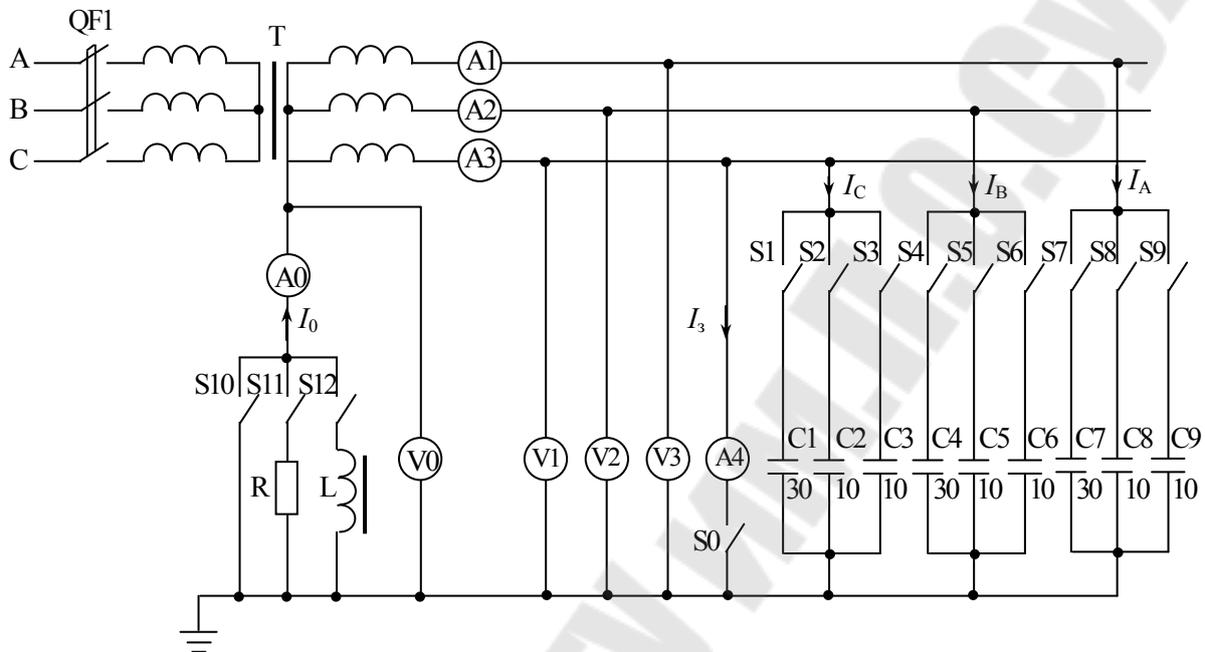


Рис. 3.4. Принципиальная схема лабораторной установки

Порядок выполнения работы:

1. Выявить особенности системы с глухозаземленной нейтралью в нормальном и аварийном режимах.

Для проведения опытов заземлить нейтраль включением S10 и подать напряжение в систему автоматом QF1.

ОПЫТ 1. Нормальный режим работы системы (симметричный).

1. Установить симметричное состояние системы $C_A = C_B = C_C = 50 \text{ мкФ}$ включением выключателей S1-S9.

2. Измерить величины напряжения каждой фазы U_A, U_B, U_C (с помощью вольтметров V1-V3) и нулевой точки трансформатора U_0 (с помощью вольтметра V0) относительно земли и величины токов в проводах фаз I_A, I_B, I_C , (амперметрами A1-A3) и нейтрали I_0 (амперметр A0). Результаты измерений записать в таблицу (см. образец формы).

ОПЫТ 2. Нормальный режим работы системы (несимметричный).

1. Установить несимметричное состояние системы: $C_A = 10 \text{ мкФ}$; $C_B = 30 \text{ мкФ}$; $C_C = 50 \text{ мкФ}$.

2. Измерить величины U_A , U_B , U_C , U_0 , I_A , I_B , I_C , I_0 . Результаты измерений записать в таблицу.

ОПЫТ 3. Аварийный режим работы сети.

1. Произвести замыкание фазы С на землю при любом состоянии системы с глухозаземленной нейтралью. Замыкание осуществить включением автомата S0. При этом следует **убедиться в отсутствии** в схеме амперметра А4, который может выйти из строя при прохождении через него тока замыкания на землю в системе с глухозаземленной нейтралью. Система должна отключиться защитой.

2. Возвратить все выключатели в положение «отключено».

2. Выявить особенности системы с нейтралью, заземленной через активное сопротивление в нормальном и аварийном режимах.

Для проведения опытов заземлить нейтраль через активное сопротивление R включением S11 и подать напряжение в систему.

ОПЫТ 4. Нормальный режим работы системы (симметричный).

1. Установить симметричное состояние системы $C_A = C_B = C_C = 50 \text{ мкФ}$ включением выключателей S1-S9.

2. Измерить величины U_A , U_B , U_C , U_0 , I_A , I_B , I_C , I_0 . Результаты измерений записать в таблицу.

ОПЫТ 5. Нормальный режим работы системы (несимметричный).

1. Установить несимметричное состояние системы; $C_A = 10 \text{ мкФ}$; $C_B = 30 \text{ мкФ}$; $C_C = 50 \text{ мкФ}$.

2. Измерить величины U_A , U_B , U_C , U_0 , I_A , I_B , I_C , I_0 . Результаты измерений записать в таблицу.

ОПЫТ 6. Аварийный режим работы системы.

1. Установить симметричное состояние системы $C_A = C_B = C_C = 20 \text{ мкФ}$.

2. Произвести замыкание фазы С на землю включением автомата S0.

3. Измерить величины U_A , U_B , U_C , U_0 , I_A , I_B , I_C , I_0 и ток замыкания на землю I_3 . Результаты измерений внести в таблицу.

4. По данным измерений подсчитать величину сопротивления R , через которое заземлена нейтраль и внести ее в таблицу.

5. Возвратить все выключатели в положение «отключено».

3. Выявить особенности системы с изолированной нейтралью в нормальном и аварийном режимах.

Для проведения опытов в системе с изолированной нейтралью подать напряжение в систему автоматом QF1.

ОПЫТ 7. Нормальный режим работы системы (симметричный).

1. Установить симметричное состояние системы $C_A = C_B = C_C = 50$ мкФ включением выключателей S1-S9.

2. Измерить величины $U_A, U_B, U_C, U_0, I_A, I_B, I_C$. Результаты измерений записать в таблицу.

ОПЫТ 8. Нормальный режим работы системы (несимметричный).

1. Установить несимметричное состояние системы; $C_A = 10$ мкФ; $C_B = 30$ мкФ; $C_C = 50$ мкФ.

2. Измерить величины $U_A, U_B, U_C, U_0, I_A, I_B, I_C$. Результаты измерений записать в таблицу.

ОПЫТ 9. Аварийный режим работы системы (симметричный).

1. Установить симметричное состояние системы $C_A = C_B = C_C = 20$ мкФ.

2. Произвести замыкание фазы С на землю включением автомата S0.

3. Измерить величины $U_A, U_B, U_C, U_0, I_A, I_B, I_C$ и I_3 . Результаты измерений внести в таблицу.

ОПЫТ 10. Аварийный режим работы системы (несимметричный).

1. Установить несимметричное состояние системы; $C_A = 20$ мкФ; $C_B = 30$ мкФ; $C_C = 40$ мкФ.

2. Произвести замыкание фазы С на землю включением автомата S0.

3. Измерить величины $U_A, U_B, U_C, U_0, I_A, I_B, I_C$ и I_3 . Результаты измерений внести в таблицу.

4. Возвратить все выключатели в положение «отключено».

4. Выявить особенности системы с компенсированной нейтралью в нормальном и аварийном режимах.

Для проведения опытов заземлить нейтраль через катушку индуктивности включением S12 и подать в систему напряжение.

ОПЫТ 11. Нормальной режим работы системы (симметричный).

1. Установить симметричное состояние системы $C_A = C_B = C_C = 50$ мкФ включением выключателей S1-S9.

2. Измерить величины $U_A, U_B, U_C, U_0, I_A, I_B, I_C, I_0$. Результаты измерений записать в таблицу.

ОПЫТ 12. Аварийный режим работы системы

1. Установить симметричное состояние системы $C_A = C_B = C_C = 10$ мкФ.

2. Произвести замыкание фазы С на землю включением автомата S0.

3. Измерить величины $U_A, U_B, U_C, U_0, I_A, I_B, I_C, I_0$ и I_3 . Результаты измерений внести в таблицу.

4. Отключить катушку индуктивности от земли автоматом S12. Измерить величины $U_A, U_B, U_C, U_0, I_A, I_B, I_C, I_0$ и I_3 и результаты измерений внести в таблицу.

5. По окончании опыта установить S0 в положение "отключено", а S12 – "включено", подготовив тем самым схему для следующего опыта.

ОПЫТ 13. Аварийный режим работы системы

1. Установить симметричное состояние системы $C_A = C_B = C_C = 20$ мкФ.

Пункты 2-5 аналогичны соответствующим пунктам опыта 12.

ОПЫТ 14. Аварийный режим работы системы

1. Установить симметричное состояние системы $C_A = C_B = C_C = 30$ мкФ.

Пункты 2-5 аналогичны соответствующим пунктам опыта 12.

После выполнения опыта 14 все автоматы и выключателя должны быть отключены.

3.6. Контрольные вопросы для защиты

1. Какие факторы являются определяющими при выборе режима работы нейтрали в электрических сетях?

2. Нормы токов короткого замыкания в сетях 6-35 кВ с изолированной нейтралью.

3. Какой тип нейтрали применяется в установках 110 кВ и выше?
4. Какой тип нейтрали применяется в установках до 1 кВ?
5. Как определить параметры индуктивности при компенсации емкостных токов?
6. Какое напряжение будет испытывать изоляция при однофазном замыкании на земле в сетях с изолированной нейтралью?
7. Нормы на величины допустимых значений сопротивления заземляющих устройств в различных сетях.

3.7. Требования по содержанию отчета

1. Принципиальные схемы исследованных систем с указанием принятых положительных направлений токов и напряжений в нормальном и аварийном режимах.
2. Результаты измерений и расчетов по результатам опытов 1-14 в виде таблиц.
3. Основные расчетные формулы.
4. Векторные диаграммы напряжений и токов в нормальном и аварийном режимах при различных параметрах исследованных систем. Необходимые расчеты для построения диаграмм.
5. Общие выводы по свойствам систем с различными режимами нейтрали.

3.8. Литература для подготовки

1. Л.А.Бессонов. Теоретические основы электротехники. – М.: Высшая школа, 1973.
2. А.А. Федоров, В.З. Каменева. Основы электроснабжения промышленных предприятия. – М.: Энергия, 1979.

Таблица 3.1

Образец формы таблицы с результатами измерений и расчетов

№ п/п	Исследуемая система и режим работы	Параметры системы	№ опыта	Результаты измерений							Расчетные данные		
				U_A	U_B	U_C	U_0	I_A	I_B	I_C		I_0	I_3
IV	Нейтраль заземленная через катушку индуктивности												
	1) нормальный режим												
	а) симметричное состояние	$C_A = C_B = C_C = 50 \text{ мкФ}$	7										
	б) несимметричное состояние	$C_A = 10 \text{ мкФ} ;$ $C_B = 30 \text{ мкФ} ;$ $C_C = 50 \text{ мкФ}$	8										
2) аварийный режим													
а) симметричное состояние	$C_A = C_B = C_C = 20 \text{ мкФ}$	9											
б) несимметричное состояние	$C_A = 20 \text{ мкФ} ;$ $C_B = 30 \text{ мкФ} ;$ $C_C = 40 \text{ мкФ}$	10											

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 4

ТЕМА: Определение групп соединения трехфазных трансформаторов

4.1. Цель работы

Изучение способов определения групп соединения трехфазных трансформаторов

4.2. Теоретические сведения

Согласно ГОСТ силовые трансформаторы имеют стандартные схемы в группы соединения обмоток.

Обмотки высшего и низшего напряжения трехфазных трансформаторов допускают три основных способа соединений: звезда, треугольник, зигзаг.

Группа соединения трансформатора определяет угол сдвига между векторами вторичного и первичного линейных напряжений соответствующих обмоток. Смещение этих векторов, или угол между ними, зависит от схемы соединения обмоток и направления витков обмотки катушек, которое может быть левым или правым.

Соединяя обмотки высокого и низкого напряжения одним из способов, можно получить различные группы соединения трехфазных трансформаторов.

Для трехфазных трансформаторов применяют следующие группы соединения обмоток высшего и низшего напряжений:

$$Y/Y-0; Y/\Delta-11; Y/Y_0-0; Y_0/\Delta-11; \Delta/\Delta-0.$$

Обозначения $Y/Y-0$, $Y/\Delta-11$ и другие указывают схемы и группы соединения обмоток трансформаторов – угловое смещение векторов линейных напряжений обмотки низшего напряжения по отношению к векторам линейных напряжений обмотки высшего напряжения. Первый знак в обозначении относится к обмотке высшего напряжения, второй к обмотке низшего напряжения. Число указывает угловое смещение 0° , число 11 – угловое смещение 330° , так как угловое смещение в 30° принято за единицу.

На практике зачастую необходимо проверить группу соединения обмоток у готового трансформатора. Для этого могут использоваться следующие методы:

1. Метод непосредственного измерения угла между векторами линейных э.д.с. первичной и вторичной обмоток одноименных фаз с помощью фазометра.

2. Путем измерения электромагнитной системы соответствующих напряжений между зажимами обмоток высшего и низшего напряжения. На основании измеренных данных строятся векторная диаграмма напряжения, по которой определяется группа соединения трансформатора.

Чтобы получить заданную группу соединений необходимо, прежде всего, определить начало и конец каждой из обмоток трансформатора.

Определение начала и конца каждой обмотки проводится методом постоянного тока или с помощью фазометра.

В настоящей работе используется метод постоянного тока, как наиболее простой широко применяющийся в практике. В основу этого метода положено сопоставление направления э.д.с, индуцируемых в обмотках высшего и низшего напряжения, расположенных на одном или разных стержнях трансформатора. Наведенные э.д.с. будет иметь одинаковое направление в том случае, если они направлены в любой момент времени в обеих обмотках от начала к концу или наоборот. При этом направление намотки витков обмоток должно быть одинаковым.

4.3. Задание

1. Определение выводов обмоток трансформатора.
2. Определение начала и концов всех обмоток трансформатора методом постоянного тока.
3. Определение группы соединения обмоток трансформатора с помощью фазометра.
4. Определение группы соединения обмоток трансформатора с помощью вольтметра.

4.4. Методические указания по выполнению работы

Для определения начала и конца обмотки необходимо иметь источник постоянного тока напряжением 4-6 В и вольтметры магнитоэлектрической системы с двухсторонним отклонением стрелки. На приборах должна быть указана полярность зажимов.

1. *Определение выводов обмоток* может проводиться одним из следующих способов:

1.1. С помощью источника постоянного тока и амперметра (рис. 4.1). При подключении источника и амперметра к выводам одной обмотки (рис. 4.1, а) стрелка амперметра отклонится. В случае подключения к выводам различных обмоток (рис. 4.1, б) отклонения стрелки не последует, так как не будет электрической цепи для протекания тока.

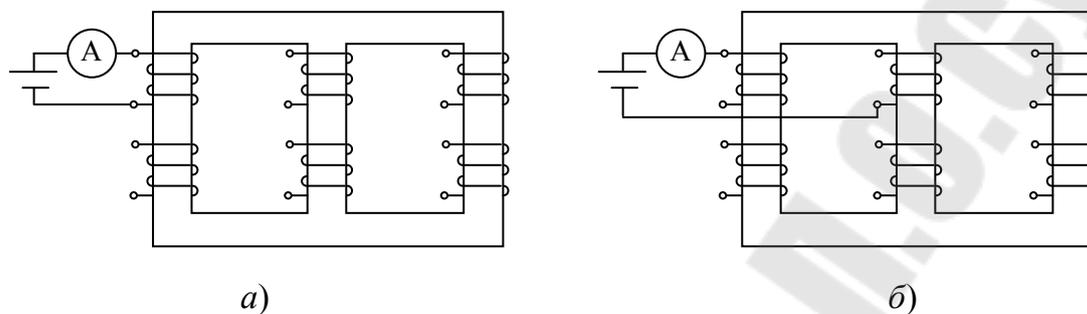


Рис. 4.1. Определение выводов обмоток

1.2. С помощью мегомметра. При подключении мегомметра к выводам одной обмотки стрелка мегомметра покажет сопротивление обмотки. В случае подключения к выводам различных обмоток стрелка мегомметра покажет сопротивление равное бесконечности (сопротивление изоляции).

2. *Определение начала и концов обмоток* производится в следующем порядке:

2.1. Произвольно (условно) выбирается начало и конец одной из первичных обмоток.

К выбранной обмотке подключается источник постоянного тока и отмечается зажим, на который подан плюс источника. К остальным обмоткам подключаются вольтметры, как показано на рис. 4.2.

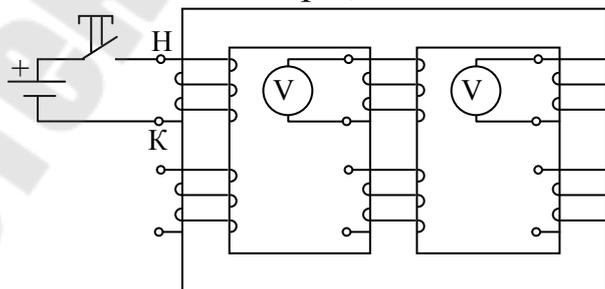


Рис. 4.2. Определение начала и концов обмоток

Включается на короткое время рубильник (нажимается кнопка) и регистрируются отклонения стрелок приборов.

Если зажимы приборов и источника с отметкой (+) подключены к началам всех обмоток трансформатора, то показания приборов, под-

ключенных к обмоткам, расположенных на других стержнях трансформатора, окажутся отрицательными.

Объясняется это тем, что в обмотках, расположенных на одном и том же стержне, индуцируемая э.д.с. совпадает по направлению с э.д.с. исходной обмотки (направление витков обмоток при этом предполагается одинаковым). В обмотках, расположенных на других стержнях, э.д.с. направлены навстречу э.д.с. исходной обмотки, так как для этих стержней изменилось направление магнитного потока.

2.2. Аналогично п. 2.1. определяются начала и концы вторичных обмоток.

2.3. Определяются первичные и вторичные обмотки, расположенные на одном стержне магнитопровода. Для этого собирается схема представленная на рис. 4.3. После подключения источника питания к одной из первичных обмоток (путем нажатия кнопки) стрелки вольтметров подключенных к вторичным обмоткам отклонятся. Максимальное отклонение стрелки будет у вольтметра включенного в обмотку расположенную на одном стержне с обмоткой, к которой подключен источник.

2.4. Проводится окончательная проверка. Для этого к одной из первичных обмоток подключается источник постоянного тока, (+) к началу обмотки. К вторичным обмоткам подключаются вольтметры, (+) к началу обмоток (рис. 4.3).

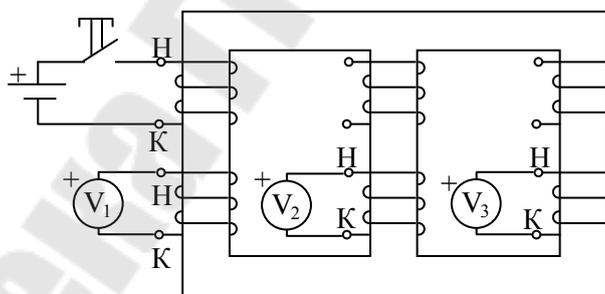


Рис.4.3. Окончательная проверка правильности определения начала и конца обмоток

В случае правильного определения начала и концов обмоток стрелка первого вольтметра отклонится в положительную сторону (т.к. обмотки к которым подключен источник и первый вольтметр находятся на одном стержне, то магнитный поток, а, следовательно, и э.д.с. в них совпадают), а стрелка второго и третьего вольтметра – в отрицательную (т.к. обмотки к которым подключен источник и второй (третий) вольтметр находятся на разных стержнях, то магнитный

поток, а, следовательно, и э.д.с. в них имеют противоположные направления).

Если показания всех приборов противоположны (это объясняется тем, что начала и концы обмоток, к которым подключался источник в п. 2.1, 2.2, выбирались условно), то требуется поменять маркировку (начало \Leftrightarrow конец) у всех первичных либо вторичных обмоток.

В случае недостаточного количества приборов можно производить поочередно определение начал и концов обмоток одним прибором (вольтметром магнитоэлектрической системы).

Результаты определения начал и концов обмоток записываются в тетрадь и показываются для проверки преподавателю.

3. *Определение группы соединения обмоток трансформатора с помощью фазометра.*

3.1. Преподавателем задается схема соединения обмоток трансформатора.

3.2. Для определения группы соединения обмоток трансформатора собирается схема согласно рис. 4.4.

Обмотка напряжения фазометра подключается к зажимам обмотки высшего напряжения трансформатора (например, к зажимам **A** и **B**).

Токовая обмотка фазометра подключается соответственно к одноименным зажимам обмотки низшего напряжения через добавочное сопротивление (в данном случае к зажимам **a** и **b**). Как видно на рис. 4.4, ток I , протекающий через токовую обмотку фазометра будет совпадать по направлению с э.д.с. возникающей на выводах **a** и **b**. Протекающий по обмотке напряжения ток окажется одинакового направления с э.д.с, появляющейся на зажимах **A** и **B**. Следовательно, угол между токами будет равен углу между соответствующими линейными э.д.с. обмоток трансформатора.

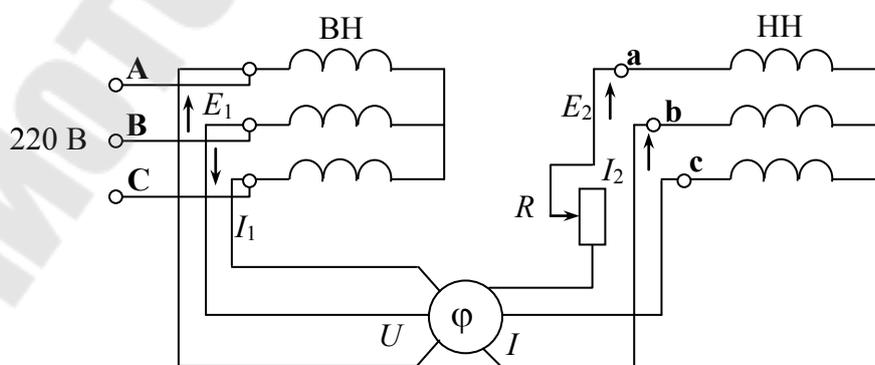


Рис. 4.4

После измерения угла строится векторная диаграмма э.д.с. обмоток высшего и низшего напряжения и определяется группа соединения обмоток трансформатора.

Пользуясь указанным методом, желательно иметь фазометр со шкалой в 360° .

ПРИМЕЧАНИЕ: В случае применения трехфазного фазометра к обмоткам высшего напряжения трансформатора подключают три вывода обмоток напряжения к фазам А, В, С. Два вывода токовой обмотки фазометра подключаются соответственно к зажимам **a** и **b** обмотки низшего напряжения.

4. *Определение группы соединения обмоток трансформатора с помощью вольтметра.*

4.1. Преподавателем задается схема соединения обмоток трансформатора.

4.2. Применяя данный метод, соединяют одноименные зажимы, например А и а (рис. 4.5) и производят измерения вольтметром между следующими выводами:

- 1) b – В; 3) c – В; 5) А – В.
- 2) b – С; 4) c – С;

Питание подается на обмотку высшего напряжения трансформатора.

В зависимости от группы соединения результаты измерений будут различными.

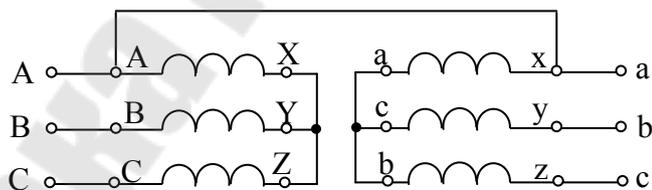


Рис. 4.5. Определение группы соединения обмоток трансформатора методом вольтметра

По данным измерений строится векторная диаграмма напряжений и определяется группа соединений трансформатора.

Пример построения векторной диаграммы

Допустим в результате проведенного эксперимента по п. 4.2 получены следующие результаты:

- $$\begin{aligned} B - b &= 270 \text{ В}; & B - c &= 200 \text{ В}; \\ C - b &= 300 \text{ В}; & C - c &= 270 \text{ В}. \end{aligned}$$

Линейное напряжение, подведенное из сети к обмотки высшего напряжения трансформатора составляет 220 В.

Выбираем следующий масштаб: 1 см = 50 В.

Строим в масштабе треугольник линейных напряжений для обмоток высокого напряжения (рис. 4.6, а). Из точки **B** и **C** делаем засечки раствором циркуля, равным соответственно 270 В и 300 В в выбранном масштабе и получаем точку **b**. Из точек **B** и **C** раствором циркуля равным 200 и 270 В в прежнем масштабе делаем второй раз засечки и находим точку **c**. Точки **A** и **a** на диаграмме совпадают, так как соответствующие зажимы трансформатора были соединены коротко.

По наденным точкам строится треугольник линейных напряжений обмоток низшего напряжения. Выносим отдельно одноименные векторы линейных напряжений (например, U_{AB} и U_{ab}), представляющие собой жесткую систему, как показано на рис. 4.6, б).

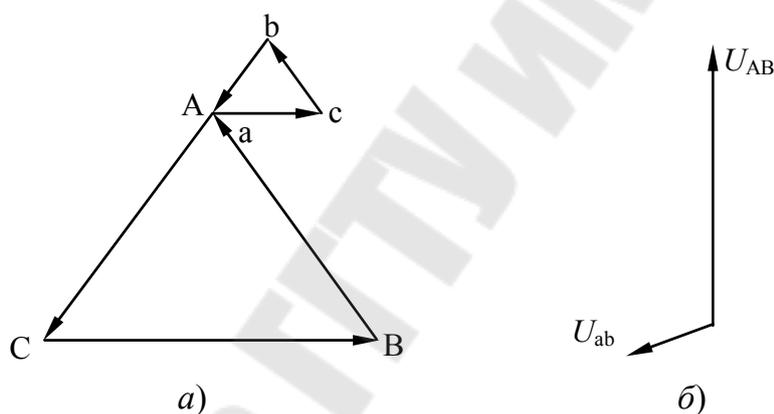


Рис. 4.6. Построение векторной диаграммы

Совместим мысленно вектор высшего напряжения U_{AB} с цифрой 12 циферблата часов, вектор низшего напряжения U_{ab} установится на цифре 8, Это означает, что испытуемый трансформатор имеет 8 группу соединения обмоток.

4.5. Контрольные вопросы для защиты

1. Как определить начала и концы обмоток?
2. Чем обуславливается кратковременное отклонение стрелки вольтметра (а не постоянное) при определении начала и концов обмоток трансформатора?
3. Что понимают под группой соединения обмоток трансформатора?

4. Почему (при выполнении п. 2.3) максимальное отклонение стрелки будет у вольтметра включенного в обмотку (вторичную) расположенную на одном стержне с обмоткой (первичной), к которой подключен источник?

5. При каких условиях получаются четные и нечетные группы соединения трансформаторов?

6. Как определить группу соединения трехфазного трансформатора?

4.6. Требования по содержанию отчета

1. Тема и цель работы.
2. Краткое описание проведенных экспериментов по определению начал и концов обмоток, и групп соединения обмоток трансформатора.
3. Результаты измерений и диаграммы.
4. Выводы.

4.7. Литература для подготовки

1. Вольдек А.И. Электрические машины. – Л.: Энергия, 1978. – 892 с.

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 5

ТЕМА: Компенсация реактивной мощности

5.1. Цель работы

Изучить принципы компенсации реактивной мощности и работу цифрового регулятора реактивной мощности

5.2. Краткие теоретические сведения

Потребители реактивной мощности и энергии

Основными потребителями реактивной мощности в электрических системах являются трансформаторы, воздушные электрические линии, асинхронные двигатели, вентильные преобразователи, индукционные электропечи, сварочные агрегаты и другие нагрузки. Суммарные абсолютные и относительные потери реактивной мощности в элементах сети весьма велики и достигают 50 % мощности, поступающей в сеть. Примерно 70–75 % всех потерь реактивной мощности составляют потери в трансформаторах различных ступеней напряжения. Так, в трехобмоточном трансформаторе ТДТИ-40 000/220 при коэффициенте загрузки, равном 0,8, потери реактивной мощности составляют около 12 % номинальной мощности.

На промышленных предприятиях основными потребителями реактивной мощности являются асинхронные двигатели – на их долю приходится 65-70 % реактивной мощности, потребляемой предприятием, 20-25 % приходится на трансформаторы, около 10 % – на другие приемники и воздушные линии электропередачи.

Общая потребляемая реактивная мощность равна:

$$\sum Q_{\text{п}} = \sum Q_{\text{н}} + \sum \Delta Q,$$

где $\sum Q_{\text{н}}$ – суммарная реактивная мощность нагрузки;

$\sum \Delta Q$ – суммарные потери реактивной мощности.

Суммарная реактивная мощность нагрузки:

$$\sum Q_{\text{н}} = \sum P_{\text{н}i} \operatorname{tg} \varphi_i,$$

где $\sum P_{\text{н}i}$ – активная мощность i -й нагрузки; $\operatorname{tg} \varphi_i$ – тангенс угла треугольника мощностей.

Суммарные потери реактивной мощности:

$$\sum \Delta Q = \sum \Delta Q_{\text{л}} - \sum Q_{\text{с}} + \sum \Delta Q_{\text{т}},$$

где $\sum \Delta Q_{\text{л}}$ – суммарные потери реактивной мощности в линии;

$\sum \Delta Q_c$ – суммарная генерация реактивной мощности в емкостных проводимостях линии;

$\sum \Delta Q_T$ – суммарные потери реактивной мощности в трансформаторах.

Потери реактивной мощности в линии:

$$\Delta Q_{\text{л}} = \frac{S_{\text{л}}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot x_{\text{л}}.$$

Приблизительные величины потерь реактивной мощности в линиях и генерации в проводимостях линий принимаются равными:

$$\sum \Delta Q_{\text{л}} \approx 0,1 \cdot S_{\text{л}}, \quad \sum Q_c \approx 0,1 \cdot S_{\text{л}}.$$

Потери реактивной мощности в k параллельно работающих трансформаторах:

$$\Delta Q_T = k \cdot S_{\text{НОМ}} \frac{u_k \%}{100}.$$

При характерных значениях u_k % потери в трансформаторах ориентировочно равны:

$$\Delta Q_T \approx 0,1 \cdot k \cdot S_{\text{НОМ}} = 0,1 \cdot S_{\text{н}}.$$

При правильном проектировании в любой электрической сети должен соблюдаться баланс полной мощности при соблюдении условий поддержания нормального режима. При этом необходимо обеспечить баланс реактивной мощности как для системы в целом, так и для отдельных узлов питающей сети с наличием в них необходимого резерва реактивной мощности.

Компенсация реактивной мощности

Активную мощность электрической сети получают от генераторов электрических станций, которые являются единственным источником активной мощности. В отличие от активной мощности реактивная мощность может генерироваться не только генераторами, но и компенсирующими устройствами – конденсаторами, синхронными компенсаторами или статическими источниками реактивной мощности (ИРМ), которые можно установить на подстанциях электрической сети. При номинальной нагрузке генераторы вырабатывают лишь около 60 % требуемой реактивной мощности, 20 % генерируется в ЛЭП с напряжением выше 110 кВ, 20 % вырабатывают компенси-

рующие устройства, расположенные на подстанциях или непосредственно у потребителя.

Компенсацией реактивной мощности называют ее выработку или потребление с помощью компенсирующих устройств.

Компенсация реактивной мощности, как всякое важное техническое мероприятие, может применяться для нескольких различных целей. Во-первых, компенсация реактивной мощности необходима по условию баланса реактивной мощности. Во-вторых, установка компенсирующих устройств применяется для снижения потерь электрической энергии в сети. И, наконец, в-третьих, компенсирующие устройства применяются для регулирования напряжения.

Для уменьшения перетоков реактивной мощности по линиям и трансформаторам источники реактивной мощности должны размещаться вблизи мест ее потребления. При этом передающие элементы сети разгружаются по реактивной мощности, чем достигается снижение потерь активной мощности и напряжения.

Эффект установки компенсирующих устройств в конце линии иллюстрируется рис. 2.1, где приведены схемы замещения и векторные диаграммы токов и мощностей

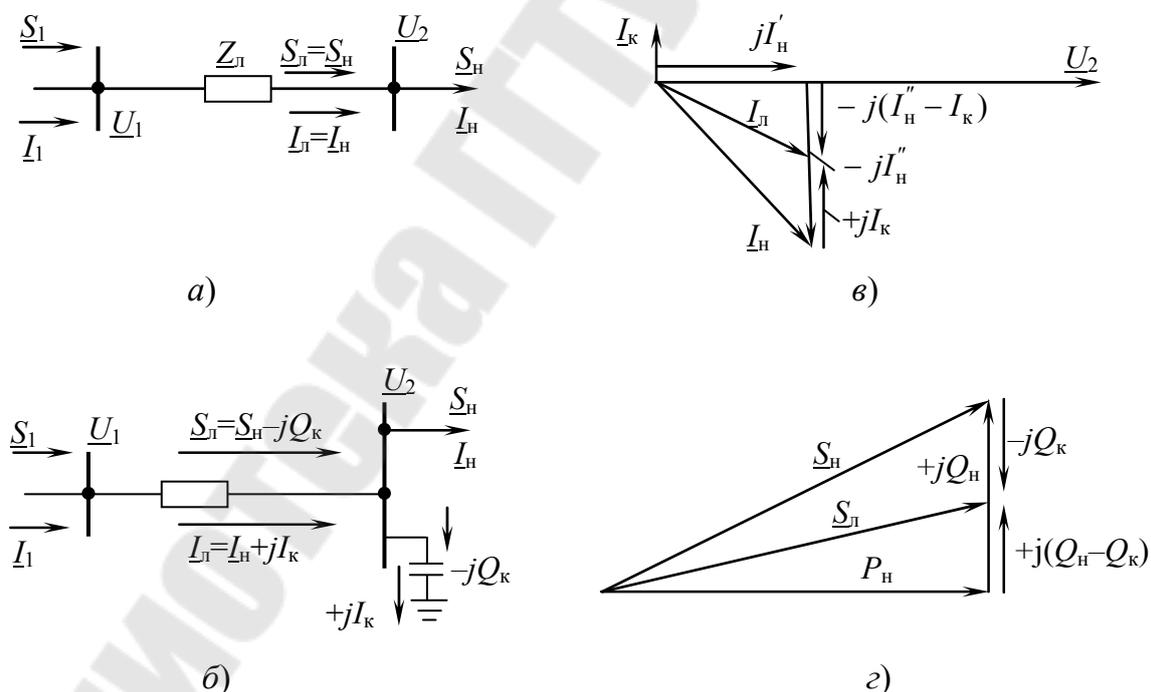


Рис. 5.1. К пояснению эффекта от применения компенсирующих устройств: а, б – токи и потоки мощности до и после компенсации; в – векторная диаграмма токов; г – треугольник мощностей

Без применения компенсирующих устройств в линии протекают ток и мощность нагрузки (рис. 5.1, а):

$$\underline{I}_H = I'_H - jI''_H, \quad \underline{S}_H = P_H + jQ_H.$$

При установке компенсирующих устройств реактивный ток и реактивная мощность в линии уменьшаются на величину реактивного тока и реактивной мощности, генерируемых в компенсирующем устройстве I_K и Q_K . В линии будут протекать меньшие по модулю ток и мощность, соответственно равные (рис. 5.1, б)

$$\underline{I}_L = I'_H - j(I''_H - I_K), \quad \underline{S}_L = P_H + j(Q_H - Q_K).$$

Таким образом, вследствие применения компенсирующих устройств на подстанции при неизменной мощности нагрузки реактивные мощности и ток в линии уменьшаются – линия разгружается по реактивной мощности. При этом, как отмечалось выше, в линии уменьшаются потери мощности и потери напряжения, так как

$$\Delta P_L = \frac{P_H^2 + (Q_H - Q_K)^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot r_L, \quad \Delta U_L = \frac{P_H + (Q_H - Q_K)}{U_{\text{НОМ}}} \cdot x_L.$$

Компенсирующие устройства

В качестве компенсирующих устройств, как отмечалось выше, используются синхронные компенсаторы (СК), батареи конденсаторов (БК), реакторы и статические источники реактивной мощности (ИРМ).

Батареи конденсаторов (БК) применяются:

а) для генерации реактивной мощности в узлах сети – *поперечной компенсации* (шунтовые БК);

б) для уменьшения реактивного сопротивления линий – *продольной компенсации* (УПК).

Шунтовые БК включают на шины подстанций (рис. 5.1, б), УПК включают в линии последовательно. Батареи конденсаторов комплектуются из отдельных конденсаторов, соединенных последовательно и параллельно (рис. 5.2). Конденсаторы выпускаются в однофазном и трехфазном исполнениях на номинальное напряжение 0,22–10,5 кВ. Единичная мощность конденсаторов составляет 10–125 квар.

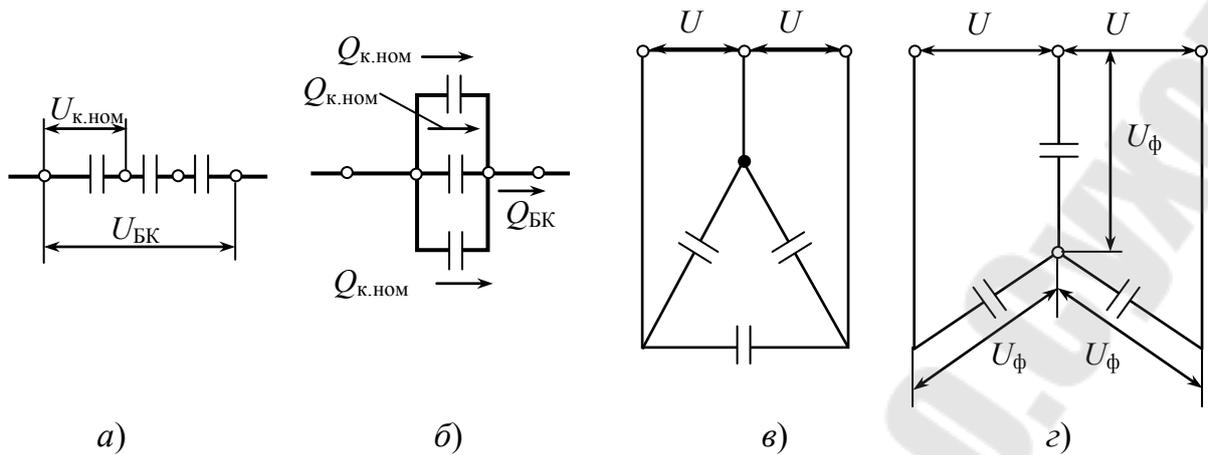


Рис. 5.2. Принципиальные схемы батарей конденсаторов:
а, б – последовательное и параллельное соединение конденсаторов;
в, г – соединение фаз БК треугольником и звездой

Шунтовые конденсаторные батареи применяют на напряжениях до 110 кВ. Увеличение рабочего напряжения БК достигается увеличением числа последовательно включенных конденсаторов (рис. 5.2, *а*). Для увеличения мощности БК применяют параллельное соединение конденсаторов (рис. 5.2, *б*).

Число последовательно включенных конденсаторов в БК определяется по формуле:

$$n = \frac{U_{\text{БКиб}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{к.ном}} k_p},$$

где $U_{\text{БКиб}}$ – расчетное максимальное напряжение в точке подключения БК;

$U_{\text{к.ном}}$ – номинальное напряжение конденсатора;

k_p – коэффициент, учитывающий разброс параметров конденсаторов, значение которого принимается 0,92–0,95.

В сетях трехфазного тока конденсаторы включаются звездой и треугольником (рис. 5.2, *в, г*). При соединении конденсаторов звездой мощность батареи:

$$Q_c = 3U_{\phi}^2 \omega C.$$

При соединении конденсаторов треугольником мощность батареи:

$$Q_c = 3U^2 \omega C = 9U_{\phi}^2 \omega C.$$

Таким образом, при соединении конденсаторов треугольником мощность батареи оказывается в 3 раза больше. При напряжении до 1 кВ конденсаторы обычно включают треугольником. В энергосистемах БК на напряжение 6 кВ и выше соединение выполняется только по схеме звезды с изолированной или глухо заземленной нейтралью в зависимости от режима нейтрали сети, в которой устанавливаются БК.

В конденсаторах, применяемых в компенсирующих устройствах, в качестве диэлектрика используется бумага, пропитанная минеральным маслом или синтетической жидкостью. Известны разработки конденсаторов повышенной мощности с диэлектриком из синтетической пленки, имеющих малые габариты.

Батареи конденсаторов бывают регулируемые (управляемые) и нерегулируемые. В *нерегулируемых* число конденсаторов неизменно, а величина реактивной мощности зависит только от квадрата напряжения. Суммарная мощность нерегулируемых батарей конденсаторов не должна превышать наименьшей реактивной нагрузки сети.

В *регулируемых* батареях конденсаторов в зависимости от режима автоматически или вручную изменяется число включенных конденсаторов. Выпускаются регулируемые комплектные батареи конденсаторов на напряжения 0,38; 6; 10 кВ, снабженные пускорегулирующим устройством, необходимым для автоматического изменения мощности батареи (контакторами или выключателями).

На практике изменение мощности, вырабатываемой батареей в нормальных эксплуатационных условиях, достигается включением или отключением части конденсаторов, стравляющих батарею, т. е. путем ступенчатого регулирования. Одноступенчатое регулирование заключается в отключении или включении всех конденсаторов батареи, многоступенчатое – в отключении или включении отдельных секций батареи, снабженных контакторами или выключателями.

При отключении конденсаторов необходима их автоматическая (без участия дежурного персонала) разрядка на активное сопротивление, присоединенное к батарее. Величина его должна быть такой, чтобы при отключении не возникло перенапряжений на зажимах конденсаторов. В качестве разрядного сопротивления для конденсаторных установок напряжением 6–10 кВ используется активное сопротивление трансформаторов напряжения (TU). Для БК до 1 кВ применяются специальные разрядные сопротивления ($R_{p.c}$ на рис. 5.3). Защита конденсаторов осуществляется плавкими предохранителями, вклю-

чаемыми по одному в цепь каждого конденсатора. Кроме того, батарея в целом защищается с помощью предохранителей или выключателей в цепи батареи (рис. 5.5).

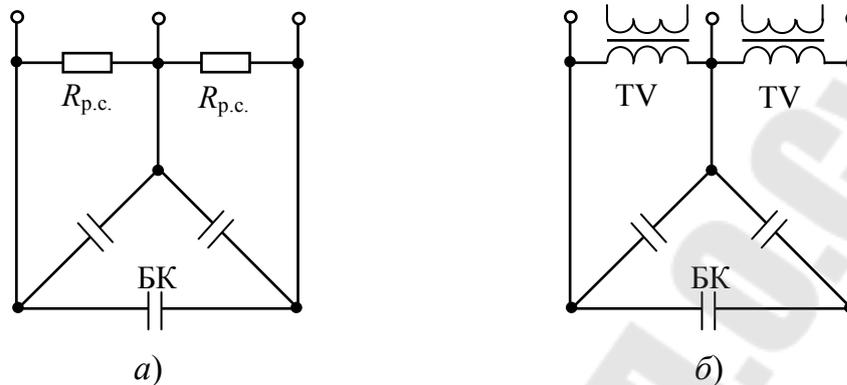


Рис. 5.3. Схемы разрядки батарей конденсаторов: *a* – через разрядное сопротивление; *б* – через трансформатор напряжения

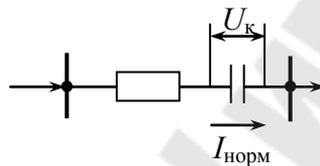


Рис. 5.4. Схемы включения УПК

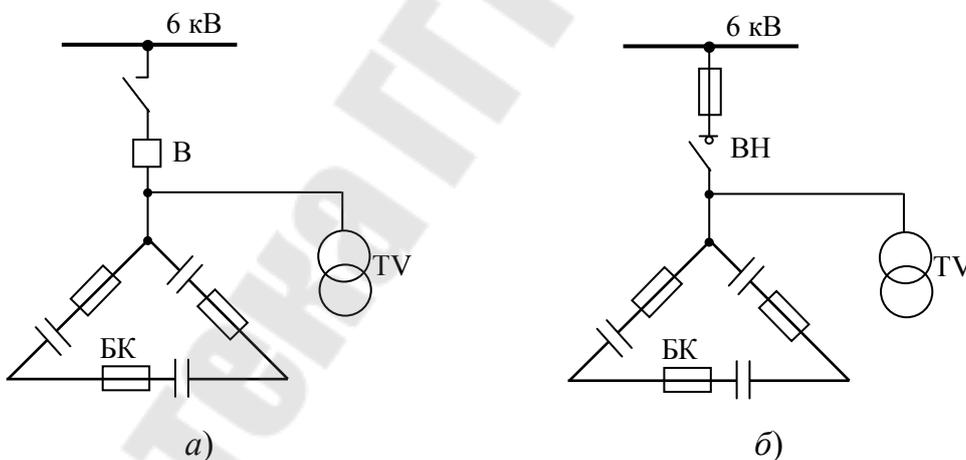


Рис. 5.5. Включение батарей конденсаторов: *a* – под отдельный выключатель; *б* – под выключатель нагрузки потребителя (ВН)

Продольная компенсация для уменьшения реактивного сопротивления линии иллюстрируется на рис. 5.4.

В нормальном режиме через УПК течет ток $I_{норм}$. При этом напряжение на УПК равно:

$$I_{к.норм} = \sqrt{3}I_{норм}x_{к} \approx (5 \div 20\%)U_{норм.с},$$

где $U_{\text{ном.с}}$ – номинальное напряжение сети.

В сетях систем электроснабжения промышленных предприятий возможны следующие виды компенсации с помощью БК: а) индивидуальная – с размещением конденсаторов непосредственно у токоприемника; б) групповая – с размещением конденсаторов у силовых шкафов и шинопроводов в цехах; в) централизованная – с подключением батареи на шины 0,38 и 6–10 кВ подстанции.

Основные технико-экономические преимущества конденсаторов в сравнении с другими компенсирующими устройствами состоят в следующем: а) возможность применения как на низком, так и на высоком напряжении; б) малые потери активной мощности (0,0025–0,005 кВт/квар). Недостатки конденсаторов с точки зрения регулирования режима: а) зависимость генерируемой ими реактивной мощности от напряжения; б) невозможность потребления реактивной мощности; в) ступенчатое регулирование выработки реактивной мощности и невозможность ее плавного изменения; г) чувствительность к искажениям формы кривой питающего напряжения.

Среди эксплуатационных недостатков БК следует отметить малый срок службы (8–10 лет) и недостаточную электрическую прочность (особенно при коротких замыканиях и напряжениях выше номинального).

Синхронные компенсаторы (СК). Как следует из анализа режима синхронной машины, увеличить вырабатываемую реактивную мощность можно за счет уменьшения активной. Синхронный компенсатор – это синхронный двигатель, работающий в режиме холостого хода без нагрузки на валу ($P = 0$). По сравнению с обычным синхронным двигателем СК; изготавливаются с облегченным валом, они имеют меньшие размеры и массу.

Реактивная мощность синхронного компенсатора:

$$Q_{\text{с.к}} = S_{\text{с.к}} = \sqrt{3}U_{\text{с}}I_{\text{с.к}} = U_{\text{с}} \frac{U_{\text{с}} - E_q}{x_d}.$$

Положительными свойствами СК источников реактивной мощности являются: а) возможность увеличения генерируемой мощности при понижении напряжения в сети вследствие регулирования тока возбуждения; б) возможность плавного и автоматического регулирования генерируемой реактивной мощности.

Шунтирующие реакторы можно применять для регулирования реактивной мощности и напряжения. Реактор – это статическое элек-

тромагнитное устройство, предназначенное для использования его индуктивности в электрической цепи. Активное сопротивление реактора очень мало. Шунтирующие реакторы рассчитаны на напряжения 35–750 кВ и могут как присоединяться к линии так и включаться на шины подстанции.

Реактор потребляет реактивную мощность, которая в зоне линейности его электромагнитной характеристики зависит от квадрата напряжения U :

$$Q_p = b_p U^2,$$

где b_p – индуктивная проводимость реактора.

Используются нерегулируемые и регулируемые шунтирующие реакторы. Нерегулируемый реактор характеризуется двумя дискретными состояниями: "включено", "отключено".

Регулируемые или управляемые реакторы изменяют потребляемую реактивную мощность по сигналам управления, что более эффективно для регулирования напряжения и реактивной мощности. Управление реактором осуществляется в результате целенаправленного изменения его параметров с помощью подмагничивания. Такое подмагничивание возможно для управления только реактором, имеющим магнитопровод из ферромагнитного материала.

Статические источники реактивной мощности (ИРМ) предназначены для плавной (регулируемой) генерации или потребления реактивной мощности, что достигается в ИРМ использованием нерегулируемой батареи конденсаторов и включенного последовательно или параллельно с ней регулируемого реактора. Плавность регулирования реактивной мощности ИРМ достигается с помощью регулируемого тиристорного блока, входящего в устройство управления. Схемы ИРМ весьма разнообразны и позволяют вырабатывать или потреблять реактивную мощность в зависимости от режима и вида схемы.

Расстановка компенсирующих устройств

На промышленных предприятиях наибольшее распространение получили БК. Установка синхронного компенсатора допускается на крупных предприятиях по согласованию с энергосистемой. Необходимость их установки обосновывается технико-экономическими расчетами. В простейшем случае мощность компенсирующего устройства, устанавливаемого в пункте i , определяется следующим простым выражением:

$$Q_{ki} = \frac{Q_{\Sigma} r_{\text{эк}}}{r_i},$$

где Q_{Σ} – суммарная распределяемая мощность КУ;

r_i – сопротивление радиальной линии, питающей данный пункт;

$r_{\text{эк}}$ – эквивалентное сопротивление сети:

$$r_{\text{эк}} = \frac{1}{1/r_1 + 1/r_2 + \dots + 1/r_n}.$$

5.3. Задание

1. Ознакомиться с принципом работы и характеристиками цифрового регулятора реактивной мощности.

2. Выбрать сечение кабеля для питания группы электроприемников и рассчитать потери в линии за смену без компенсации и с компенсацией реактивной мощности.

Таблица 5.1

График включения нагрузки за смену

Часы Вариант	1	2	3	4	5	6	7	8
1	2	2,3	4	1-4	2,4	1	3,4	1,3
2	4	2,3	3,4	1,2,4	2-4	1-3	1,2	1
3	1,4	2,4	2	1,3	1-4	2-4	4	1
4	2	2,3	1	1-4	1-3	1,3	1,2	4
5	1	1,2	2	2,3	1,3	1-4	2,4	4

5.4. Методические указания по выполнению работы

1. Изучить принцип работы и характеристики цифрового регулятора реактивной мощности.

2. В соответствии с вариантом задания снять графики нагрузки группы электроприемников (по активной мощности, реактивной мощности (дефициту мощности), току, коэффициенту мощности) без компенсации реактивной мощности. Схема установки дана на рис. 5.6.

3. Выбрать сечение кабеля для питания группы электроприемников.

4. Рассчитать потери в кабельной линии за смену, приняв длину кабельной линии равной 5 км.

5. Снять графики нагрузки компенсации реактивной мощности.

6. Выбрать сечение кабеля для питания группы электроприемников с компенсацией реактивной мощности.

7. Рассчитать потери в кабельной линии за смену.

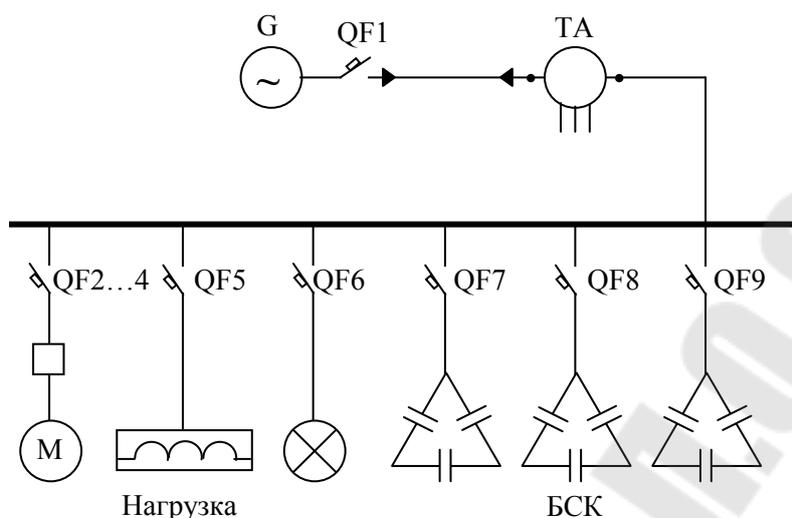


Рис. 5.6. Схема лабораторной установки

5.5. Контрольные вопросы

1. Какие вы знаете средства компенсации реактивной мощности?
2. Для чего применяется компенсация реактивной мощности?
3. Дайте классификацию способов компенсации реактивной мощности по месту установки компенсирующих устройств.
4. Продольная и поперечная компенсация реактивной мощности.
5. Достоинства и недостатки применения батарей статических конденсаторов.
6. Достоинства и недостатки применения синхронных компенсаторов.

5.6. Требования по содержанию отчета

1. Тема и цель работы.
2. Схема включения цифрового регулятора реактивной мощности.
3. Графики нагрузки по активной мощности, реактивной мощности (дефициту мощности), току, коэффициенту мощности.
4. Выбор сечения кабеля и расчет потерь энергии.
5. Выводы.

5.7. Литература

1. Идельчик В.И. Электрические системы и сети. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 592 с.

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 6

ТЕМА: Изучение плавких предохранителей

6.1. Цель работы

Изучение назначения, конструкции и принципа действия предохранителей

Изучение методики выбора плавких вставок;

Изучение методов обеспечения избирательности (селективности) срабатывания предохранителей.

Изучение способов калибровки плавких вставок предохранителей и обеспечения селективности их срабатывания.

6.2. Краткие теоретические сведения

Предохранители на напряжение ниже 1 кВ

В электрических сетях напряжением 0,38 кВ наибольшее распространение получили предохранители типов ПР-2, ПН-2 и НПН-2. Предохранители типа ПР-2 (разборные, с закрытыми патронами без наполнителя) изготавливаются на напряжение 220 и 550 В и токи патронов 15 ... 1000 А. Патрон предохранителя (рис. 6.1) состоит из фибровой цилиндрической трубки с напрессованными на концах латунными обоймами 4 с резьбой. Латунные колпачки 5, навинчиваемые на эти обоймы, зажимают контактные ножи 1, к которым болтами присоединяют плавкую вставку 3. У предохранителей на токи до 60 А колпачки одновременно являются контактами. Патрон вставляют в неподвижные контактные стойки. Укрепленные на изоляционной плите.

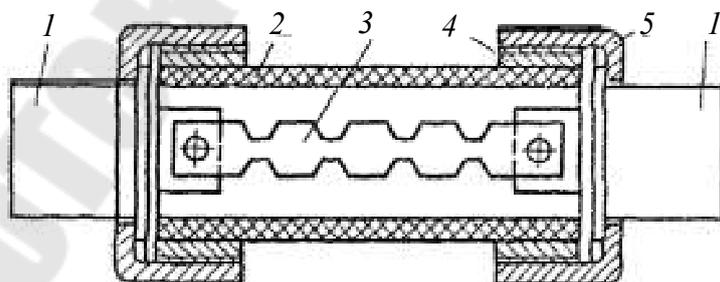


Рис. 6.1. Разрез патрона предохранителя типа ПР:

1 – контактный нож; 2 – фибровый патрон; 3 – плавкая вставка;
4 – обойма; 5 – колпачок

Плавкие вставки изготовляют из цинка в виде пластин с вырезами. Наличие суженных мест облегчает гашение электрической дуги,

так как на этих участках выделяется больше теплоты, чем на широких. При возникновении тока к.з. узкие участки нагреваются настолько быстро, что отвода теплоты к широким участкам почти не происходит и вставка перегорает одновременно во всех или в нескольких местах. При перегорании вставки и возникновении дуги фибровая трубка выделяет газы (водород и углекислый газ). Давление в закрытой с обеих сторон трубке резко возрастает. Под воздействием высокого давления, способствующего охлаждению и деионизации дуги, она быстро гаснет. При энергичной деионизации дугового промежутка сопротивление его быстро возрастает, ток к.з. в цепи уменьшается и прерывается прежде, чем достигнет максимального значения. Таким образом, эти предохранители являются токоограничивающими.

При перегрузках нагрев этих участков происходит медленнее, чем при к.з., и часть теплоты отводится к широким участкам. В этом случае вставка плавится в месте перехода от узкой части к широкой, то есть в наиболее нагретом месте вставки.

Когда при к.з. суженные участки вставки перегорают, широкие ее участки падают в нижнюю часть патрона, не плавясь и не засоряя трубку парами металла. В результате значительного уменьшения количества паров металла улучшаются условия гашения дуги.

Предохранители типа ПР-2 широко используются в сетях напряжением 380/220 В, в частности в комплектных трансформаторных подстанциях (КТП) и во внутренних электрических сетях как непосредственно, так и в качестве составной части блоков предохранитель - выключатель БПВ-31. Эти блоки устанавливаются в некоторых конструкциях КТП для защиты от к.з. и перегрузки отходящих линий.

Предохранители типа ПН-2 (с наполнителем) в отличие от ПР-2 имеют наполнитель – мелкий кварцевый песок, который обеспечивает интенсивный теплоотвод от электрической дуги и быстрое ее гашение. Их изготавливают на напряжение до 500 В и номинальные токи 100 ... 600 А. Патрон предохранителя ПН-2 (рис. 6.2) состоит из фарфоровой трубки 2, квадратной снаружи и круглой внутри, которая имеет четыре резьбовых крышки 1 с уплотняющими прокладками. Асбестовые прокладки обеспечивают герметизацию патрона. Плавкие вставки на концах приварены к дискам 3, которые крепятся винтами к крышкам 1. С другой стороны дисков 3, приварены контактные ножи 4, которые вставляются в контактные стойки 7. Стойки подпружинены кольцевой пружиной, к ним подсоединяется защищаемая цепь.

Патрон предохранителя может быть снят под напряжением при помощи специальной рукоятки из изоляционного материала.

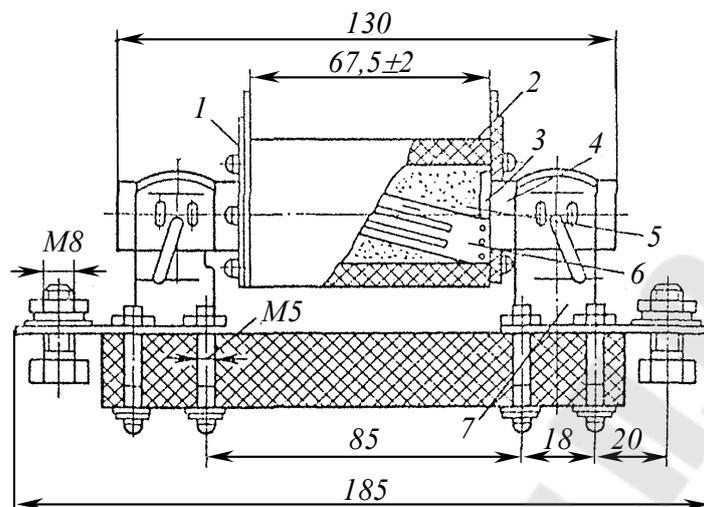


Рис. 6.2. Предохранитель типа ПН-2:

- 1 – крышка; 2 – фарфоровый корпус; 3 – диски; 4 – контактный нож;
5 – наполнитель (кварцевый песок); 6 – плавкая вставка;
7 – контактная стойка

Плавкую вставку изготовляют из одной или нескольких (в зависимости от номинального тока) медных ленточек толщиной 0,15 ... 0,35 мм. Вставка имеет прорезы, уменьшающие ее сечение. На полоски меди напаяны шарики из олова, которые обеспечивают металлургический эффект. В соответствии с числом медных ленточек вставки дуга возникает в нескольких параллельных каналах, что обеспечивает уменьшение количества паров металла и наилучшие условия гашения дуги в узкой щели между песчинками. В результате предохранитель ПН-2, а так же и ПР-2, обеспечивает токоограничивающий эффект.

Принцип действия предохранителя НПН-2 (неразборный с наполнителем) такой же, как и предохранителя ПН-2. Патрон, состоящий из стеклянной трубки, заполненной кварцевым песком, неразборный и без контактных ножей. Он армирован по концам медными колпачками, наружная цилиндрическая поверхность которых служит для создания электрического контакта с контактными стойками. Плавкая вставка, впаянная в эти колпачки внутри патрона, состоит из нескольких медных проволочек с оловянным шариком посередине.

Выпускаются так же насыпные предохранители с неразборным патроном серии ПП-31 на номинальный ток 32 ... 1000 А и напряже-

ние 660 В. Все токоведущие части предохранителей, в том числе плавкая вставка, выполнены из алюминия. Использование этих предохранителей позволяет сэкономить большое количество медного проката.

Предохранители на напряжение выше 1 кВ

В электрических установках на это напряжение применяются предохранители типов ПКТ и ПВТ (прежнее название соответственно ПК и ПСН). Предохранители типа ПКТ (с кварцевым песком) изготовляют на напряжения 6 ... 35 кВ и номинальные токи 40 ... 400 А. Наиболее широкое распространение получили предохранители ПКТ-10 на 10 кВ, устанавливаемые на стороне высшего напряжения сельских трансформаторных подстанций 10/0,38 кВ. Патрон предохранителя (рис. 6.3) состоит из фарфоровой трубки 3, заполненной кварцевым песком, которая армирована латунными колпачками 2 с крышками 1. Плавкие вставки изготовляют из посеребренной медной проволоки. При номинальном токе до 7,5 А используют несколько параллельных вставок 5, намотанных на ребристый керамический сердечник (рис. 6.3, а). При больших токах устанавливают несколько спиральных вставок (рис. 6.3, б).

Такая конструкция обеспечивает хорошее гашение дуги, так как вставки имеют значительную длину и малое сечение. Для уменьшения температуры плавления вставки использован металлургический эффект. Для снижения перенапряжений, которые могут возникать при быстром гашении дуги в узких каналах (щелях) между зернами кварца, применяются плавкие вставки разного сечения по длине. Это обеспечивает искусственное затягивание гашения дуги. Патрон предохранителя герметизирован – после заполнения трубки кварцевым песком крышки 1, закрывающие отверстия, тщательно запаивают. Поэтому предохранитель ПКТ работает бесшумно. Срабатывание предохранителя определяется по указателю 6, который нормально удерживается специальной стальной вставкой во втянутом внутрь положении. При этом в сжатом состоянии удерживается также пружина 7. Когда предохранитель срабатывает, вслед за рабочим перегорает стальная вставка, так как по ней начинает проходить весь ток. В результате указатель 6 выбрасывается из трубки освободившейся пружиной 7.

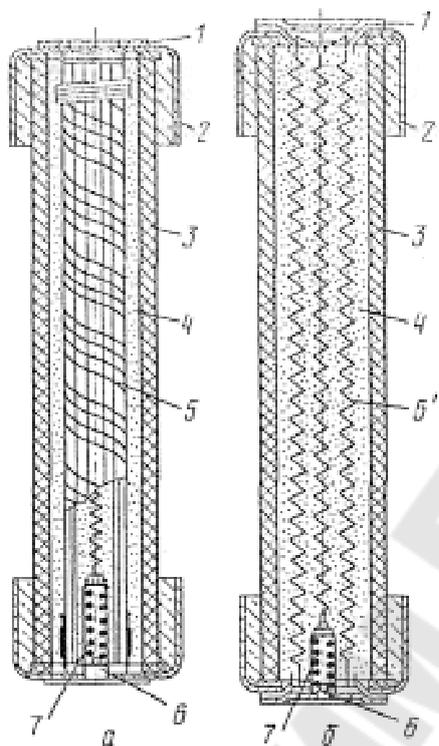


Рис. 6.3. Патроны предохранителей типа ПКТ:
a – на номинальные токи до 7,5 А; *б* – на номинальные токи 10 ... 400 А; 1 – крышка; 2 – латунный колпачок; 3 – фарфоровая трубка; 4 – кварцевый песок; 5 – плавкие вставки; 6 – указатель срабатывания; 7 – пружина

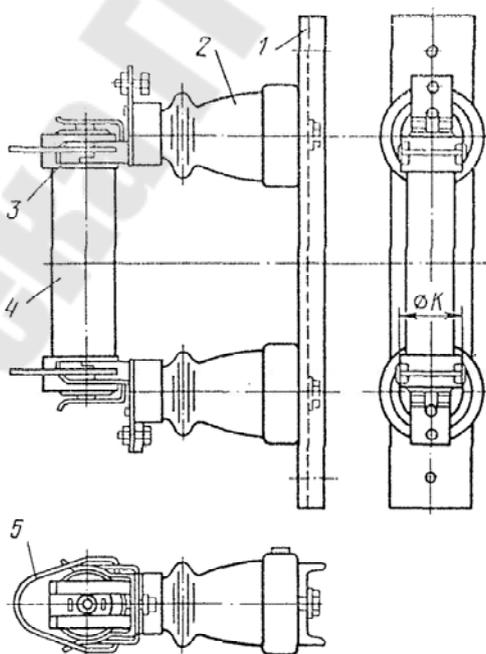


Рис. 6.4. Предохранитель типа ПКТ:
 1 – цоколь; 2 – опорный изолятор; 3 – контакт; 4 – патрон; 5 – замок

На рис. 6.4 показан предохранитель типа ПКТ в собранном виде. На цоколе (металлической раме) 1 укреплены два опорных изолятора 2. Патрон 4 предохранителя вставляется латунными колпачками в пружинные держатели (контактное устройство) 3 и зажат замком. Последний предусматривается для того, чтобы удерживать патрон в держателях при возникновении электродинамических усилий во время протекания больших токов к.з. Изготавливают предохранители как для внутренней, так и для наружной установки, а также специальные усиленные предохранители с повышенной предельной мощностью отключения.

Для защиты измерительных трансформаторов напряжения выпускают предохранители типа ПКН (прежнее название ПКТ). В отличие от рассмотренных предохранителей ПКТ они имеют константную плавкую вставку, намотанную на керамический сердечник. Такая вставка обладает более высоким удельным сопротивлением. Благодаря этому и малому сечению вставки обеспечивается токоограничивающий эффект. Предохранители ПКН могут быть установлены в сети с весьма большой мощностью к.з. (1000 МВ·А), а отключаемая мощность усиленных предохранителей ПКНУ вообще не ограничивается. Предохранители ПКН по сравнению с ПКТ имеют меньшие размеры и не снабжены указателем срабатывания (о перегорании плавкой вставки можно судить по показаниям приборов, подключенных со вторичной стороны трансформаторов напряжения).

Предохранители типа ПВТ (выхлопные, прежнее название – стреляющие типа ПСН) изготавливают на напряжение 10 ... 110 кВ. Они предназначены для установки в открытых распределительных устройствах. В сельских электрических сетях наиболее широко используются предохранители ПВТ-35 для защиты трансформаторов напряжением 35/10 кВ.

Основной элемент патрона предохранителя – газогенерирующая трубка 5 из винилпласта (рис. 6.5). Внутри трубки расположен гибкий проводник 6, соединенный одним концом с плавкой вставкой 4, помещенной в металлической головке патрона, а вторым – с контактными наконечником 7. Патрон предохранителя размещается на двух опорных изоляторах 3, укрепленных на цоколе (раме). Головка патрона зажата специальным держателем на верхнем изоляторе. На нижнем изоляторе укреплен контактный нож 1 со спиральной пружиной, которая стремится повернуть нож вокруг оси 2 в положение 1'. Нож 1 сцеплен с контактными наконечником 7 патрона.

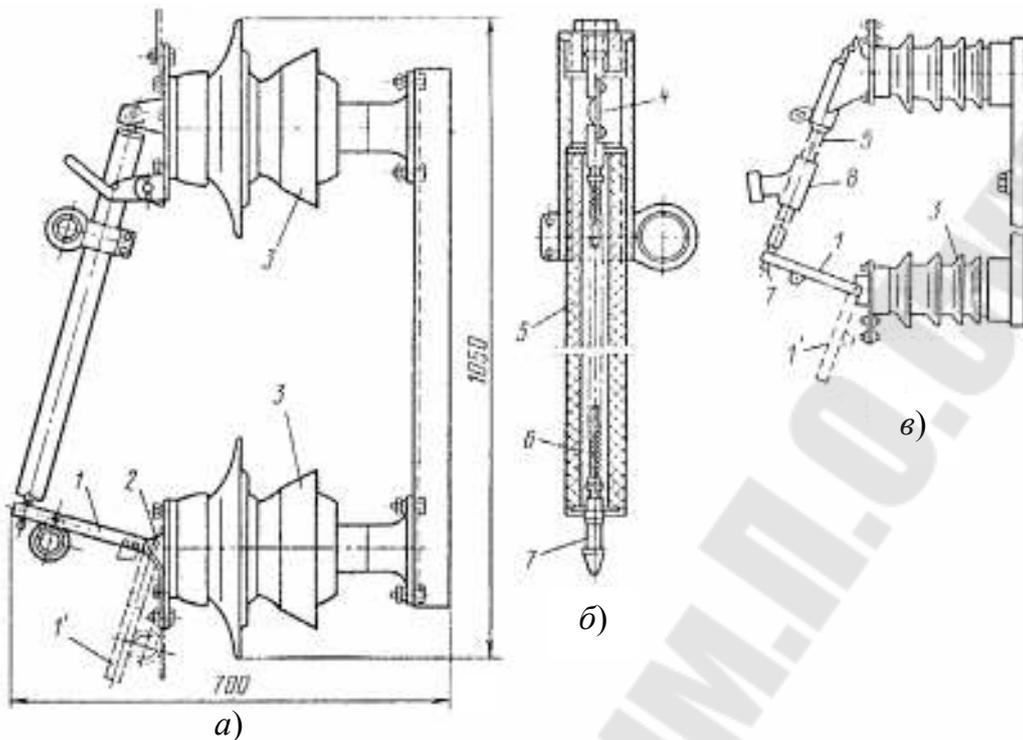


Рис. 6.5. Предохранители типа ПВТ:

- а, б* – общий вид и патрон предохранителя ПВТ (ПСН)-35;
в – предохранитель ПВТ (ПС)-35 МУ1; *1* и *1'* – контактный нож;
2 – ось; *3* – опорный изолятор; *4* – плавкая вставка; *5* – трубка из газогенерирующего диэлектрика; *6* – гибкая связь; *7* – наконечник;
8 – патрубкок

Используются цинковые плавкие вставки, а также сдвоенные вставки из меди и стали (стальная вставка, расположенная параллельно медной, воспринимает усилие пружины, стремящейся вытащить из патрона гибкий проводник; при к.з. сначала расплавляется медная, затем стальная вставка). После перегорания плавкой вставки контактный нож освобождается и, поворачиваясь (откидываясь) под действием пружины, тянет за собой гибкий проводник, который затем выбрасывается из патрона. Под действием дуги, образовавшейся после расплавления вставки, стенки винипластовой трубки интенсивно выделяют газ. Давление в патроне повышается, поток газа создает сильное продольное дутье, гасящее дугу. Процесс выброса раскаленных газов через нижнее отверстие патрона сопровождается звуком, похожим на выстрел. В связи с увеличением длины дуги по мере выброса гибкой связи в процессе отключения перенапряжений не возникает, но эти предохранители не обладают и токоограничивающим эффектом. Как видно из рис. 6.5, плавкая вставка размещена не в трубке, а в металлическом колпаке, закрывающем один конец. Это исключает газооб-

разование в нормальном режиме, когда плавкая вставка также может нагреваться до высокой температуры.

Промышленность выпускает выхлопной (стреляющий) предохранитель типа ПВТ-35МУ1, приведенный на рис. 6.5, в. Патрон этого предохранителя, в отличие от рассмотренного выше, имеет металлический патрубок δ , в котором установлен медный клапан, закрывающий поперечное дутьевое отверстие патрубка. При гашении больших токов к.з., когда интенсивно развивается дуга, давление в патроне быстро возрастает и выбрасывает клапан, в результате чего отверстие патрубка открывается. При гашении дуги с малыми токами отверстие патрубка остается закрытым, обеспечивая повышение давления в патроне.

Для устранения одного из существенных недостатков предохранителей – трудности согласования последовательно установленных аппаратов из-за разброса характеристик – на базе предохранителей ПВТ(ПС)-35МУ1 разработаны управляемые предохранители УПС-35У1, предназначенные для защиты трансформаторов напряжением 35/6 ... 10 кВ. Имеются также разработки управляемых предохранителей на напряжение 110 кВ.

Гибкий проводник внутри патрона управляемого предохранителя соединен с плавкой вставкой не жестко, а через контактную систему, которая обеспечивает механический разрыв цепи плавкой вставки под действием привода при срабатывании релейной защиты. Когда возникает к.з., релейная защита срабатывает и в результате действия привода контактный нож 1 (рис. 6.5) совместно с гибкой связью перемещается вниз. При этом контактная система, расположенная внутри патрона, размыкается. Остальные процессы – дальнейшее перемещение и выбрасывание гибкого проводника, гашение дуги – осуществляются так же, как и при перегорании плавкой вставки в неуправляемом выхлопном предохранителе. При больших токах к.з. плавкая вставка управляемого предохранителя перегорает раньше, чем срабатывает релейная защита. Возможен также вариант управляемого предохранителя без плавкой вставки. При этом исключается дополнительный подогрев предохранителя, можно повысить его номинальный и отключаемый токи.

Выбор типов предохранителей

Выбор типов предохранителей обусловлен рядом требований, предъявляемых к ним, и соответствующими характеристиками предохранителей.

Основными параметрами и требованиями, предъявляемыми к предохранителям, являются:

1. Номинальное напряжение;
2. Род тока защищаемого элемента сети (переменный, постоянный);
3. Номинальный ток предохранителя (патрона, корпуса);
4. Номинальный ток плавкой вставки;
5. Назначение защиты (защита электроприемника, сети; защита только от коротких замыканий, или от коротких замыканий и перегрузки);
6. Предельный ток отключения и др.

Для удовлетворения указанных требований промышленностью выпускаются предохранители различных типов и номиналов. Наибольшее применение предохранители получили в сетях и установках на напряжение до 1000 В. Технические характеристики таких предохранителей приведены в приложении 1.

Выбор плавких вставок

Различают плавкие предохранители с большой тепловой инерцией, т.е. способные выдерживать значительные кратковременные перегрузки током, и безинерционные, обладающие малой тепловой инерцией, и следовательно, весьма ограниченной способностью к перегрузкам. К первым относятся все установочные предохранители с винтовой резьбой и свинцовым токопроводящим мостиком, ко вторым – трубчатые предохранители с медным токопроводящим мостиком типов ПР-2, НПН, НПР, КП и др.

Номинальный ток плавкой вставки для предохранителей с большой тепловой инерцией определяется только по величине длительного расчетного тока ЭП или линии $I_{дл}$ из соотношения:

$$I_{вст} \geq I_{дл} . \quad (6.1)$$

Номинальный ток плавкой вставки для безинерционных предохранителей должен удовлетворять двум условиям, одно из которых соответствует соотношению (6.1), а второе – выражению:

$$I_{вст} \geq \frac{I_{пик}}{\alpha} , \quad (6.2)$$

где $I_{пик}$ – максимальная величина кратковременного тока;

α – коэффициент, величина которого зависит от характеристики предохранителей и режима перегрузки.

Для ответвлений к одиночным двигателям ток $I_{\text{пик}}$ принимается равным пусковому току $I_{\text{пуск}}$.

Коэффициент кратковременной тепловой перегрузки плавкой вставки α принимается равным:

2,5 – для двигателей с нормальными условиями пуска (относительно редкие пуски и длительность разгона до 10 с);

2,0 ... 1,6 – для двигателей с тяжелыми условиями пуска (разгон под нагрузкой до 40 с);

1,6 – для сварочных аппаратов контактной сварки.

В качестве тока $I_{\text{пик}}$ одного ЭП может быть принят:

а) пусковой ток асинхронного электродвигателя с короткозамкнутым ротором;

б) для магистральной сети, питающей группу потребителей:

$$I_{\text{пик}} = K_{\text{од}} \cdot \sum_1^{n-1} I_i + I_{\text{пуск.мак}} = K_{\text{од}} \cdot \sum_1^{n-1} I_i + (I_{\text{пуск.мак}} - I_{\text{н.мак}}), \quad (6.3)$$

где $K_{\text{од}}$ – коэффициент одновременности группы ЭП;

I_i – рабочие токи ЭП;

$I_{\text{н.мак}}$ и $I_{\text{пуск.мак}}$ – номинальный и пусковой токи наиболее мощного в группе ЭП.

Предохранитель, выбранный по этим условиям, обеспечивает нормальную работу проводника при длительном прохождении по нему наибольшего рабочего тока, а также, при кратковременных пусковых токах.

Обеспечение избирательности (селективности) срабатывания предохранителей

Избирательность (селективность) защиты обеспечивается подбором плавких вставок таким образом, чтобы при возникновении короткого замыкания, например, на ответвлении к ЭП, срабатывал ближайший предохранитель, защищающий этот ЭП, но не срабатывал предохранитель, защищающий головной участок сети.

Выбор плавких вставок по условию селективности следует производить, пользуясь типовыми время-токовыми характеристиками $t = f(I)$ предохранителей с учетом возможного разброса реальных характеристик по данным завода-изготовителя.

При защите сетей предохранителями типов ПН, НПН и НПР с типовыми характеристиками, приведенными на рис. 1, 2, селективность действия защиты будет выполняться, если между номинальным

током плавкой вставки, защищающей головной участок сети I_{Γ} , и номинальным током плавкой вставки на ответвлении к потребителю I_0 выдерживаются определенные соотношения. Например, при небольших токах перегрузки плавкой вставки (около 180-250 %) селективность будет выдерживаться, если I_{Γ} больше I_0 хотя бы на одну ступень стандартной шкалы номинальных токов плавких вставок.

При КЗ селективность защиты предохранителями типа НПН будет обеспечиваться, если будут выдерживаться следующие соотношения:

$$\frac{I_{\text{к}}}{I_0} \leq \dots 50; 100; 200;$$

$$\frac{I_{\Gamma}}{I_0} \leq \dots 2,0; 2,5; 3,3.$$

Здесь $I_{\text{к}}$ – ток КЗ ответвления, А; I_{Γ} – номинальный ток плавкой вставки головного участка сети, А; I_0 – номинальный ток плавкой вставки на ответвлении, А.

Соотношения между номинальными токами плавких вставок I_{Γ} и I_0 для предохранителей типа ПН2, обеспечивающие надежную селективность, приведены в табл. 6.1.

Таблица 6.1

Номинальные токи последовательно включенных плавких вставок предохранителей ПН2, обеспечивающих надежную селективность

Номинальный ток меньшей плавкой вставки I_0 , А	Номинальный ток большей плавкой вставки I_{Γ} , А, при отношении $\frac{I_{\text{к}}}{I_0}$			
	10	20	50	100 и более
30	40	50	80	120
40	50	60	100	120
50	60	80	120	120
60	80	100	120	120
80	100	120	120	150
100	120	120	150	150
120	150	150	250	250
150	200	200	250	250
200	250	250	300	300
250	300	300	400	более 600
300	400	400	более 600	-
400	500	более 600	-	-

Примечание: I_k – ток КЗ в начале защищаемого участка сети.

Для выбора плавких предохранителей по условию селективности можно использовать метод согласования характеристик предохранителей, в основу которого положен принцип сопоставления сечений плавких вставок по формуле:

$$a = \frac{F_1}{F_2}, \quad (6.4)$$

где F_1 – сечение плавкой вставки, расположенной ближе к источнику питания;

F_2 – сечение плавкой вставки, расположенной дальше от источника питания, т.е. ближе к нагрузке.

Полученное значение a сравнивают с данными табл. 6.2, где приведены наименьшие значения a , при которых обеспечивается селективность. Селективность защиты будет обеспечена, если расчетное значение a равно табличному или больше него.

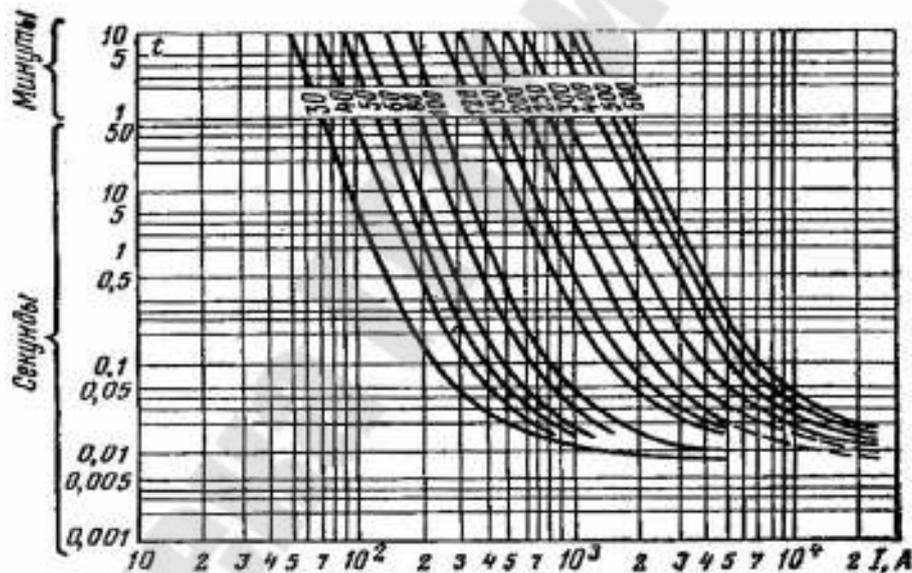


Рис. 6.6. Ампер-секундные характеристики плавких предохранителей ПН-2

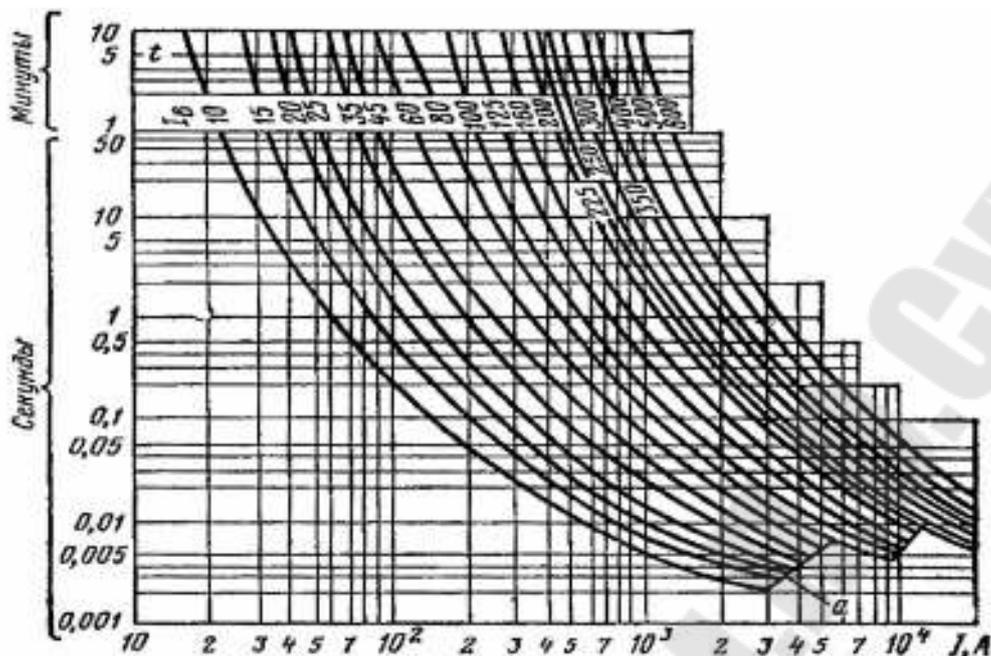


Рис. 6.7. Ампер-секундные характеристики плавких предохранителей НПП и НПН

Таблица 6.2

Наименьшие значения a , при которых обеспечивается селективность защиты

Металл плавкой вставки предохранителя, расположенного ближе к источнику питания (для любого типа предохранителя)	Отношение a сечений плавких вставок смежных предохранителей, если предохранитель, расположенный ближе к нагрузке, изготовлен							
	с наполнителем при плавкой вставке из				без наполнителя при плавкой вставке из			
	меди	серебра	цинка	свинца	меди	серебра	цинка	свинца
Медь	1,55	1,33	0,55	0,2	1,15	1,03	0,4	0,15
Серебро	1,72	1,55	0,62	0,23	1,33	1,15	0,46	0,17
Цинк	4,5	3,95	1,65	0,6	3,5	3,06	1,2	0,44
Свинец	12,4	10,8	4,5	1,65	9,5	8,4	3,3	1,2

Предварительный выбор проволоки для плавкой вставки предохранителя

Перегоревшую плавкую вставку, если нет заводского изготовления, можно заменить калиброванной медной проволокой. При калибровке медной проволоки для плавких вставок предохранителей следует исходить из следующих требований ГОСТ:

1. При токе $I_{\max} = (1,62 \dots 2,1) \cdot I_{\text{пл.вст.}}$ плавкая вставка должна сгорать в течение 1 ... 2 ч.;

2. При токе $I_{\min} = (1,25 \dots 1,5) \cdot I_{\text{пл.вст.}}$ плавкая вставка не должна сгорать.

Предварительно диаметр медной проволоки можно определить по формуле:

$$d \approx 0,1 \cdot \sqrt[3]{I_{\text{пл.вст.}}^2},$$

где d – диаметр проволоки, мм;

$I_{\text{пл.вст.}}$ – ток плавкой вставки, А.

6.3. Требования к технике безопасности

Стенд питается от сети переменного тока напряжением 220 В. Напряжение на клеммах, выведенных на лицевую панель стенда, понижено до безопасной величины. Однако в силовой цепи могут быть значительные токи (до 100 А), поэтому необходимо собирать схему только при снятом, с помощью магнитного пускателя, напряжении.

Запрещается:

а) устанавливать проволоку при проведении опыта без патрона на губки предохранителя, в связи с возможным разбрызгиванием расплавленного металла;

б) проводить опыт, не защелкнув щиток для предохранителей;

в) включать стенд без разрешения преподавателя.

6.4. Задание

4.1. Изучить назначение, конструкции и принцип действия предохранителей.

4.2. Изучить методику выбора плавких вставок.

4.3. Изучить методы обеспечения избирательности (селективности) срабатывания предохранителей.

4.4. Выполнить калибровку медной проволоки для двух диаметров ($\varnothing 0,3 \dots 0,5$ мм).

4.5. Построить время-токовые характеристики, на которых показать определение тока I_{10} . Рассчитать значения токов плавких вставок $I_{\text{н.пл.вст}}$ для соответствующих диаметров проволоки.

4.6. Проверить предохранители на селективность их срабатывания.

4.7. Используя приложения 1 и 2 по заданию преподавателя,

а) составить схемы питания одиночного электродвигателя и группы из 3-х электродвигателей, защитив их предохранителями от токов КЗ;

- б) выбрать предохранители;
- в) рассчитать и выбрать стандартные плавкие вставки, обеспечив селективность срабатывания защиты;
- г) привести времятоковые характеристики защиты и доказать правильность выбора плавких вставок.

6.5. Методические указания по выполнению работы

Принципиальная схема стенда для испытания предохранителей приведена на рис. 6.8.

Питание стенда осуществляется от сети переменного тока 220 В (вход X1). Для защиты силовой и вспомогательной цепей от короткого замыкания предусмотрены предохранители F1 и F2. Включение силовой и вспомогательной цепей осуществляется с помощью магнитного пускателя КМ. При нажатии кнопки "Пуск" магнитного пускателя напряжение 220 В подается на автотрансформатор АТ в силовой цепи, трансформатор Т2 в цепи сигнализации, а также на электросекундомер РТ.

Автотрансформатор АТ служит для регулирования тока и напряжения, подаваемого на первичную обмотку трансформатора Т1.

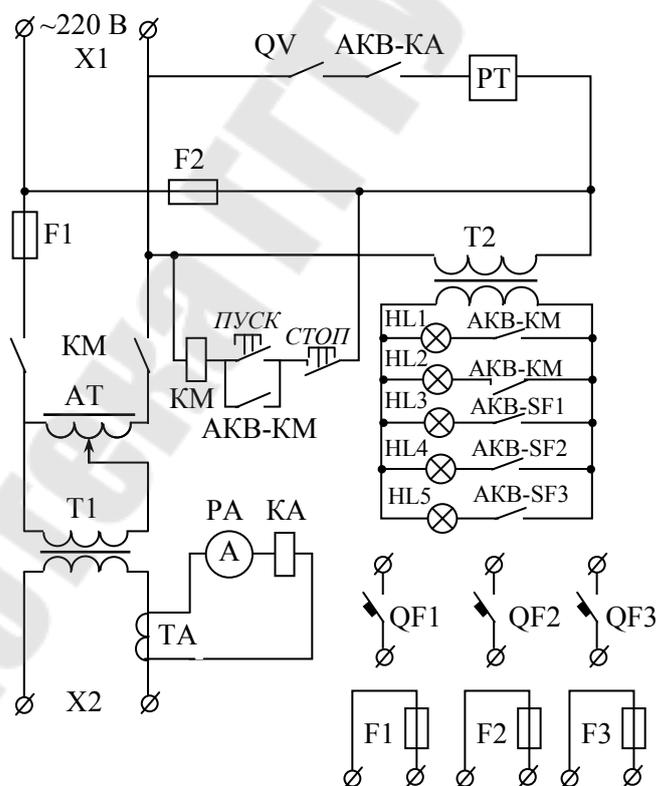


Рис. 6.8. Принципиальная схема для испытания предохранителей

Основные функции трансформатора Т1:

1. гальваническое разъединение входной и выходной цепей, что диктуется требованиями техники безопасности;

2. понижение выходного напряжения (до единиц вольт) и получение возможности иметь во вторичной цепи трансформатора (на выходе Х2) значительные токи (до 100 А; для этого вторичная обмотка трансформатора Т1 намотана проводом большого сечения).

Во вторичную обмотку трансформатора Т1 включен трансформатор ТА. Во вторичную обмотку трансформатора тока ТА последовательно включен амперметр РА, необходимый для контроля тока и реле тока КА, который своими контактами АКВ-КА в цепи электросекундомера РТ отключает последний при исчезновении тока в силовой цепи.

Выключатель QV (тумблер) в цепи электросекундомера служит для отключения последнего, когда это необходимо.

Трансформатор Т2 служит для получения нужного напряжения для питания цепи сигнализации. В цепь сигнализации включены сигнальные лампочки HL1 и HL2, включаемые соответствующими контактами магнитного пускателя АКВ-КМ, и сигнализирующие о включении пускателя; сигнальные лампочки HL3, HL4, HL5 сигнализируют о включении соответствующего автомата.

На стенде размещены три автоматических выключателя разных типов QF1, QF2, QF3 и три предохранителя разных типов F1, F2, F3, которые включаются в силовую цепь для соответствующего исследования отдельными проводниками.

Калибровка плавких вставок предохранителей и обеспечение селективности их срабатывания

Калибровку плавких вставок из медной проволоки можно произвести на стенде, который описан выше. Для этого заготавливают проволоку различных диаметров. Если диаметр проволоки неизвестен, его можно определить с помощью микрометра.

Приближенно для данного диаметра номинальный ток плавкой вставки можно определить по формуле:

$$I_{\text{н.пл.вст}}^{\text{пр}} \geq 32 \cdot \sqrt{d^3},$$

где $I_{\text{н.пл.вст}}^{\text{пр}}$ – предполагаемый номинальный ток плавкой вставки, А;
 d – диаметр проволоки, мм.

Для этого на стенде снимают часть время токовой характеристики $t_{\text{сгор}} = f(I)$, т.е. получают зависимость времени сгорания $t_{\text{сгор}}$ проволоки от величины тока I .

Величины токов при снятии указанной характеристики принимаются:

$$I = K \cdot I_{\text{н.пл.вст}}^{\text{пр}},$$

где K – коэффициент кратности.

Обычно бывает достаточно снять часть характеристики при $K = 1,5; 2,0; 3,0; 4,0$.

Опыт проводят в следующем порядке:

1. Заряжают патрон предохранителя проволокой. Нельзя устанавливать проволоку без патрона в связи с возможным разбросом металла и несоответствием условиям работы будущей плавкой вставки.

2. Заряженный патрон устанавливают на стенд в соответствующие губки и подключают к клеммам X2.

3. Отключают тумблером QV электросекундомер РТ и устанавливают его в нулевое положение.

4. Устанавливают перемычку на клеммы X2, шунтируя предохранитель.

5. Автотрансформатор устанавливают в нулевое положение.

6. Включают магнитный пускатель, нажав кнопку "Пуск".

7. Вращением ручки автотрансформатора АТ устанавливают нужную величину тока, которая контролируется с помощью амперметра РА.

8. Установив нужную величину тока, с помощью кнопки "Стоп" выключают магнитный пускатель КМ. Снимают перемычку с клемм X2 и тумблером QV включают электросекундомер.

9. Выключают магнитный пускатель. При этом начинает работать электросекундомер РТ. Величину тока контролируют с помощью амперметра РА.

10. После сгорания проволоки электросекундомер автоматически выключается. Кнопкой "Стоп" выключают магнитный пускатель. Величина тока и показания электросекундомера заносятся в журнал.

Затем проводятся опыты для других значений тока. Строится зависимость $t_{\text{сгор}} = f(I)$.

С помощью полученной зависимости $t_{\text{сгор}} = f(I)$ для времени $t = 10$ с находят I_{10} . Номинальный ток плавкой вставки определится:

$$I_{\text{н.пл.вст}}^{\text{пр}} = \frac{I_{10}}{2,5}.$$

Часто возникает необходимость подбора диаметра медной проволоки для предохранителя с заданным значением номинального тока

плавкой вставки, т.е. нужно решить задачу, обратную вышеописанной. Для этого ориентировочно определяют диаметр медной проволоки по формуле:

$$d \approx 0,1 \cdot \sqrt[3]{I_{\text{пл.вст.}}^2}$$

Находят медную проволоку нужного диаметра и проверяют на стенде при токе

$$I = 2,5 \cdot I_{\text{н.пл.вст.}}$$

Если время перегорания проволоки окажется более 10 с, выбирают проволоку на одну ступень меньшего диаметра, и снова проводят опыт, пока не будет найден диаметр проволоки, при котором она сгорает за 10 с.

Проверку плавких вставок на селективность срабатывания производят при последовательном подключении предохранителей к зажимам Х2. При этом устанавливают ток, превышающий номинальный ток плавкой вставки меньшего из предохранителей в 2,5 раза, и убеждаются, что перегорает только его плавкая вставка за время не более 10 с.

6.6. Контрольные вопросы для защиты

1. Конструкция предохранителей типа ПР-2.
2. Конструкция предохранителей типа ПН-2.
3. Конструкция предохранителей типа ПКТ.
4. Конструкция предохранителей типа ПКН.
5. Конструкция предохранителей типа ПВТ.
6. Конструкция предохранителей типа ПВТ-35МУ1.
7. Конструкция патронов предохранителей типа ПКТ.
8. Конструкция патронов предохранителей типа ПВТ.
9. Принцип действия предохранителей типа ПР-2, ПН-2.
10. Принцип действия предохранителей типа ПКТ.
11. Принцип действия предохранителей типа ПВТ.
12. Основные параметры и требования, предъявляемые к предохранителям.
13. Условия выбора номинального тока плавкой вставки предохранителей.
14. Выбор плавких вставок по условию селективности.
15. Выбор плавких предохранителей по методу согласования характеристик предохранителей.
16. Выбор проволоки для плавкой вставки предохранителя.

6.7. Требования по содержанию отчета

1. Цель работы.
2. Электрическая схема стенда для калибровки плавких вставок предохранителей.
3. Таблицы опытных данных и время-токовые характеристики калиброванной проволоки.
4. Результаты проверки предохранителей на селективность их срабатывания.
5. Схемы питания одиночного электродвигателя и группы из 3-х электродвигателей с защитой их от токов КЗ предохранителями, выбор предохранителей, стандартных плавких вставок, обеспечивающих селективность срабатывания защиты, времятоковые характеристики защиты.

6.8. Литература для подготовки

1. Будзко И.А., Зуль Н.М.: Электроснабжение сельского хозяйства, М., Агропромиздат, 1990.
2. Мукосеев Ю.А.: Электроснабжение промышленных предприятий. М., Энергия, 1973.
3. Федоров А.А., Каменева В.В.: Основы электроснабжение промышленных предприятий. М., Энергия, 1979.
4. Рунов Ю.А.: Электроснабжение промышленных и сельскохозяйственных предприятий. Минск, Ураджай, 1998.
5. Ганелин А.М., Коструба С.И. Справочник сельского электрика. М., Агропромиздат, 1988.

ПРИЛОЖЕНИЕ

Таблица П.1

Технические характеристики предохранителей

Тип и конструкция предохранителя	Номинальный ток патрона, А	Номинальный ток плавкой, Сечение плавкой вставки, мм ²	Предельно отключаемый ток (действующее значение тока короткого замыкания), кА, при напряжении, В			
			I габарит		II габарит	
			220	380	380	500
1	2	3	4	5	6	7
ПР2 Закрытый, патрон разборный, без заполнителя, вставка фигурная из цинка	15	$\frac{6}{0,6}; \frac{10}{0,4}; \frac{15}{0,48}$	1,2	0,8	0,8	0,7
	60	$\frac{15}{0,48}; \frac{20}{0,75}; \frac{25}{1,0}; \frac{35}{1,2}; \frac{60}{1,5}$	5,5	1,8	4,5	3,5
	100	$\frac{60}{1,5}; \frac{80}{2,3}; \frac{100}{3,0}$	11	6,0	13	11
	200	$\frac{100}{3,0}; \frac{125}{3,8}; \frac{160}{4,7}; \frac{200}{6,0}$	11	6	13	11
	350	$\frac{200}{6,0}; \frac{225}{7,8}; \frac{260}{10,5}; \frac{300}{13,0}; \frac{350}{14,0}$	11	6	13	11
	600	$\frac{350}{13}; \frac{430}{22}; \frac{500}{26}; \frac{600}{38}$	15	13	23	20

Продолжение табл. П.1

1	2	3	4	5	6	7
ПН2 Закрытый, патрон разборный, с наполнителем, вставка из листовой меди с оловянным шариком	100	$\frac{30}{0,17}$; $\frac{40}{0,225}$; $\frac{50}{0,34}$; $\frac{60}{0,426}$; $\frac{80}{0,595}$; $\frac{100}{0,76}$	-	-	-	50
	250	$\frac{100}{0,765}$; $\frac{120}{0,935}$; $\frac{150}{1,085}$; $\frac{200}{1,53}$; $\frac{250}{2,3}$	-	-	-	40
	400	$\frac{200}{1,53}$; $\frac{250}{2,04}$; $\frac{300}{2,88}$; $\frac{350}{2,88}$; $\frac{400}{3,81}$	-	-	-	25
	600	$\frac{350}{2,88}$; $\frac{400}{4,08}$; $\frac{500}{5,1}$; $\frac{600}{6,12}$	-	-	-	25
НПН Закрытый, патрон неразборный, с наполнителем, вставка из меди с оловянным шариком	15	$\frac{6}{0,0354}$; $\frac{10}{0,098}$; $\frac{15}{0,141}$	-	-	-	10
	60	$\frac{15}{0,141}$; $\frac{20}{0,215}$; $\frac{25}{0,282}$; $\frac{35}{0,48}$; $\frac{45}{0,72}$; $\frac{60}{0,96}$	-	-	-	10
НПР Закрытый, патрон разборный, с наполнителем, вставка из меди с оловянным шариком	100	$\frac{60}{0,96}$; $\frac{80}{0,04}$; $\frac{100}{1,7}$	-	-	-	-
	200	$\frac{100}{1,7}$; $\frac{125}{2,27}$; $\frac{160}{2,83}$; $\frac{200}{3,4}$	-	-	-	-

Окончание табл. П.1

1	2	3	4	5	6	7
ПРС Однополюсный, резьбовой, разборный, с заполнителем	6	$\frac{1}{0,138}; \frac{2}{0,312}; \frac{4}{0,482}; \frac{6}{0,635}$	-	-	-	-
	20	$\frac{10}{1,3}; \frac{16}{1,54}; \frac{20}{2,55}$	-	-	-	-
	63	$\frac{25}{3,8}; \frac{40}{7,6}; \frac{63}{10,4}$	-	-	-	-

Таблица П.2

Технические показатели электродвигателей
($U = 380/220$ В, $n = 1500$ об/мин)

№ п/п	Мощность, кВт	К.п.д., %	cosφ	$\frac{I_{\text{пуск}}}{I_{\text{ном}}}$
1	1,1	75	0,81	5,0
2	1,5	77	0,83	5,0
3	2,2	80,0	0,83	6,0
4	3,0	82,0	0,83	6,5
5	4,0	84,0	0,84	6,5
6	5,5	85,5	0,85	7,0
7	7,5	87,5	0,86	7,5
8	11,0	87,5	0,87	7,5
9	15,0	88,5	0,88	7,0
10	18,5	89,5	0,88	7,0
11	22,0	90,0	0,90	7,0
12	30,0	90,5	0,90	7,0
13	37,0	91,0	0,90	7,0
14	45,0	92,0	0,90	7,0
15	55,0	92,5	0,90	7,0
16	75,0	93,0	0,90	7,0

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 7

ТЕМА: Изучение автоматических выключателей

7.1. Цель работы:

1. Ознакомиться с типами и конструкцией автоматических выключателей.
2. Снять время-токовые характеристики автоматических выключателей.

7.2. Краткие теоретические сведения

Для защиты и нечастой коммутации цепей постоянного и переменного тока применяются автоматические выключатели. По сравнению с предохранителями, автоматические выключатели являются более совершенными аппаратами ввиду готовности к быстрым повторным включениям, возможности защиты от перегрузок в широком диапазоне токов, защиты электрических цепей при недопустимых снижениях напряжения, выполнения коммутационных операций (включение, отключение). Кроме того, у некоторых автоматов имеются независимые расцепители, позволяющие осуществить дистанционное отключение электрической цепи. Автоматы выпускаются в одно-, двух- и трехполюсном исполнении на токи до 6300 А при напряжении переменного тока до 660 В и постоянного тока до 1 кВ. По времени срабатывания различают: обычные неселективные автоматические выключатели с $t = 0,01 - 0,1$ с; селективные с регулируемой выдержкой времени до 1 с и быстродействующие, токоограничивающие с $t < 0,005$ с.

Автоматический выключатель состоит из корпуса, контактов с дугогасительной системой, привода, механизма свободного расцепления, расцепителей, вспомогательных контактов.

Основными элементами, при срабатывании которых автоматический выключатель отключается мгновенно или с выдержкой времени, являются расцепители. Автомат может иметь один или несколько расцепителей.

Электромагнитный расцепитель. Защиту от токов коротких замыканий выполняет электромагнитный расцепитель. Действие автоматических выключателей с электромагнитными расцепителями основано на втягивании сердечника электромагнита при прохождении по его обмотке тока, величина которого превышает величину тока уставки. При этом усилие через толкатель передается на удерживаю-

щую защелку контакторной группы, в результате чего контакты под действием пружины размыкаются. Автоматические выключатели размыкают главную цепь приемника электроэнергии. В исходное положение контакты автоматических выключателей возвращаются вручную нажатием на рукоятку. Подвижные контакты при этом перемещаются к неподвижным. Электромагнитный расцепитель имеет свой ток отключения при КЗ (уставка КЗ). Этот ток выражается в амперах, или чаще, – в кратности к номинальному току.

Время срабатывания электромагнитного расцепителя при токе КЗ мгновенное (собственное время срабатывание расцепителя сотые доли секунд).

Электродинамический расцепитель. Используется для защиты от коротких замыканий в автоматах с большими номинальными токами. Срабатывание обеспечивается электродинамическими силами, отталкивающих силовые контакты.

Тепловой расцепитель. Защиту от токов перегрузок выполняет тепловой расцепитель. Основа теплового расцепителя – биметаллическая (в последнее время триметаллическая) пластина, которая при нагреве изменяет свою форму, и этим обеспечивает срабатывание расцепителя.

Работа автоматических выключателей с тепловыми расцепителями основана на изгибе биметаллических пластин под действием нагрева. При прохождении тока по нагревателю с активный сопротивлением количество выделенного в ней тепла пропорционально квадрату величины тока. Температура же этого нагревателя и соседней с ним пластины пропорциональна количеству выделенного тепла.

Биметаллическая пластина состоит из двух плотно соединенных слоев различных металлов, один из которых обладает малым коэффициентом теплового расширения (пассивный слой), другой – большим (активный слой). Поэтому прямая биметаллическая пластина при нагревании изгибается в сторону активного слоя. Когда по защищаемой электрической цепи проходит ток, величина которого превышает номинальную величину, в нагревательном элементе (активном сопротивлении) выделяется тепла больше, чем при номинальном токе, и биметаллическая пластина изгибается так, что незакрепленный конец ее через толкатель поднимает защелку. При этом пружина размыкает контакт. Роль нагревательного элемента (активного сопротивления) может выполнить и сама биметаллическая пластина. Тогда к одному ее концу подсоединяет провод сети, а к другому – провод приемника

электрической энергии. Скорость увеличения температуры (изгибания) биметаллической пластины пропорциональна величине тока.

Полупроводниковый расцепитель. Полупроводниковый расцепитель осуществляет защиту от токов коротких замыканий и перегрузок в цепи. В отличие от электромагнитного и теплового расцепителей полупроводниковый расцепитель допускает ступенчатый выбор параметров:

- номинального тока расцепителя;
- уставки по току срабатывания в зоне токов короткого замыкания;
- уставки по времени срабатывания в зоне токов перегрузки;
- уставки по времени срабатывания в зоне токов короткого замыкания;
- уставки по току срабатываний при однофазном коротком замыкании.

Для расцепителя в зоне токов перегрузки сигнал на срабатывание выдается с обратно зависимой от тока выдержкой времени (чем больше ток, тем меньше выдержка времени на отключение). Для расцепителя в зоне токов короткого замыкания, при значениях тока меньше предельного тока селективности, сигнал на срабатывание выдается с выдержкой времени. При значениях тока больше предельных токов селективности сигнал на отключение подаётся мгновенно. Также сигнал на отключение подается мгновенно, при не установленной выдержке времени.

Автоматы на основе таких расцепителей получают сигнал от измерительного устройства и формируют соответствующую защитную характеристику, выдающую сигнал через промежуточное реле на независимый расцепитель.

Автоматические выключатели характеризуются: номинальным напряжением и током автомата, номинальным током расцепителя, током трогания или током срабатывания автомата, предельным током отключения автомата (отключающая способность), собственным временем срабатывания, защитной (время-токовой) характеристикой (рис. 7.1).

Наименьший ток, вызывающий отключение автоматического выключателя, называют *током трогания* или *током срабатывания*, а настройку расцепителя автоматического выключателя на заданный ток срабатывания – *уставкой тока срабатывания*.

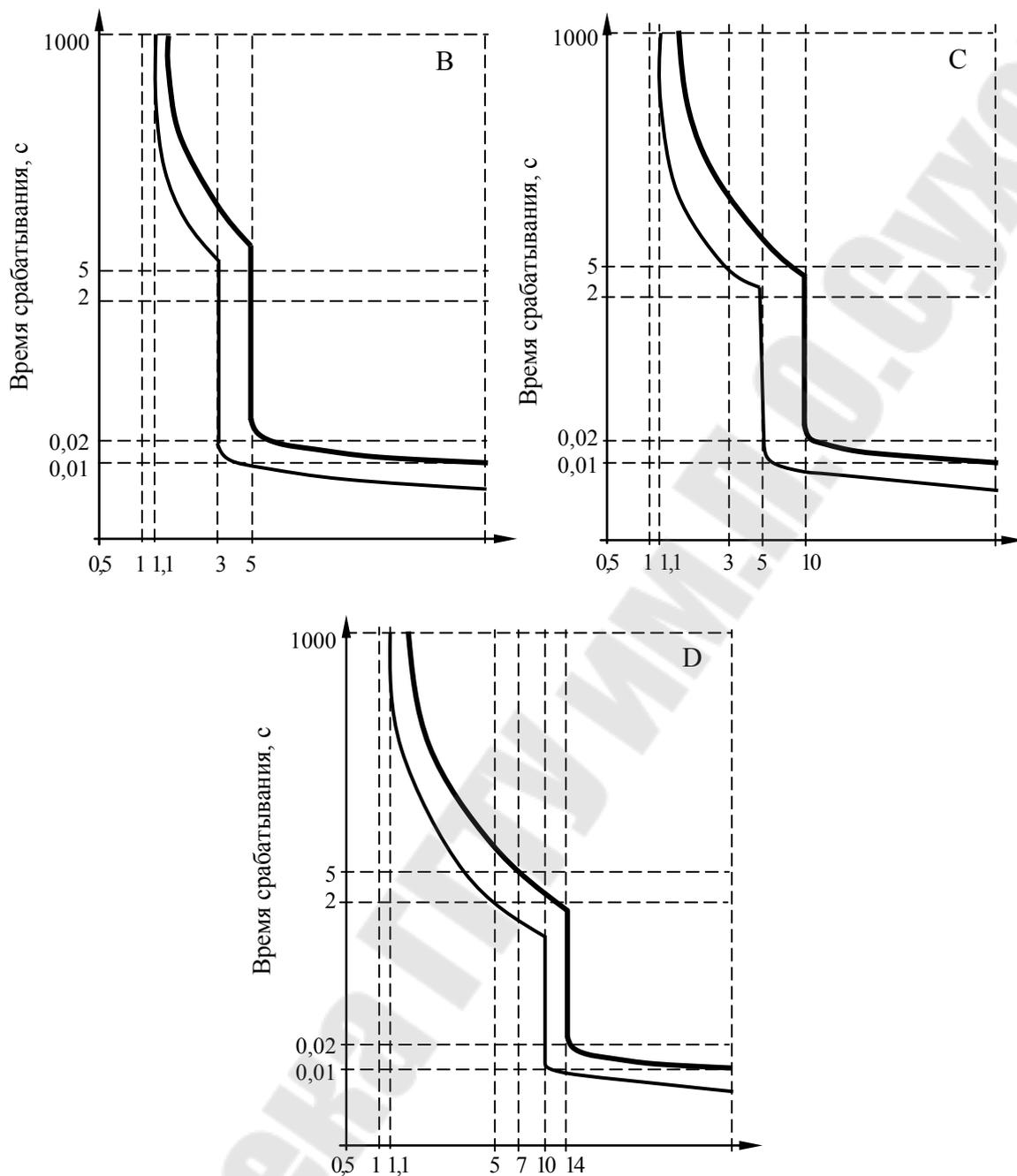


Рис. 7.1. Время-токовые характеристики автоматического выключателя серии ВА47-29

Выключатели изготавливаются со следующими **дополнительными сборочными единицами** (только те марки, для которых это предусмотрено):

- свободными контактами (СК), (определяют положение автомата (вкл/выкл.);
- вспомогательными контактами сигнализации автоматического отключения (ВСК), (сигнализируют срабатывание защиты автомата);
- электромагнитным приводом (ЭП);

–независимым расцепителем (НР), (обеспечивает отключение выключателя при подаче на катушку независимого расцепителя напряжения);

–нулевым расцепителем (РНН), (обеспечивает отключение выключателя без выдержки времени при напряжении на выводах его катушки ниже 0,1-0,35 номинального (в зависимости от марки автомата) и препятствует включению выключателя при напряжениях на выводах катушки 0,1 номинального и ниже);

–минимальным расцепителем (РМН), (обеспечивает отключение выключателя без выдержки времени при напряжении на выводах его катушки ниже 0,35-0,7 номинального (в зависимости от марки автомата) и препятствует включению выключателя при напряжениях на выводах катушки 0,35 номинального и ниже);

–дополнительным кожухом (для увеличения степени защиты автомата от окружающей среды);

–блокировкой положения «включено» и «отключено» замком;

По способу присоединения автоматы делятся на стационарные и выдвижные. Стационарные автоматы по способу монтажа могут быть как переднего присоединения, так и заднего. Переднее присоединение бывает как с креплением на din-рейке, так и с креплением винтами или болтами.

Автоматические выключатели выпускаются различных серий, некоторые из них приведены ниже: АВ; ВА; АЕ; АП; А3700; АВМ; «Электрон».

Автоматический выключатель серии АВ50-45 (рис. 7.2) предназначен для комплектации устройств защитного отключения и установок промышленного назначения. Оснащен микропроцессорным полупроводниковым расцепителем на номинальные токи 630 А, 1000 А, 1600 А, 2500 А, 3200 А. Уставки по току срабатывания в зоне токов короткого замыкания от 1,5 до 7 кратной величины от номинального тока с шагом 0,5. Уставки номинального тока регулируются от 0,3 его величины и выше. Автомат может быть дополнительно оснащен независимым расцепителем, регулируемым или нерегулируемым минимальным расцепителем напряжения.

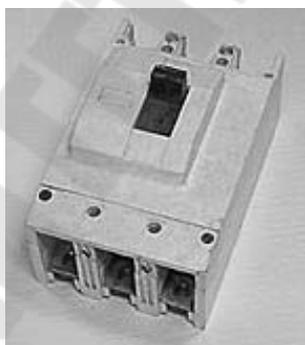


Рис. 7.2. Автоматический выключатель серии АВ50-45

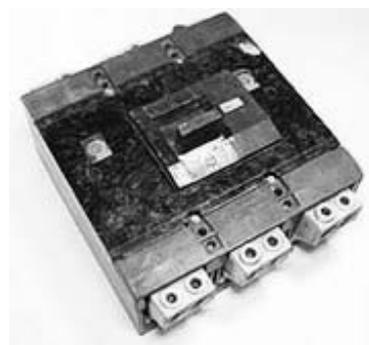
Автоматические выключатели типа ВА51-25 (рис. 7.3) предназначены для защиты электрических цепей от токов перегрузки и токов короткого замыкания и для коммутации электрических цепей в нормальном режиме напряжением до 660В переменного тока частоты 50, 60 Гц, а также для оперативных включений и отключений указанных электрических цепей с частотой до 30 включений в час.



ВА51-25



ВА 51-35



ВА 51-39

Рис. 7.3. Автоматические выключатели типа ВА

Автоматические выключатели типа АЕ2033ММ (рис. 7.4) предназначены для защиты электрических цепей от токов короткого замыкания, а выключатели типа АЕ2036ММ – для защиты от токов перегрузки и от токов короткого замыкания; для защиты, пуска и остановки асинхронных электродвигателей с короткозамкнутым ротором; для коммутации электрических цепей в нормальном режиме напряжением до 380В переменного тока частоты 50, 60 Гц, а также для

оперативных включений и отключений указанных электрических цепей с частотой до 30 включений в час.

Автоматические выключатели серии А 3700 представлены на рис. 7.4.



AE2033MM



AE 2056МП



AE 2044



AE 2046M



AE 2036MM



AE 2056MM



AE 2066



AE2000



AE1000

Рис. 7.4. Автоматические выключатели типа АЕ

Выключатели серии А 371Х Ф, А 371Х Б предназначены для проведения тока в нормальном режиме и отключения тока при коротких замыканиях, перегрузках, недопустимых снижениях напряжения, а также до 3 оперативных включений и отключений электрических цепей в час и рассчитаны для эксплуатации в электроустановках с

номинальным рабочим напряжением до 380/660 В переменного тока частоты 50, 60 Гц, до 380 В переменного тока частоты 400 Гц и постоянного тока до 220/440 В.



А3716



А3791

Рис. 7.5. Автоматические выключатели А 3700

Выключатели серии А 37ХХ БР предназначены для проведения тока в нормальном режиме и отключения тока при коротких замыканиях, перегрузках, недопустимых снижениях напряжения, а также до 6 оперативных включений и отключений электрических цепей в час и рассчитаны для эксплуатации в электроустановках с номинальным рабочим напряжением до 380/660 В переменного тока частоты 50, 60 Гц и постоянного тока до 220/440 В.



Рис. 7.6. Автоматический выключатель серии АП-50Б

Автоматические выключатели серии АП-50 Б (рис. 7.6) предназначены для защиты от перегрузок и коротких замыканий электрических цепей напряжением до 220В постоянного тока, до 500В переменного тока частоты 50-60Гц, оперативных включений и отключе-

ний указанных цепей с частотой до 30 включений в час, в том числе для пуска, защиты и отключения электродвигателей.

Максимальные расцепители тока: М – электромагнитный; Т – тепловой. Дополнительные расцепители: Н – минимальный расцепитель напряжения; Д – независимый расцепитель; О – максимальный расцепитель тока в нулевом проводе.

7.3. Требования к технике безопасности

1. Не включать стенд без разрешения преподавателя.
2. Не проводить работы по монтажу схем при включенном стенде.
3. Не прикасаться к незаземленным частям стенда и измерительных приборов (клеммам) при включенном стенде.

7.4. Задание

1. Ознакомиться с типами и конструкцией автоматических выключателей.
2. Снять время-токовые характеристики автоматических выключателей.

7.5. Методические указания по выполнению работы

Описание стенда для испытания выключателей

Стенд позволяет снять время-токовые характеристики автоматических выключателей и плавких предохранителей. На стенде установлены автоматические выключатели и имеются гнезда для плавких предохранителей.

Силовая часть стенда содержит магнитный пускатель КМ для подачи напряжения на стенд, трансформаторы Т1 (ЛАТР), Т2 (нагрузочный), обеспечивающие установку необходимой величины тока, испытуемые выключатели и предохранители. Кнопки SB1, SB2 и рукоятка автотрансформатора Т1 выведены на лицевую панель стенда.

Необходимую величину напряжения и тока устанавливают при зашунтированных выключателях или предохранителях, для чего между точками 1, 2 устанавливается перемычка (провод большого сечения).

Цепи измерения, управления и сигнализации содержат амперметр, реле тока КА, секундомер и лампочки сигнализации НЛ включенного положения пускателя КМ и испытуемых выключателей QF1-QF4. Принципиальная схема стенда приведена на рис. 7.7.

Необходимую величину напряжения и тока устанавливают при зашунтированных выключателях или предохранителях, для чего между точками 1, 2 устанавливается перемычка (провод большого сечения).

Цепи измерения, управления и сигнализации содержат амперметр, реле тока КА, секундомер и лампочки сигнализации НЛ включенного положения пускателя КМ и испытуемых выключателей QF1-QF4. Принципиальная схема стенда приведена на рис. 7.7.

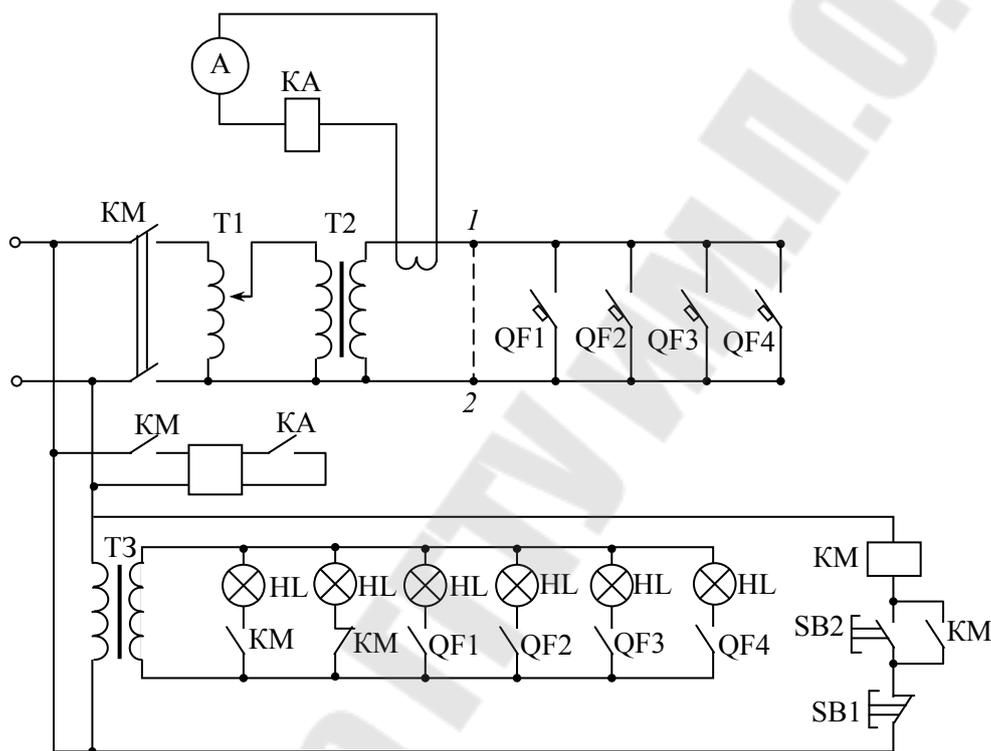


Рис. 7.7. Принципиальная схема стенда

Прядок выполнения работы

1. У выключателя, который предназначен для разборки, снимите крышку и ознакомьтесь с его устройством. При замкнутых контактах нажмите отверткой на биметаллическую пластину так, чтобы защелка освободилась, и проследите за работой рычажного механизма при размыкании контактов.

2. С одним из автоматических выключателей произведите снятие зависимости $t(I)$, для этого:

- а) по схеме рис. 7.7 между точками (клеммами) 1 и 2 установите перемычку и кнопкой SB2 “ПУСК” включите стенд. При этом секундомер и автоматические выключатели, установленные на стенде должны быть отключены;

б) плавным поворотом рукоятки автотрансформатора установите ток, равный 80 А;

в) после установки необходимого значения тока отключите стенд и снимите перемычку, включите секундомер и испытуемый автоматический выключатель, при этом должна загореться сигнальная лампа, установленная над выключателем $t_{ср}$;

г) кнопкой SB2 "ПУСК" включите стенд. Определите по секундомеру время срабатывания тепловых и электромагнитных расцепителей автоматического выключателя;

д) полученные результаты занесите в таблицу 7.1.

Подсчитайте кратность перегрузки:

$$K_{п} = I_{н} / I_{нв},$$

где $I_{н}$ – ток нагрузки, А;

$I_{нв}$ – номинальный ток испытуемого выключателя, А.

Таблица 7.1

Наименование автоматического выключателя	Номинальный ток аппарата	Ток нагрузки	Кратность перегрузки	Время срабатывания

е) отключите стенд и секундомер. Установите перемычку между точками 1 и 2. Включите стенд плавным поворотом рукоятки автотрансформатора установите ток, равный 90 А. Прodelайте все согласно пунктам в-д. Затем увеличьте ток до 100 А, 110 А, 120 А и т.д. и определите время срабатывания испытуемого автоматического выключателя. После подсчета величины $K_{п}$ постройте время-токовую характеристику.

7.6. Контрольные вопросы для защиты

17. Перечислите типы расцепителей.
18. Поясните принцип работы электромагнитного расцепителя.
19. Поясните принцип работы теплового расцепителя.
20. Поясните принцип работы полупроводникового расцепителя.
21. Нарисуйте время-токовую характеристику автомата и покажите на ней его основные параметры.
22. Для чего предназначен нулевой расцепитель?
23. Для чего предназначен минимальный расцепитель?

24. Для чего предназначен независимый расцепитель?
25. Для чего предназначен дифференциальный расцепитель?
26. Что понимают под током отсечки автомата? Чему равен ток отсечки испытуемых выключателей?
27. Объясните работу схемы представленной на рис. 7.7.

7.7. Требования по содержанию отчета

- 7.1. Тема и цель работы.
- 7.2. Электрическая схема рис. 7.7 с перечнем приборов и оборудования и таблица 7.1.
- 7.3. График зависимости $t_{\text{ср}} = f(I_{\text{н}})$ для испытуемых автоматических выключателей.
- 7.4. Выводы.

7.8. Литература для подготовки

1. Елкин В.Д., Елкина Т.В. Электрические аппараты. – Мн.: Дизайн ПРО, 2003. – 168 с.
2. Чунихин А.А. Электрические аппараты. – М.: – Энергоатомиздат, 1988, – 720 с.

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 8

ТЕМА: Изучение магнитных пускателей и контакторов

8.1. Цель работы

Изучить конструкцию и исследовать работу электромагнитных контакторов и пускателей

8.2. Теоретические сведения

Электромагнитные контакторы – это двухпозиционные аппараты с самовозвратом дистанционного управления, которые предназначены для частых включений и отключений силовых электрических цепей при нормальных режимах работы.

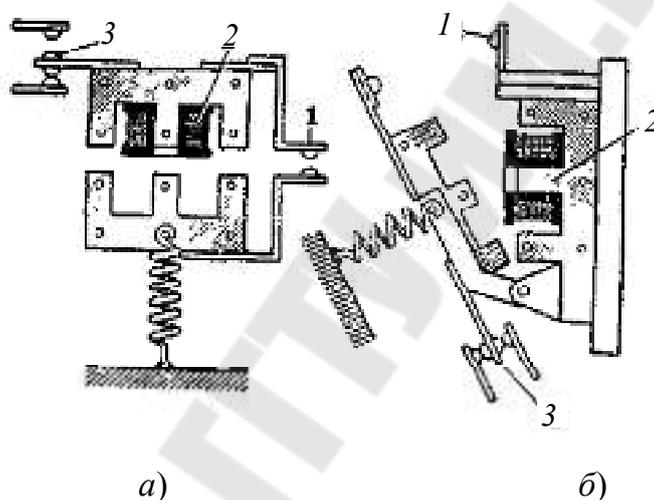


Рис. 8.1. Конструкция контактора: *а* – с прямоходовой подвижной магнитной системой; *б* – с поворотным якорем

Контакторы изготавливают в расчете на токи коммутации 4...4000 А, напряжение 220, 440, 750 В постоянного тока и 380, 660, 1140 В переменного тока. Они допускают до 1400 включений в час.

Исполнение может быть одно-, пятиполюсным с управлением на постоянном или переменном токе частотой 50, 60 Гц независимо от рода тока главной цепи, они работают в продолжительном, кратковременном или повторно-кратковременном режимах.

Основные технические характеристики: номинальный ток главных контактов $I_{ном}$; предельный отключаемый ток (ток коммутации) I_K ; номинальное напряжение коммутируемой цепи $U_{ном}$; допустимое число включений в час; собственное время включения и отключения.

Контакты имеют основные узлы: главные контакты 1 , электромагнитный механизм 2 , вспомогательные контакты 3 (рис. 8.2).

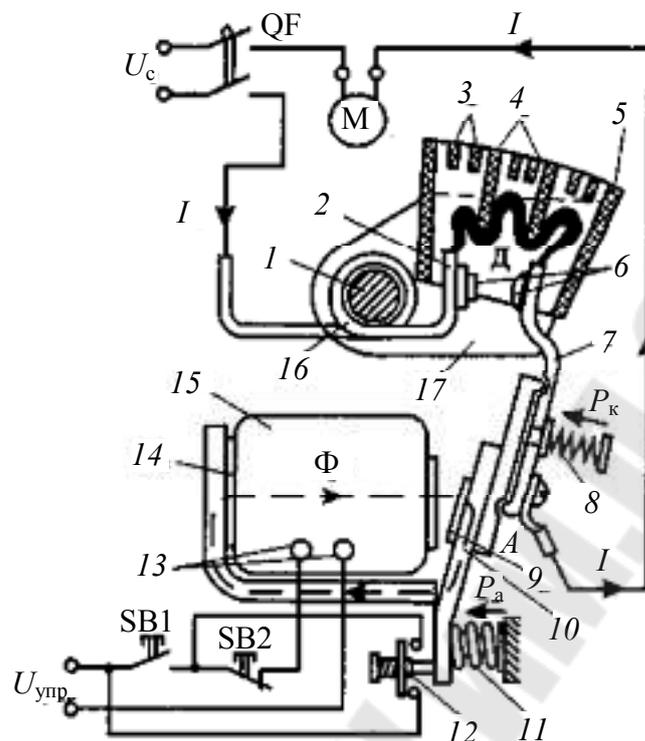


Рис. 8.2. Схема включения электродвигателя с помощью контактора постоянного тока

На рис. 8.2 показана принципиальная схема включения электродвигателя с помощью электромагнитного контактора постоянного тока.

В исходном отключенном положении, когда напряжение с катушки 15 снято, подвижная система под действием пружины 11 находится в нормальном положении.

Контактор включают путем нажатия кнопки $SB1$. В катушке создается магнитный поток, притягивающий якорь 10 к сердечнику 14 . На якоре укреплен подвижный контакт 7 , который после соприкосновения с неподвижным контактом 2 скользит по его поверхности, разрушая оксидную пленку на поверхности контактов. Одновременно с главными контактами замыкаются и вспомогательные контакты 12 , которые блокируют (шунтируют) контакты кнопки $SB1$, в результате воздействие на кнопку можно снять. Нажатие в контактах создается пружиной 8 .

На якоре 10 установлена прокладка из немагнитного материала латуни 9 , которая уменьшает силу притяжения, обусловленную оста-

точной индукцией в сердечнике, т.е. при снятии напряжения с катушки 15 якорь сразу отходит (не "залипает").

Отключение контактора производится нажатием кнопки SB2. При этом разрывается цепь питания катушки 15. Дуга, возникшая между главными силовыми контактами 2 и 7, гасится в дугогасительной камере 5 с изоляционными перегородками 4. Дуга втягивается в камеру за счет магнитного поля, созданного магнитной системой, которая состоит из катушки 16, включенной последовательно в главную цепь стального сердечника 1, и полюсных наконечников 17. На выходе из камеры установлена пламегасительная решетка 3, препятствующая выходу ионизированных газов за пределы камеры.

Для управления электродвигателями большой мощности используются контакторы переменного тока КТ, КТП, КТВ; постоянного тока КП, КПВ, КПД.

Важными параметрами для контакторов переменного и постоянного тока являются собственное время включения $t_{\text{в}}$, собственное время отключения $t_{\text{откл}}$ и коэффициент возврата $K_{\text{в}}$, который определяется по формуле

$$K_{\text{в}} = U_{\text{отп}} / U_{\text{срб}}$$

где $U_{\text{отп}}$ – наибольшее напряжение, при котором происходит отпускание якоря с уменьшением напряжения, подаваемого на катушку, В;

$U_{\text{срб}}$ – наименьшее напряжение, при котором якорь притягивается к полюсам электромагнита, В.

Наибольшее напряжение на катушке не должно превышать 110 % $U_{\text{ном}}$, так как при большем напряжении повышается износ контактов из-за усилия ударов якоря. Кроме того, температура нагрева обмотки может превысить допустимые значения. Электромагниты контакторов должны обеспечивать надежную работу при колебаниях напряжения в диапазоне 85 ... 110 % $U_{\text{ном}}$.

Для управления трехфазными электродвигателями переменного тока широко используются контакторы поворотного типа серии КТ6000 со щелевыми дугогасительными камерами и магнитным дутьем, а также КТ7000 с дугогасительными решетками для тяжелых режимов работы в цепях переменного тока. На рис. 5.3 показана конструктивная схема контактора КТ6000. На металлической рейке 14 крепятся узлы неподвижных контактов 12 вместе с системами маг-

нитного дутья – катушкой 10, сердечником 9, боковыми стальными пластинами 2 и дугогасительными камерами 3. На рейке 14 установлены сердечник электромагнита, неподвижная часть вспомогательных контактов 1 и крепятся опоры подшипников 5 для главного вала 6. Наружная часть вала 8 изолирована, на нем установлены подвижные контакты 11 с контактными пружинами 13 и гибкими связями 7 (три полюса), подвижная часть вспомогательных контактов 1 и якорь электромагнита 4.

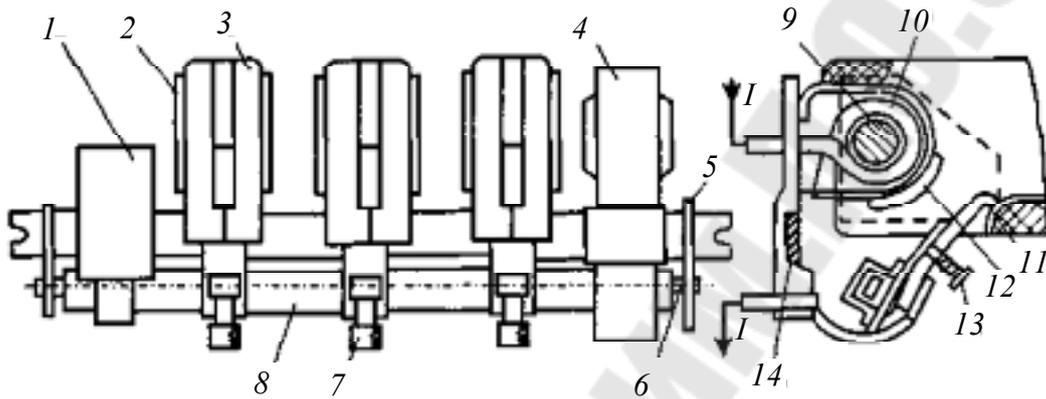


Рис. 8.3. Конструкция трехполюсного контактора переменного тока серии КТ

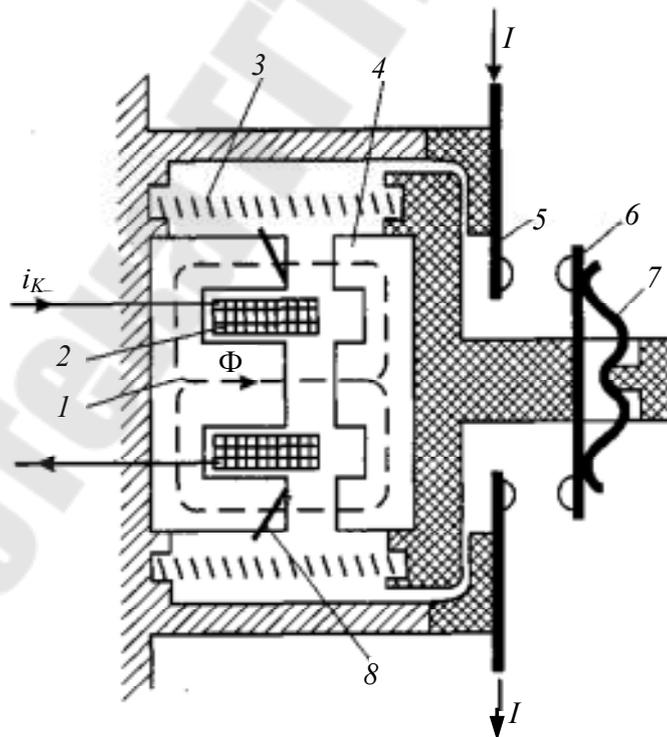


Рис. 8.4. Электромагнитный пускатель с прямоходовой подвижной системой

Электромагнитный пускатель – это коммутационный аппарат, который предназначен для управления и защиты электродвигателей переменного тока и разработан на базе контакторов.

Для управления асинхронными электродвигателями небольшой мощности используются магнитные пускатели с прямо-ходовой подвижной системой (рис. 8.5). Магнитопровод *1* с обмоткой управления *2* неподвижно закреплен в корпусе аппарата. При прохождении тока i_K по обмотке управления в магнитной системе создается магнитный поток Φ , под действием которого якорь *4*, преодолевая силу сжатия пружины *3*, притягивается к неподвижному магнитопроводу. Связанные с якорем подвижные контакты *6* замыкаются с неподвижными *5*, и в коммутируемой цепи пойдет ток *I*. Нажатие в контактах создается плоской пружиной *7*. При отключении питания катушки управления магнитное поле уменьшается, и под действием пружины *3* якорь перемещается в крайнее правое положение, а коммутируемые контакты размыкаются.

Для уменьшения вибрации магнитной системы сердечник контактора снабжен короткозамкнутыми витками *8*, охватывающими примерно треть площади сердечника. Ток, индуктированный в короткозамкнутом витке, создает магнитный поток, сдвинутый по отношению к основному потоку катушки. Каждый поток создает свою силу тяги, пропорциональную квадрату магнитного потока, и результирующая сила тяги не будет иметь нулевых значений.

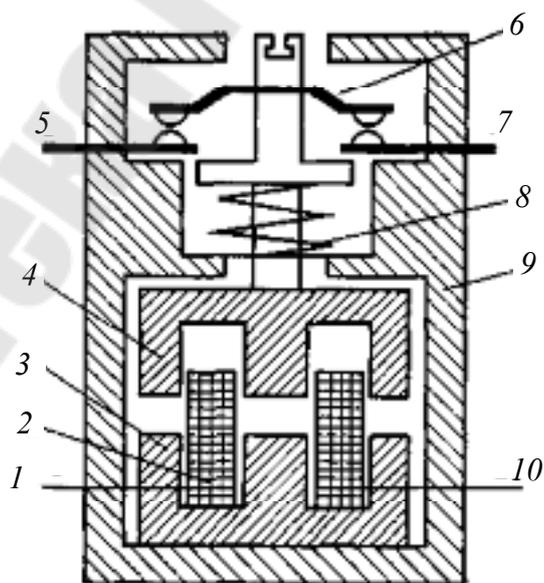


Рис. 8.5. Конструкция электромагнитного пускателя серии ПМЛ

Электромагнитные пускатели с прямоходовой подвижной системой серии ПМЕ и сменившие их пускатели серии ПМЛ (рис. 8.5) широко используются при управлении электродвигателями станков, механизмов и машин.

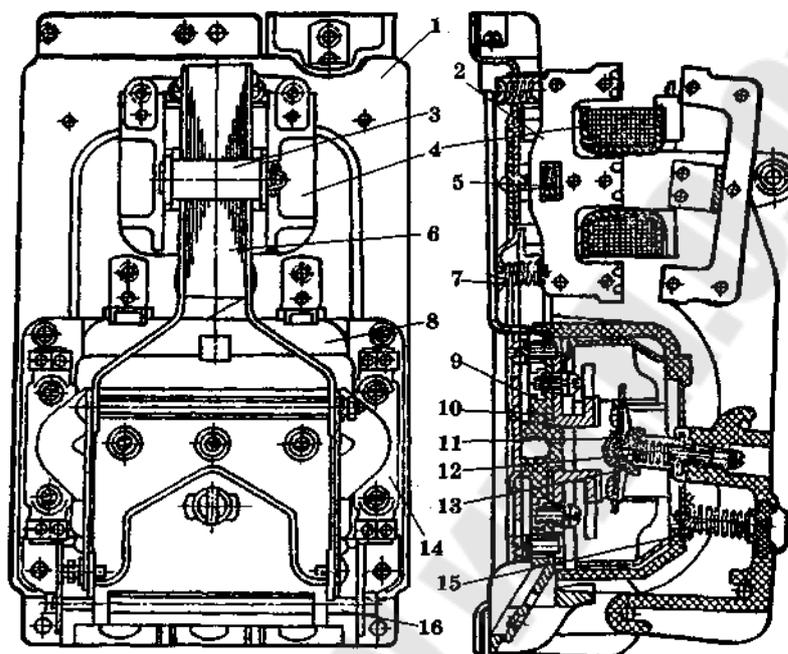


Рис. 8.6. Электромагнитный пускатель серии ПАЕ

Управление асинхронными двигателями средней мощности 15 ... 75 кВт осуществляется с помощью магнитных пускателей серии ПА, ПАЕ, ПМА, которые имеют магнитную систему поворотного типа (рис. 8.7). При подаче напряжения на катушку 4 якорь 6 поворачивается на оси 16 и притягивается к сердечнику 2, замыкая главные контакты 10 контактным мостиком 11.

Одновременно с главными контактами включаются вспомогательные контакты (блок-контакты), которые находятся в блоке 14. При снятии напряжения с катушки якорь под действием возвратной пружины 15 отходит вправо. Главные контакты 10, 11 разрывают главную (силовую) цепь, возникающая при этом электрическая дуга, гасится в дугогасительных камерах 8.

8.3. Задание

1. Исследовать контактор переменного тока. Определить напряжение срабатывания, напряжение возврата, номинальное напряжение и номинальный рабочий ток, рассчитать коэффициент возврата. Определить время срабатывания контактора.

2. Исследовать пускатель переменного тока. Определить коэффициент возврата, кратность пускового тока, номинальную активную и полную мощности.

8.4. Методические указания по выполнению работы

1. Собрать электрическую цепь на стенде. После проверки преподавателем по порядку выполнить все операции, указанные в инструкции.

2. Произвести включение напряжения на стенд вводным автоматическим выключателем QF .

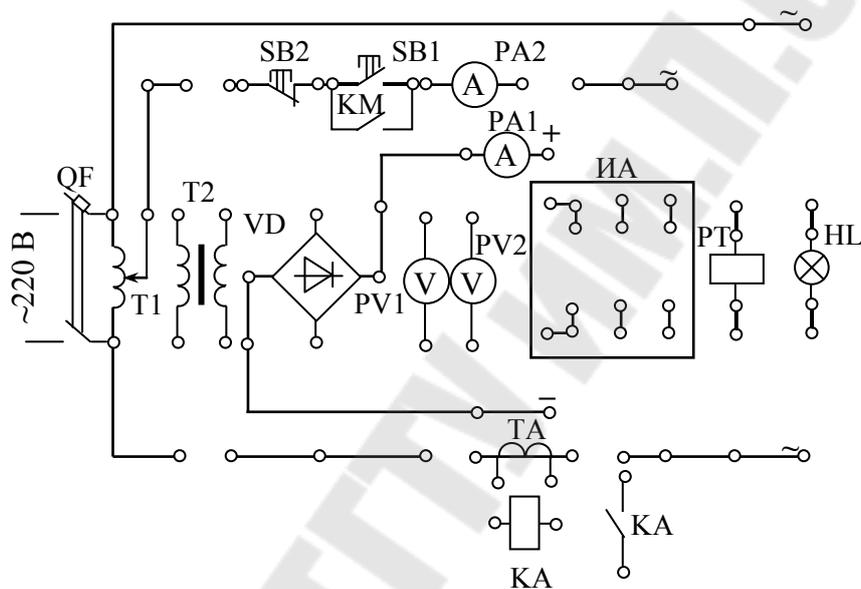


Рис. 8.7. Стенд лабораторной установки

3. Определить напряжение срабатывания $U_{срб}$ путем его повышения до момента притяжения якоря к электромагниту.

4. Определить напряжение отпускания $U_{во3}$ путем его снижения до момента «отпадания» якоря от электромагнита.

5. Установить номинальное напряжение $U_{ном}$ на катушке и значение рабочего тока I_p катушки электромагнита.

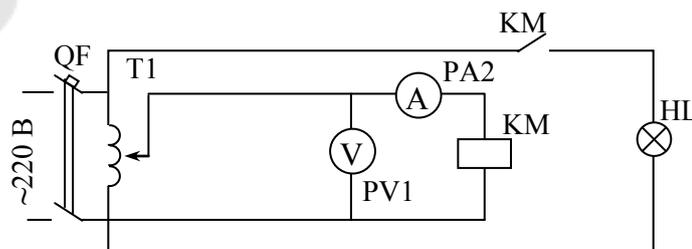


Рис. 8.8. Электрическая схема исследования контактора и пускателя

6. Определить значение пускового тока следующим образом. При $I_{\text{ном}}$ на катушке отключить стенд, заклинить якорь и кратковременно (на 5 ... 7 с) подать номинальное напряжение на катушку.

Результаты измерений записать в табл. 8.1.

Опыты повторить несколько раз и произвести вычисления коэффициента возврата $K_{\text{в}}$.

7. Определить время включения $t_{\text{вкл}}$ и отключения $t_{\text{откл}}$ контактора. С этой целью собрать схему для определения времени включения (рис. 8.9) и отключения (рис. 8.10) контактора.

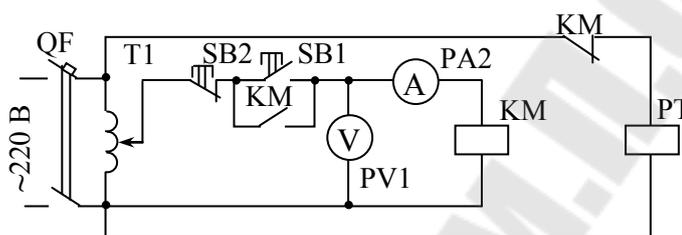


Рис. 8.9. Электрическая схема определения времени включения контактора и пускателя

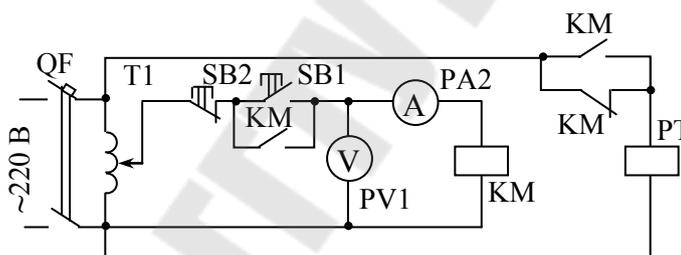


Рис. 8.10. Электрическая схема определения времени отключения контактора и пускателя

8. Сделать выводы по результатам исследований.

Таблица 8.1

Тип аппарата	Напряжение, В		$K_{\text{в}}$	Ток в обмотках, А		Время, с	
	$U_{\text{срб}}$	$U_{\text{воз}}$		$I_{\text{р}}$	$I_{\text{пуск}}$	$t_{\text{вкл}}$	$t_{\text{откл}}$

9. Произвести вычисления параметров магнитных пускателей по следующим формулам:

– коэффициент возврата $K_{\text{в}} = U_{\text{воз}} / U_{\text{срб}}$;

– кратность пускового тока номинальному $K = I_{\text{срб}} / I_{\text{ном}}$;

– номинальная активная мощность $P_{\text{ном}} = I^2 R$, Вт ;

- номинальная полная мощность $S_{\text{ном}} = I_{\text{ном}} U_{\text{ном}}$, В·А;
- пусковая полная мощность катушки $S_{\text{пуск}} = I_{\text{ср}} U_{\text{ном}}$, В·А.

8.5. Контрольные вопросы

1. С какой целью применяются контакторы переменного и постоянного тока?
2. Каковы основные технические данные контакторов?
3. Перечислите основные элементы контакторов и укажите их назначение.
4. Назовите условия выбора контакторов.
5. На какие токи изготавливаются контакторы?
6. Как осуществляется дугогашение в контакторах переменного тока?
7. Расскажите о назначении и конструкции магнитных пускателей.
8. Каково назначение короткозамкнутых витков, установленных на сердечнике магнитной системы?
9. Какое исполнение имеют магнитные пускатели серии ПМЕ?
10. Какова номинальная шкала токов магнитных пускателей серии ПМЛ?
11. Каково номинальное напряжение и катушек магнитных пускателей?
12. Какие элементы содержит магнитный пускатель.

8.6. Требования по содержанию отчета

1. Цель работы.
2. Схемы включения электромагнитного пускателя и контактора.
3. Краткое описание и основные технические характеристики электромагнитных аппаратов, представленных на стенде.
4. Результаты определения напряжения срабатывания и напряжения возврата электромагнитного пускателя и реле.
5. Выводы по результатам исследований.

8.7. Литература для подготовки

1. Елкин В.Д., Елкина Т.В. Электрические аппараты. – Мн.: Дизайн ПРО, 2003. – 168 с.
2. Чунихин А.А. Электрические аппараты. – М.: – Энергоатомиздат, 1988, – 720 с.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	3
Правила электробезопасности во время лабораторных занятий	4
Лабораторная работа № 1. Изучение графиков электрических нагрузок	5
Лабораторная работа № 2. Элементы систем электроснабжения промышленных предприятий	32
Лабораторная работа № 3. Режимы работы нейтрали в электрических сетях	44
Лабораторная работа № 4. Определение групп соединения трехфазных трансформаторов	60
Лабораторная работа № 5. Компенсация реактивной мощности	68
Лабораторная работа № 6. Изучение плавких предохранителей	79
Лабораторная работа № 7. Изучение автоматических выключателей	102
Лабораторная работа № 8. Изучение магнитных пускателей и контакторов	114

Широков Олег Геннадьевич
Лось Дмитрий Михайлович

ПОТРЕБИТЕЛИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И ЭЛЕКТРОМАГНИТНАЯ СОВМЕСТИМОСТЬ

ЛАБОРАТОРНЫЙ ПРАКТИКУМ
по одноименному курсу
для студентов специальности
1-43 01 02 «Электроэнергетические системы и сети»
дневной формы обучения
В двух частях
Часть 1

Подписано к размещению в электронную библиотеку
ГГТУ им. П. О. Сухого в качестве электронного
учебно-методического документа 04.11.09.

Рег. № 90Е.

E-mail: ic@gstu.gomel.by
<http://www.gstu.gomel.by>