

Министерство образования Республики Беларусь

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

Кафедра «Электроснабжение»

В. В. Бахмутская

ПОТРЕБИТЕЛИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И ЭЛЕКТРОМАГНИТНАЯ СОВМЕСТИМОСТЬ

ЛАБОРАТОРНЫЙ ПРАКТИКУМ

**по одноименному курсу для студентов специальности
1-43 01 02 «Электроэнергетические системы и сети»
дневной формы обучения**

Гомель 2012

УДК 621.311.036(075.8)
ББК 31.29я73
Б30

*Рекомендовано научно-методическим советом
энергетического факультета ГГТУ им. П. О. Сухого
(протокол № 4 от 27.12.2011 г.)*

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

Бахмутская, В. В.

Б30 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. В. Бахмутская. – Гомель : ГГТУ им. П. О. Сухого, 2012. – 157 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://alis.gstu.by/StartEK/>. – Загл. с титул. экрана.

Содержит краткие теоретические сведения и порядок выполнения по тринадцати лабораторным работам, позволяющим студентам закрепить знания по конструкционным элементам схем электроснабжения, устройствам компенсации реактивной мощности и приобрести навыки проведения измерений и учета электрической энергии на предприятиях.

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

УДК 621.311.036(075.8)
ББК 31.29я73

© Учреждение образования «Гомельский
государственный технический университет
имени П. О. Сухого», 2012

ВВЕДЕНИЕ

Основная цель изучения курса "Потребители электроэнергии и электромагнитная совместимость" заключается в формировании знаний, позволяющих грамотно и эффективно проектировать и вести эксплуатацию систем электроснабжения.

Лабораторные работы по курсу посвящены изучению режимов работы нейтрали в электрических сетях, защиты цеховых электрических сетей, оперативных переключений в электрических сетях, учету расхода электроэнергии, компенсации реактивных нагрузок и регулированию напряжения в системах электроснабжения, определение групп соединения трехфазных трансформаторов, определение параметров схемы замещения трехобмоточного трансформатора

Данный лабораторный практикум содержит 13 лабораторных работ и охватывает весь курс дисциплины «Потребители электроэнергии и электромагнитная совместимость» 8 и 9 семестр.

Для каждой работы представлены: цель работы, методические указания к ее выполнению, перечень литературных источников и вопросы для самопроверки.

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 1

Тема: Использование графиков электрических нагрузок в решении задач электроснабжения

Цель работы:

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

2. Ознакомиться со справочными материалами по режимам электрических нагрузок приемников и потребителей электроэнергии;

3. Для одного из потребителей электроэнергии, согласно варианту задания, выполнить следующее:

а) определить физические величины графика нагрузки и безразмерные коэффициенты;

б) рассчитать расход электроэнергии, потери мощности и электроэнергии в системе электроснабжения предприятия, оценить расчетную электрическую нагрузку.

Теоретическая часть

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.

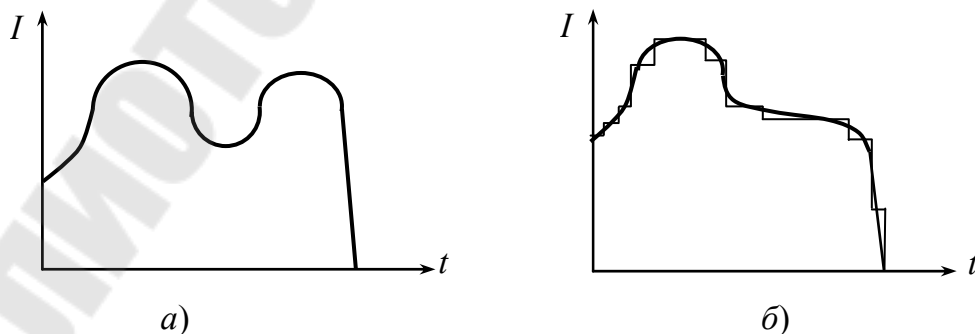


Рис. 1.1. Непрерывный (а) и дискретный (б) графики нагрузки

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:

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

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).

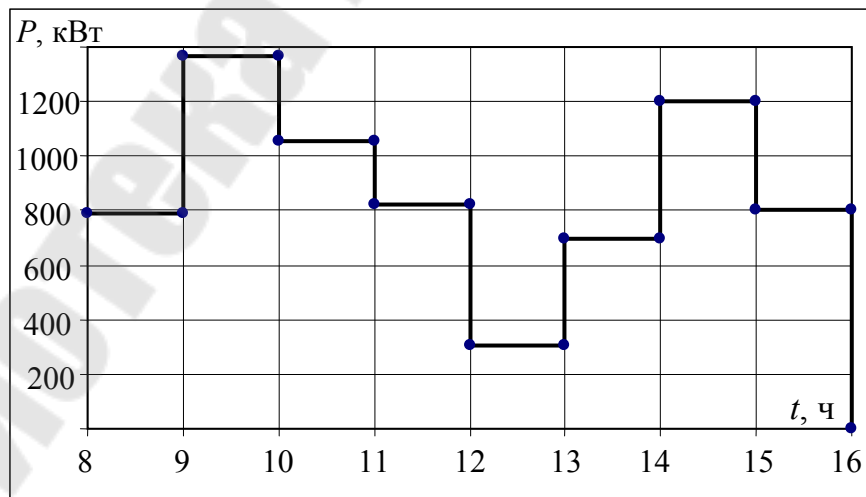


Рис. 1.2. Групповой график нагрузки потребителя электроэнергии за смену

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 снижается. Исключение составляют потребители с непрерывным техническим процессом.

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

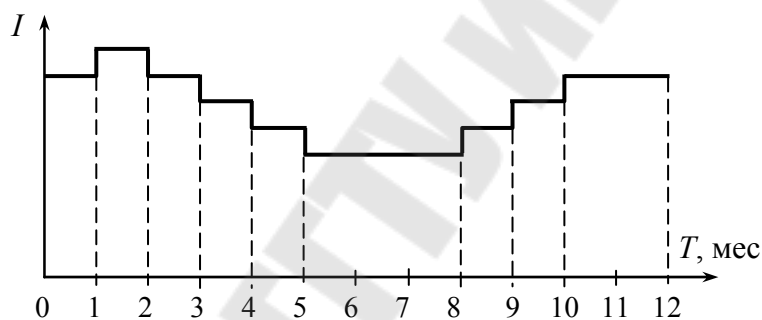


Рис. 1.3. Годовой график нагрузки потребителя электроэнергии

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.

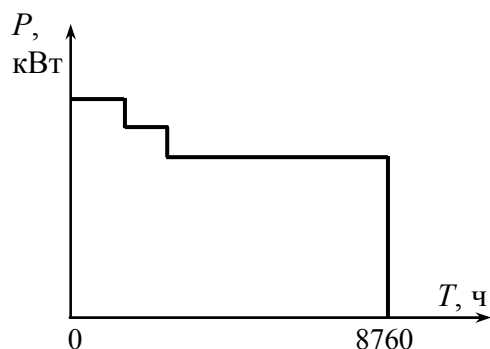


Рис. 1.4. Упорядоченный график нагрузки потребителя электроэнергии

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 по-

требителей разное, поэтому при совместном электропитании этих потребителей необходимо учитывать эффект несовмещения максимумов их нагрузки.

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

$$P_{\text{м.у}} \leq \sum P_{\text{м.и}}.$$

Данное явление характеризуется коэффициентом совмещения максимумов:

$$K_0 = K_{\Sigma} = \frac{P_{\text{м.у}}}{\sum P_{\text{м.и}}}.$$

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:

$$K_0 = f(K_{\text{и}}; T_{\text{м}}).$$

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 $P_{\text{уст}}$ 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. $P_{\text{с}}$ – средняя нагрузка ($Q_{\text{с}}, S_{\text{с}}, I_{\text{с}}$);
2. $P_{\text{ск}}$ – среднеквадратичная (эффективная) нагрузка ($Q_{\text{ск}}, S_{\text{ск}}, I_{\text{ск}}$);
3. $P_{\text{м}}$ – максимальная нагрузка ($Q_{\text{м}}, S_{\text{м}}, I_{\text{м}}$):
 - а) $P_{\text{р}}$ – расчётная (максимальная длительная) нагрузка;
 - б) $P_{\text{пик}}$ – 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:

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

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

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

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:

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

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»:

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

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

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:

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

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:

$$P_{\text{р}} = \sqrt{3} \cdot I_{\text{р}} \cdot U_{\text{н}} \cdot \cos\varphi_{\text{ср.взв}}; \quad \cos\varphi_{\text{ср.взв}} = \frac{W}{\sqrt{W^2 + V^2}}.$$

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:

1. Коэффициент максимума графика:

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

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

$$k_{\text{р}} = \frac{P_{\text{р}}}{k_{\text{и}} P_{\text{уст}}},$$

где $P_{\text{р}}$ – 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 расчетной нагрузки определяется по справочным номограммам в зависимости от группового коэффициента использования, эффективного количества электроприемников и постоянной времени нагрева токоведущих частей:

$$k_{\text{р}} = f(k_{\text{и}}; n_{\text{э}}; T_0).$$

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 $K_{\text{р}} = 1$.

2. Коэффициент заполнения графика:

$$k_{\text{з.г.}} = \frac{P_{\text{с.}}}{P_{\text{м}}} = \frac{1}{k_{\text{м}}}.$$

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

3. Коэффициент формы графика:

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

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

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

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

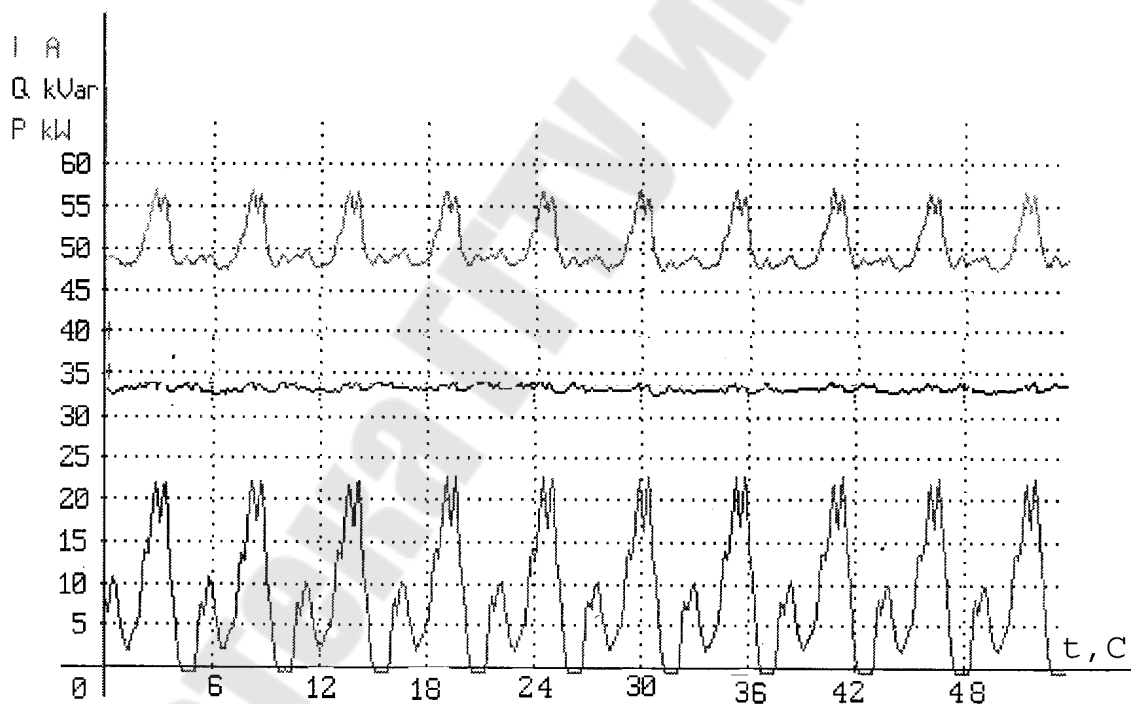


Рис. 1.5. График нагрузки агрегата нефтедобычи типа ШГН с двигателем марки Asle ($P_{\text{H}} = 50$ кВт, $\cos f_{\text{H}} = 0,85$)

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

1. 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.

1. Коэффициент загрузки:

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

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

$$P_{CB} = \frac{T_{Ц}}{T_B} \cdot P_C; \quad P_{CB} = \frac{\sum P_i \cdot \Delta t_i}{T_B},$$

где $T_{Ц}$ – время цикла;

T_B – время включения;

P_C – средняя нагрузка за цикл или смену.

Коэффициент загрузки характеризует использование электроприёмников по мощности.

3. Коэффициент использования:

$$k_{И} = \frac{P_C}{P_H}.$$

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

$$K_{\text{и}} = \frac{\sum k_{\text{и}i} \cdot P_{\text{н}i}}{\sum P_{\text{н}i}}.$$

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, $k_{\text{и}} = 0,12 - 0,2$).

$$k_{\text{и}} = k_{\text{з}} \cdot k_{\text{в}}.$$

4. Коэффициент спроса:

$$K_{\text{с}} = \frac{P_{\text{р}}}{\sum_1^n P_{\text{пасп}i}}; \quad K_{\text{с}} = K_{\text{и}} \cdot K_{\text{м.г.}}$$

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

время использования максимума нагрузки $T_{\text{м}}$:

$$T_{\text{м}} = K_{\text{з.г.}} \cdot T.$$

Время максимальных потерь τ :

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

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

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

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

1. Определение расхода электроэнергии по графику нагрузки

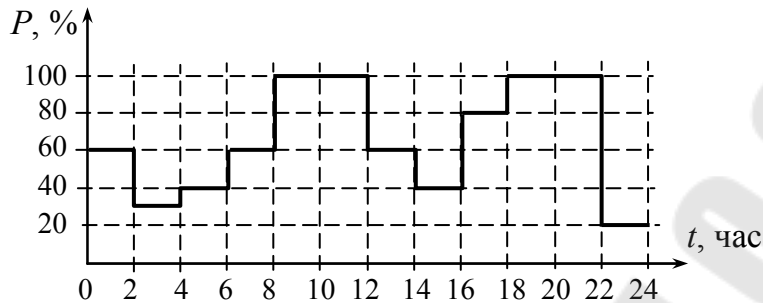


Рис. 1.6. График нагрузки потребителя электроэнергии

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.

2. 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.

3. Определение расхода электроэнергии через максимальную нагрузку

Годовой расход электроэнергии определяется по выражению:

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

где P_{M} – максимальная нагрузка потребителя;

T_{M} – 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):

$$W_{\Gamma} = P_{\text{с}} \cdot T, \quad W_{\Gamma} = P_{\text{M}} \cdot K_{3\Gamma} \cdot T.$$

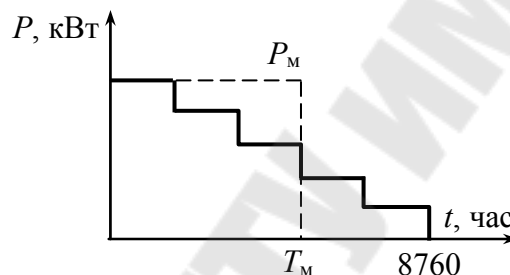


Рис. 1.7. Определение расхода электроэнергии через максимальную нагрузку

4. Определение расхода реактивной энергии

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

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

где $\text{tg} \phi_{\text{ср.вз}}$ – 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.

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

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

где I_c , S_c – средний ток и мощность потребителя;

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

R – сопротивление элемента системы электроснабжения;

$S_{ск}$ – среднеквадратичная нагрузка потребителя.

В данном случае потери электрической энергии определяются по выражению:

$$\Delta W_{год} = \Delta P \cdot T_r,$$

где T_r – годовой фонд рабочего времени.

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

$$\Delta P_m = \left(\frac{S_m}{U_n} \right)^2 \cdot R,$$

где S_m – максимальная мощность нагрузки.

Потери электрической энергии здесь определяются по выражению:

$$\Delta W_{год} = \Delta P_m \cdot \tau,$$

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

$$T_{\text{м}} = K_{\text{з.г.}} \cdot T_{\text{г.}}$$

Для определения τ могут также использоваться номограммы, представляющие собой зависимости $\tau = f(T_{\text{м}}, \cos \varphi)$.

3. Приближённый расчёт 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:

$$\Delta P_{\text{т}} = 0,02 \cdot S_{\text{р}\Sigma}; \quad \Delta Q_{\text{т}} = 0,1 \cdot S_{\text{р}\Sigma},$$

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

потери в линиях электропередачи:

$$\Delta P_{\text{л}} = 0,035 \cdot S_{\text{р}\Sigma}; \quad \Delta Q_{\text{л}} \approx 0.$$

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 расчётной нагрузки

Для определения расчётной нагрузки при известном графике нагрузки используют статистический метод. Данный метод основывается на результатах исследований, согласно которым групповая нагруз-

ка (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:

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

а также минимальной ее величины:

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

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:

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

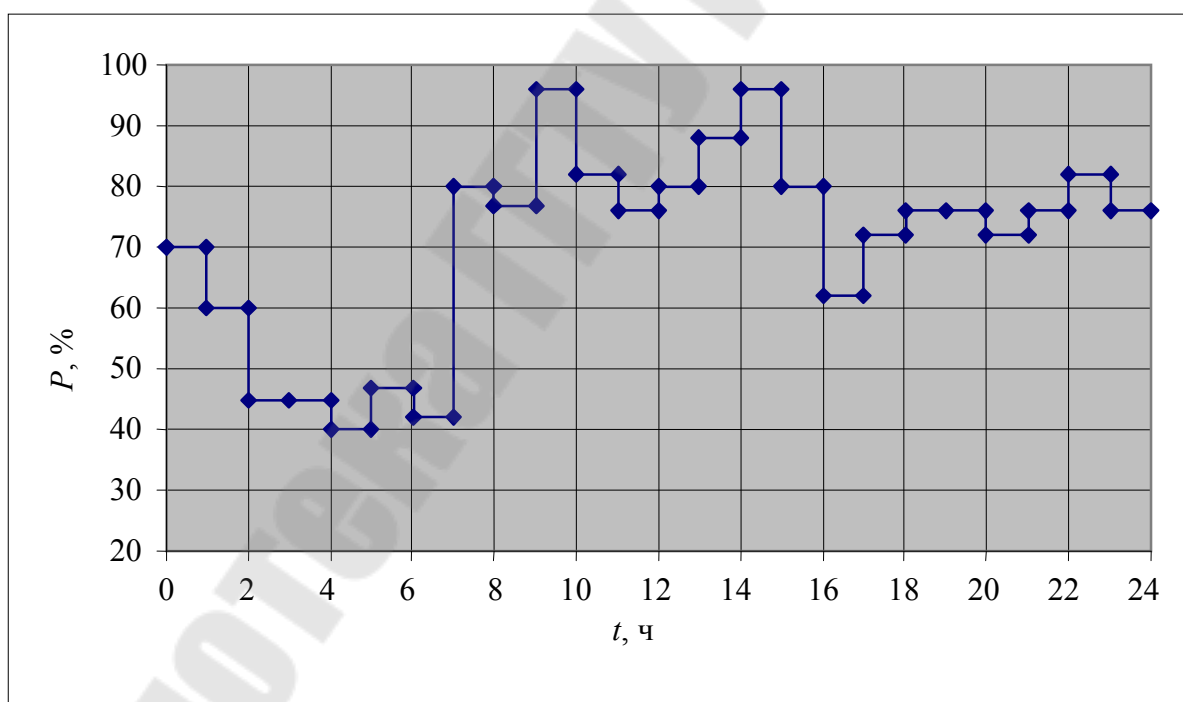
В этом случае вероятность того, что фактическая нагрузка превысит значение P_p , составит 0,005, т. е. 0,5 % общего времени действия нагрузок (смена, месяц, год). Принятие значения $\beta = 2,5$ оставляет неиспользованным значительный резерв в тепловом износе проводников, особенно для линий с неравномерным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

ем $\beta = 1,65$, в этом случае вероятность того, что фактическая нагрузка превысит значение P_p , составит 0,05.

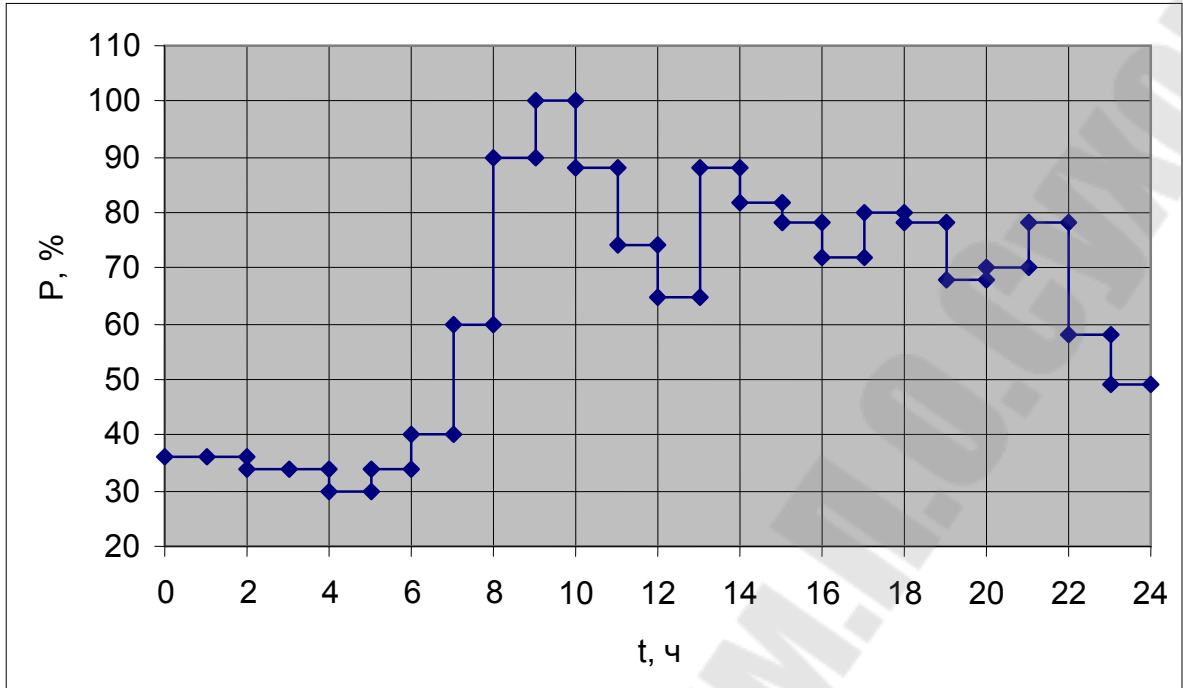
ЗАДАНИЕ 1:

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

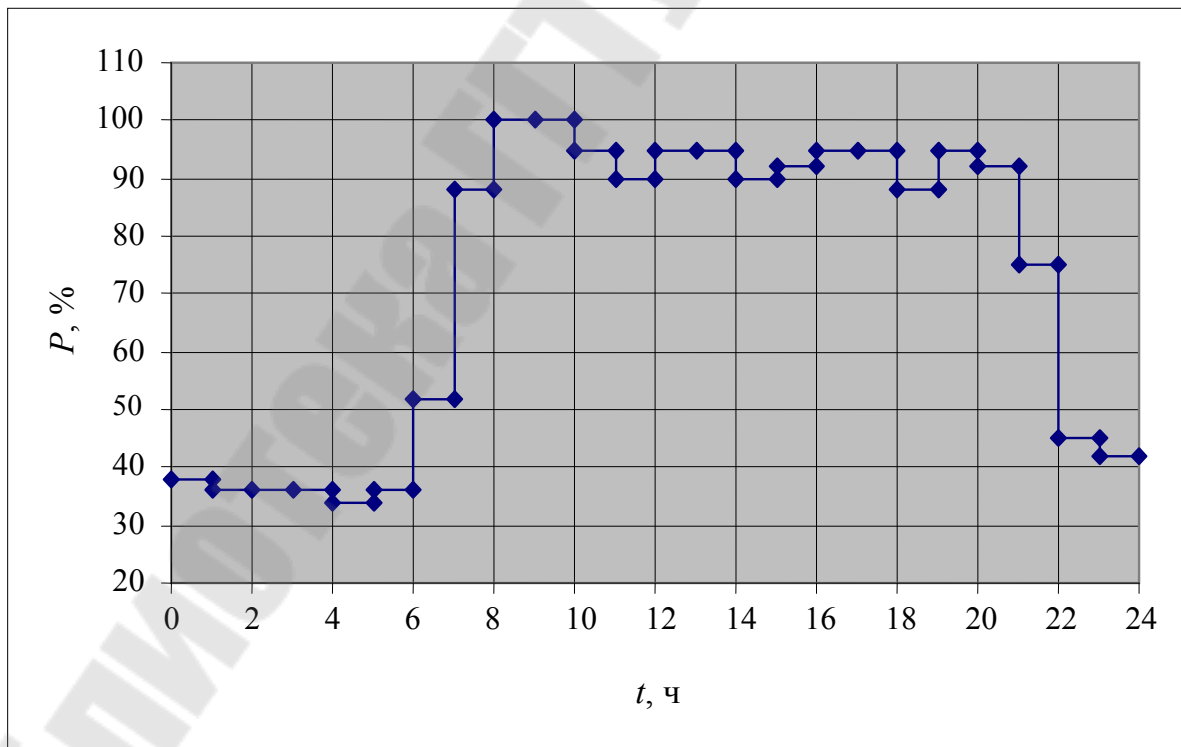
- физические величины и безразмерные коэффициенты ГЭН;
- время использования максимума нагрузки и время максимальных потерь за сутки и за год;
- статистическим методом определить расчетную нагрузку;
- используя приближенный метод расчета определить потери мощности в элементах системы электроснабжения предприятия;
- годовой расход электроэнергии с учетом коэффициента сменности по энергоиспользованию при заданном режиме работы (числе смен).



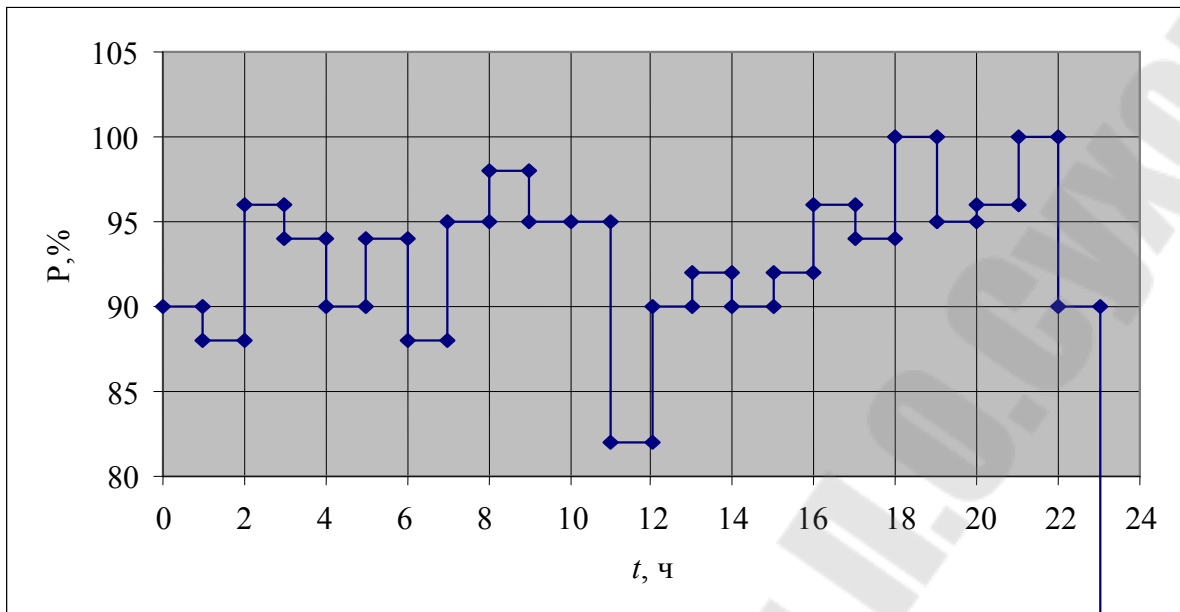
Вариант 1. Автомобильная промышленность



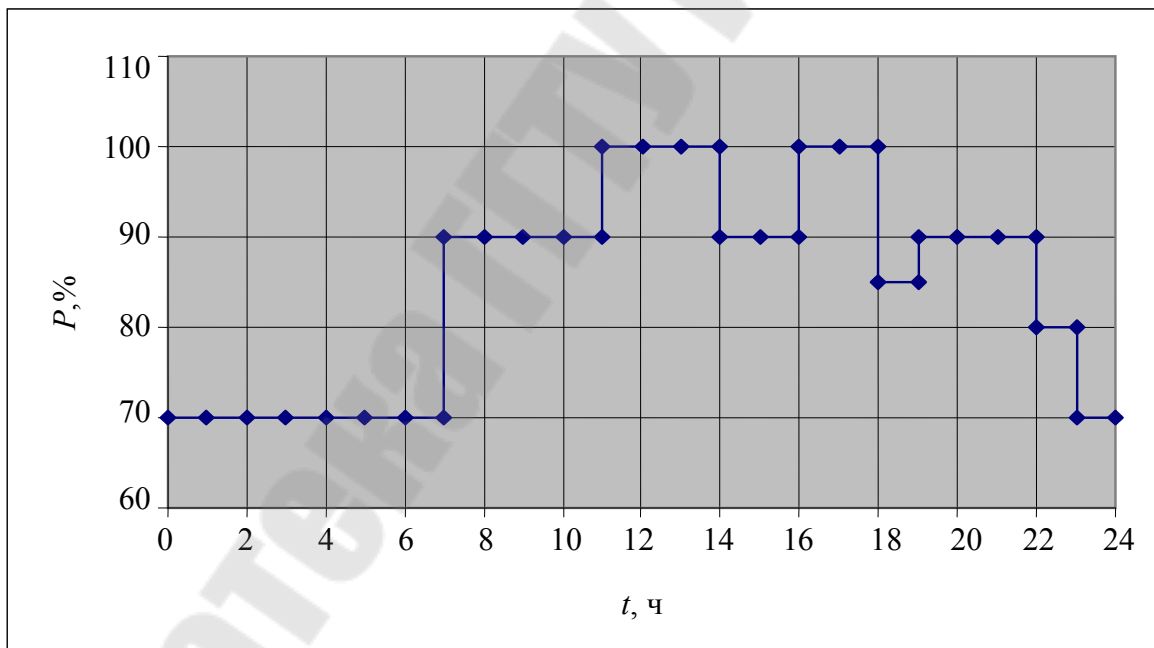
Вариант 2. Деревообрабатывающая промышленность



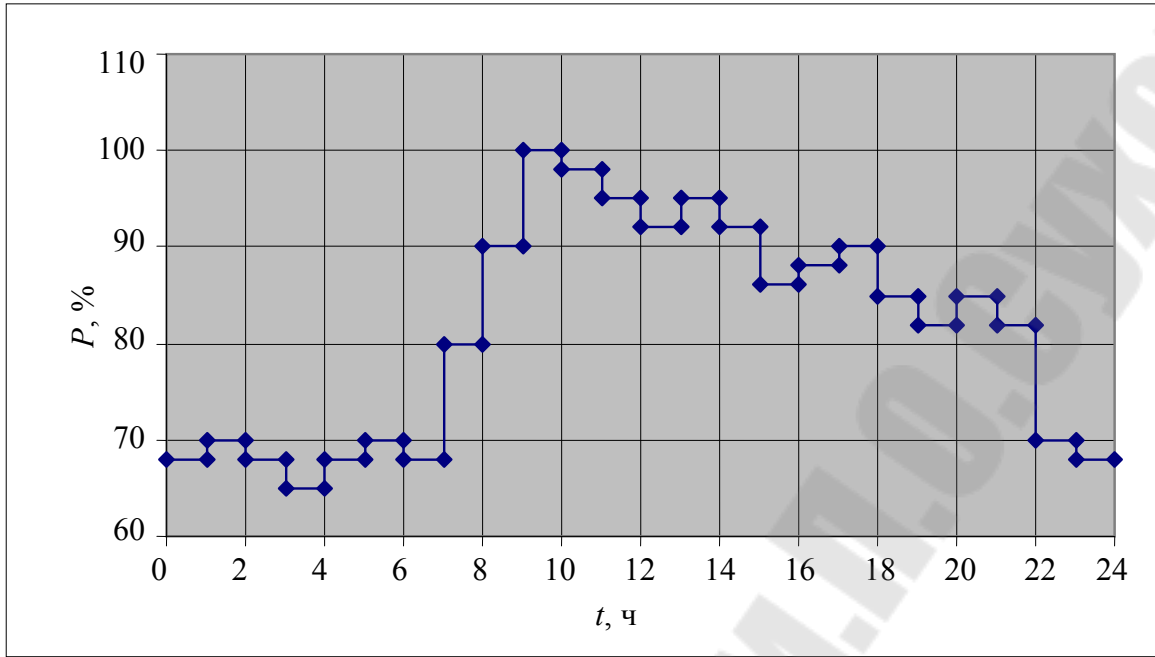
Вариант 3. Легкая промышленность



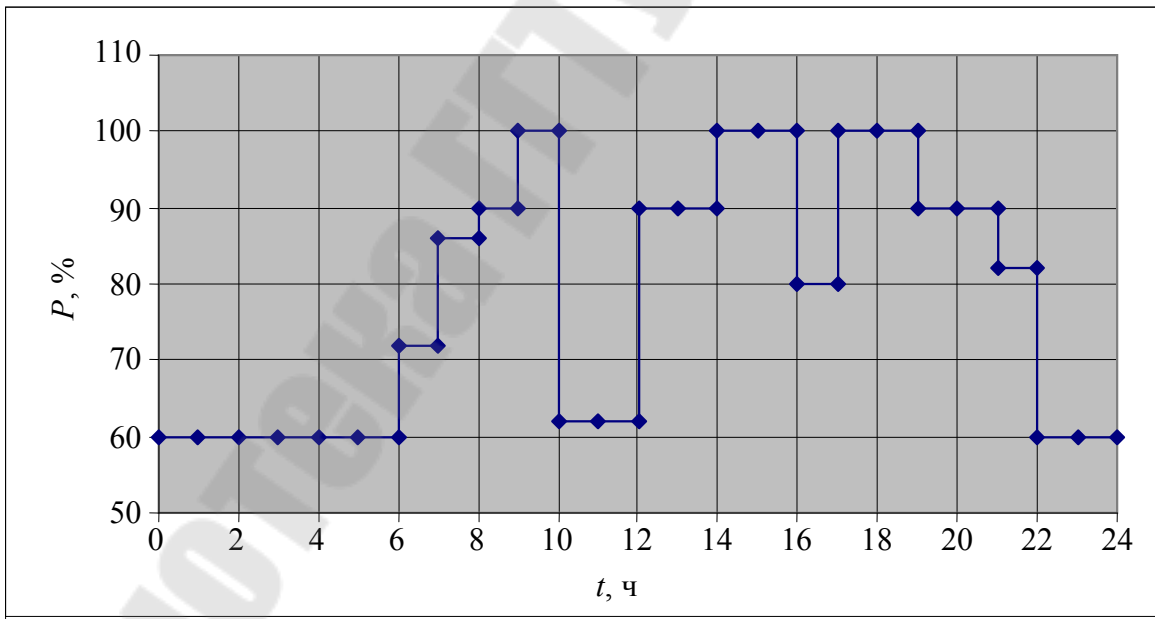
Вариант 4. Нефтепереработка



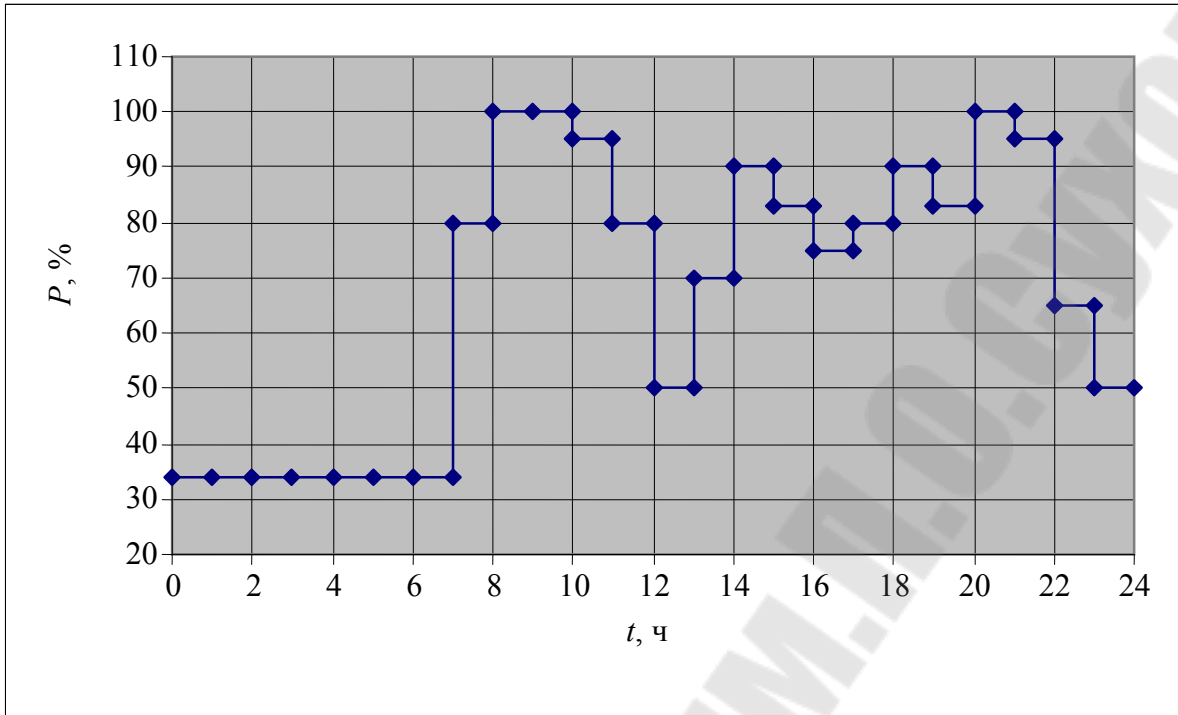
Вариант 5. Печатные и отделочные фабрики



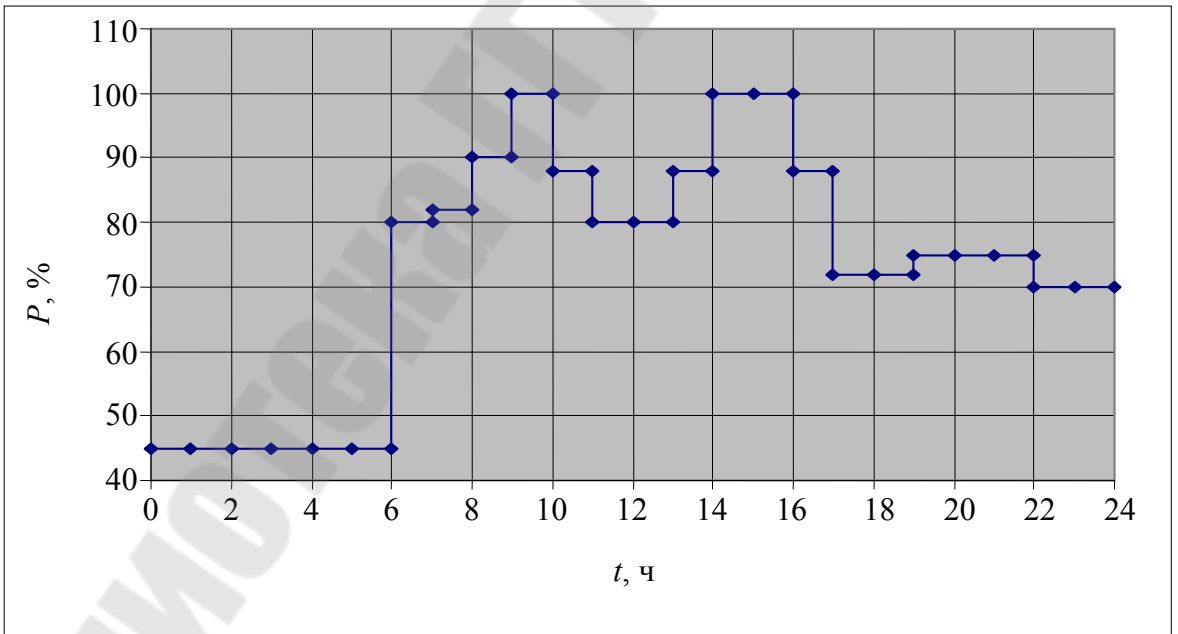
Вариант 6. Пищевая промышленность



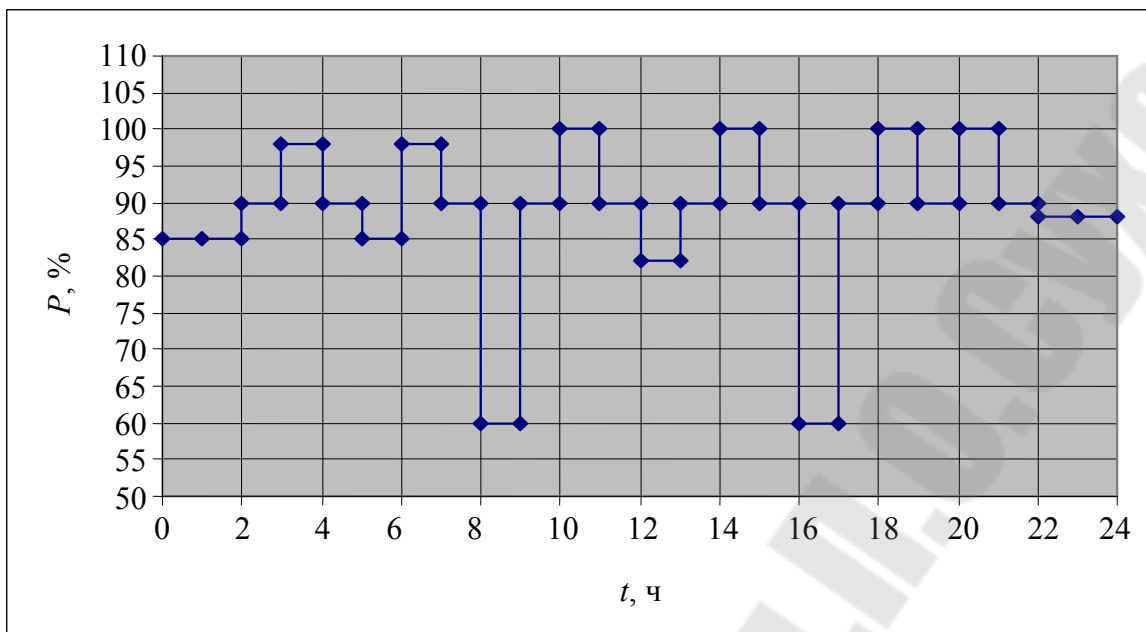
Вариант 7. Прядильно-ткацкая фабрика



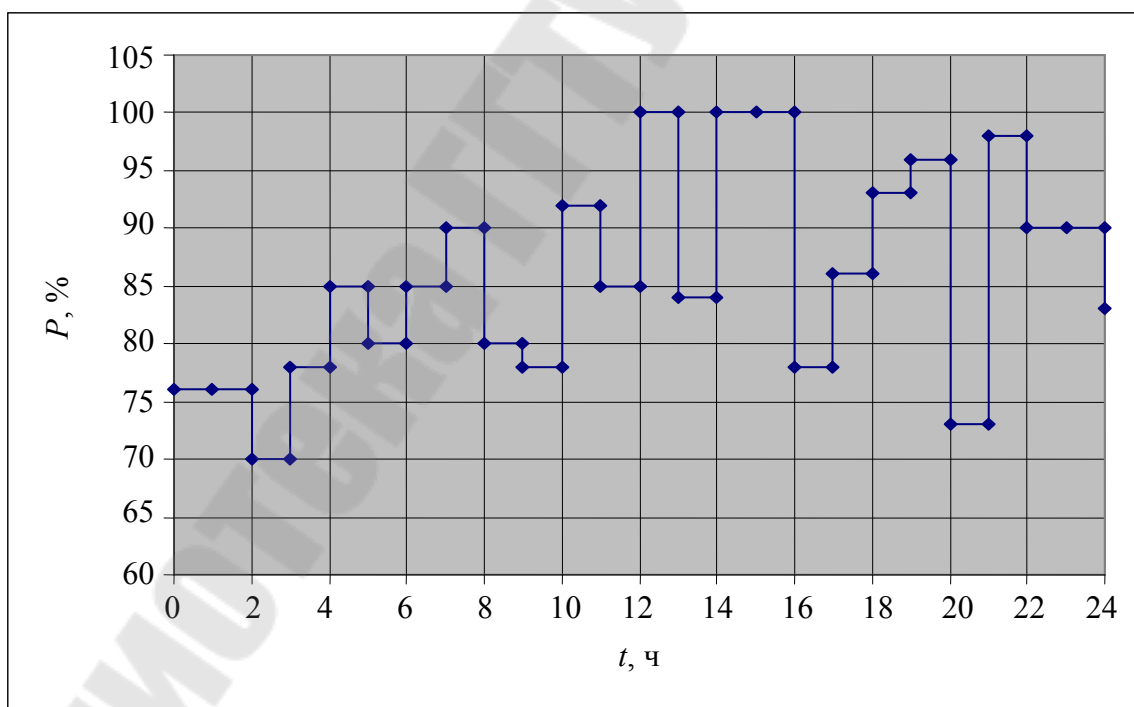
Вариант 8. Ремонтно-механический завод



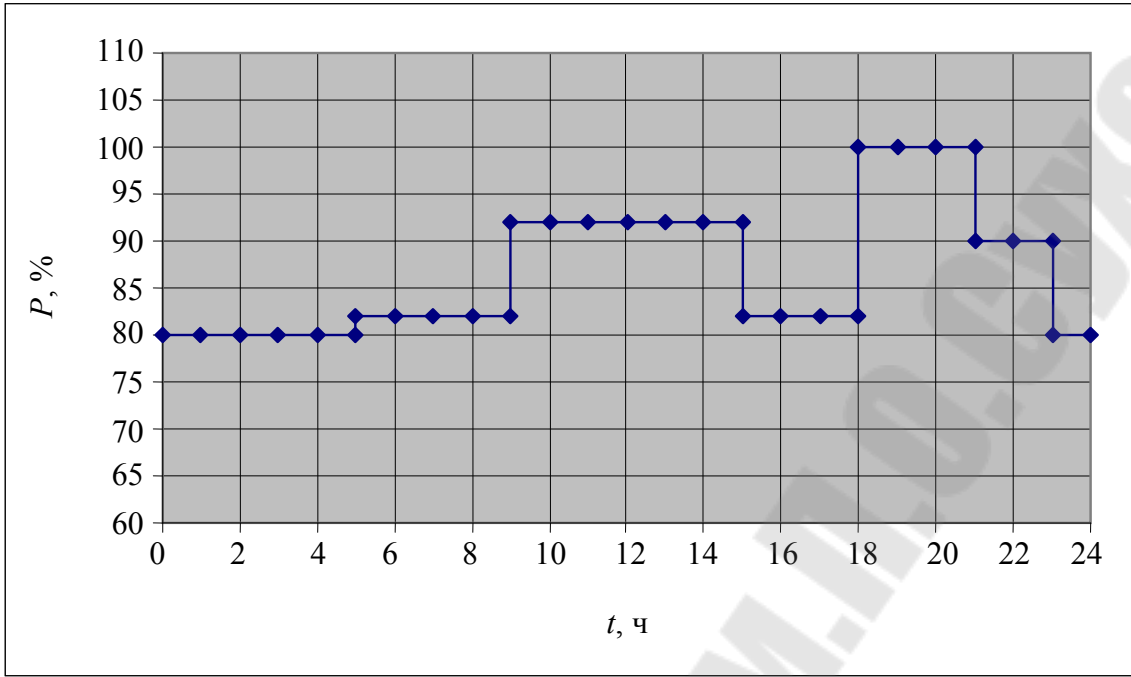
Вариант 9. Станкостроительство



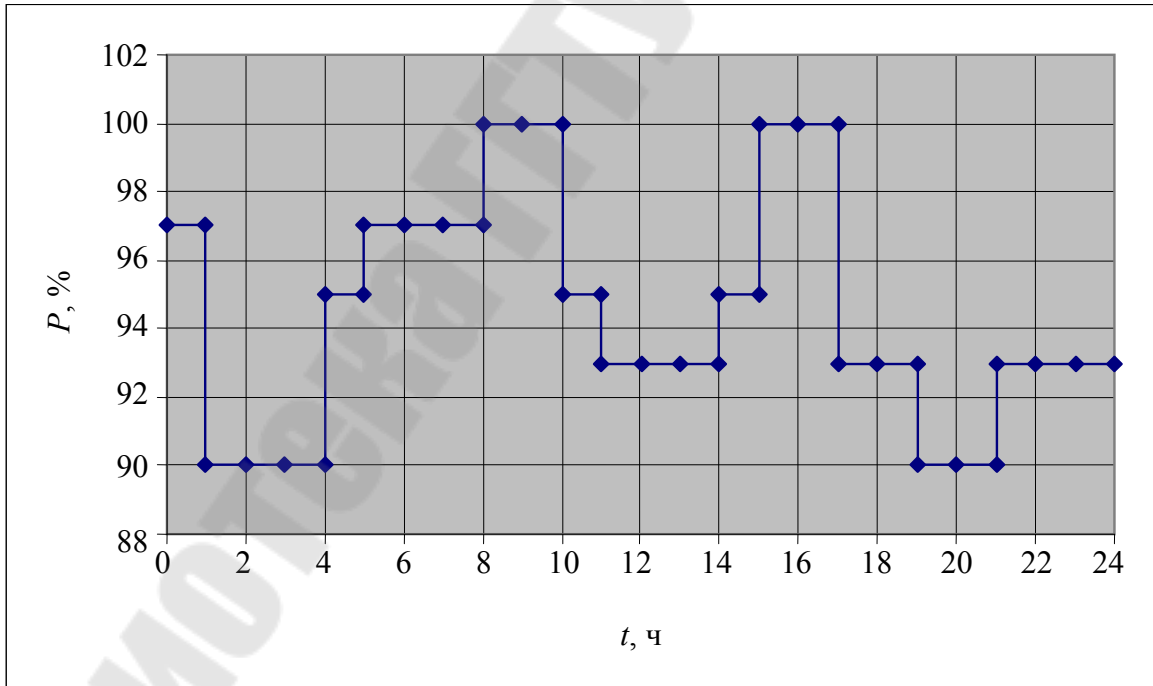
Вариант 10. Торфоразработка



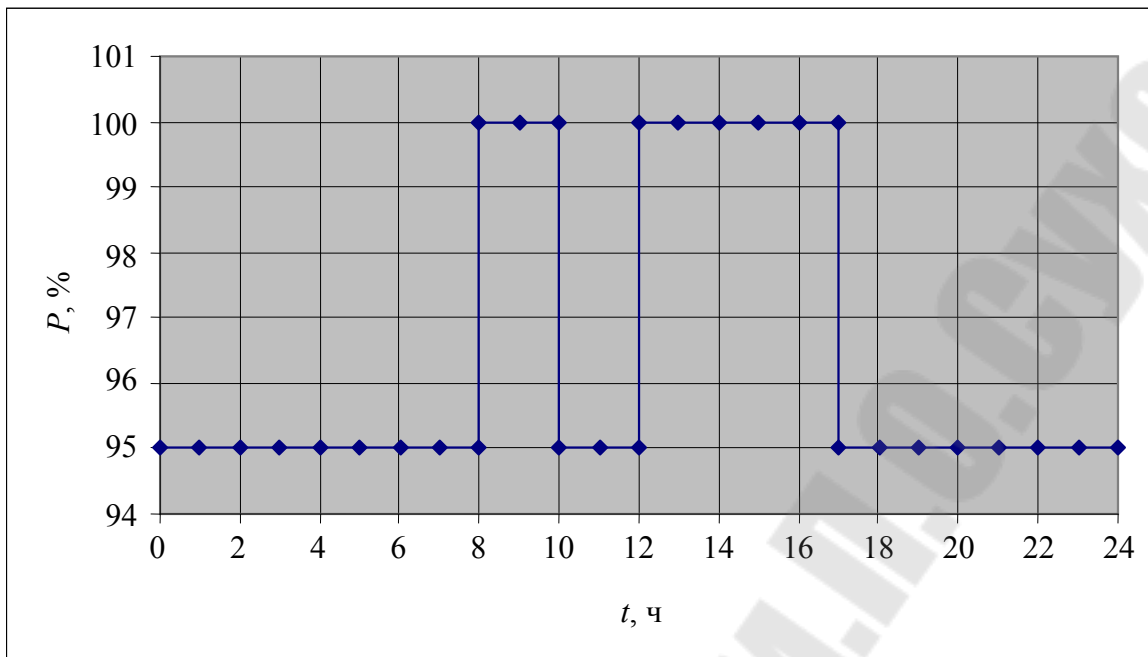
Вариант 11. Тяжелое машиностроение



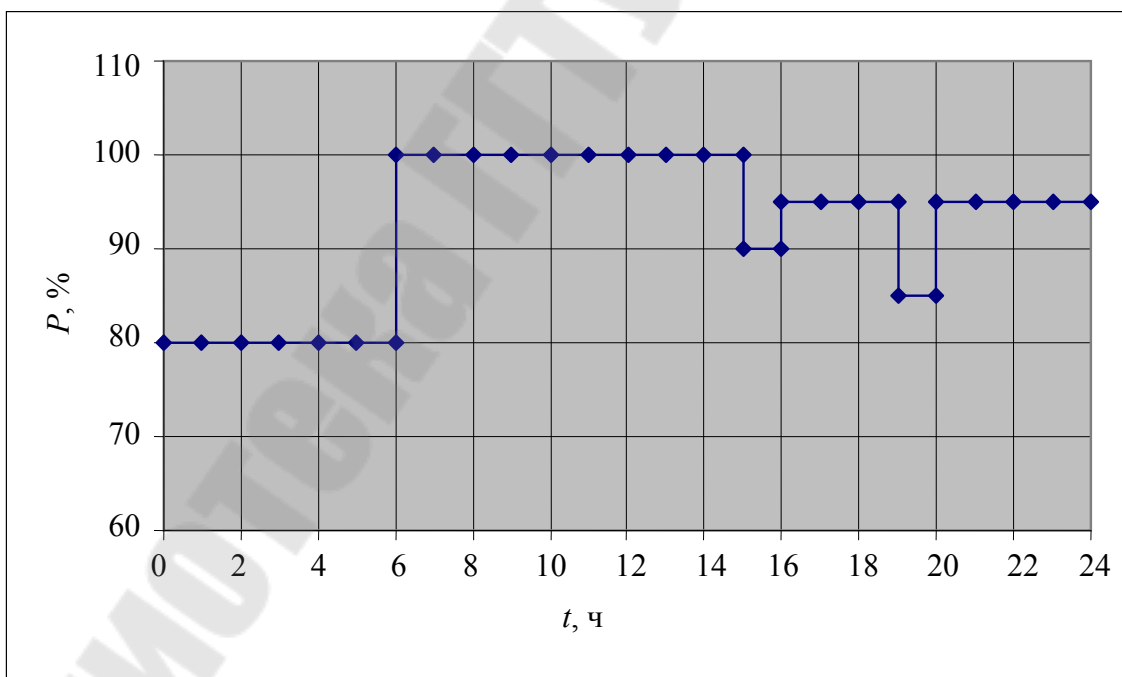
Вариант 12. Угледобыча



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

Таблица 1.2

Данные по установленной мощности предприятий

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

Пример выполнения задания

Для предприятия черной металлургии (установленная мощность электроприемников $P_{уст} = 500$ 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.

Расчеты представить в виде таблицы 1.4.

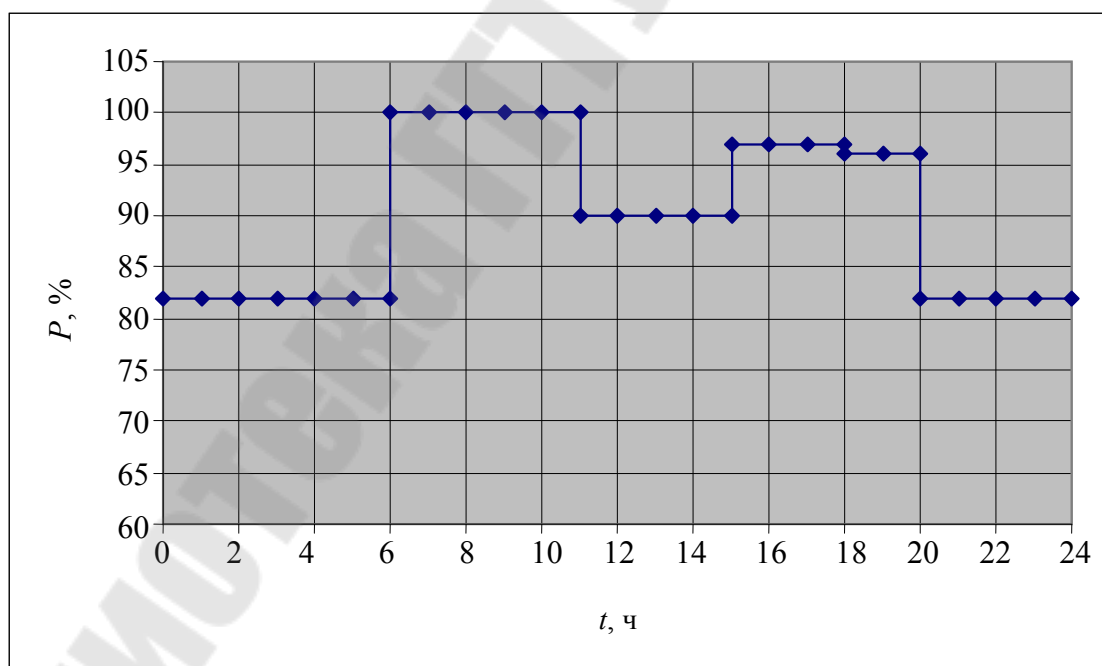


Рис. 1.8. Типовой график нагрузки предприятия черной металлургии

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

Время максимальных потерь, τ	$\tau_{\text{сут}} = (K_{\text{ф.г.}} \cdot K_{\text{з.г.}})^2 \cdot T_{\text{уст}};$ $\tau = (0,124 + T_{\text{м.г.}} \cdot 10^{-4})^2 \cdot T_{\text{г}}$	-	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	$P_p = P_c + \beta \cdot \sigma$, 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, $\Delta W_{\text{тр}}$	$\Delta W_{\text{тр}} = \frac{\Delta P_{\text{кз}}}{n_{\text{тр}}} \cdot \left(\frac{S_{\text{м}}}{S_{\text{нт}}}\right)^2 \cdot \tau + n_{\text{тр}} \cdot \Delta P_{\text{хх}} \cdot T_{\text{г}}$	-	$4,09 \cdot 10^6$ 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, $W_{\text{г}}$	$W_{\text{г}} = \alpha \cdot P_c \cdot T_p = \alpha \cdot P_{\text{уст}} \cdot K_{\text{и}} \cdot T_p$	-	$1,778 \cdot 10^9$ кВт·ч/год
	$W_{\text{г}} = \alpha \cdot P_{\text{м}} \cdot T_{\text{м}} = \alpha \cdot P_{\text{м}} \cdot \frac{T_{\text{г}}}{K_{\text{м.г.}}}$	-	$1,776 \cdot 10^9$ кВт·ч/год

* $T_{\text{г}} = 8760$ 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.

Содержание отчета

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

Контрольные вопросы

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.

Список литературы

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.: НПО «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: Определение параметров схемы замещения трехобмоточного трансформатора

Цель работы:

1. Изучить схемы замещения трансформаторов и методы определения их параметров.
2. Для трехобмоточного трансформатора, модель которого выполнена в виде схемы замещения:
 - а) провести опыты короткого замыкания и холостого хода;
 - б) рассчитать параметры схемы замещения трансформатора по результатам опыта.

Теоретическая часть

При расчете электрических сетей с трансформаторами, последние представляются в виде схем замещения.

Схемы замещения двухобмоточного трансформатора представлены на рис. 2.1.

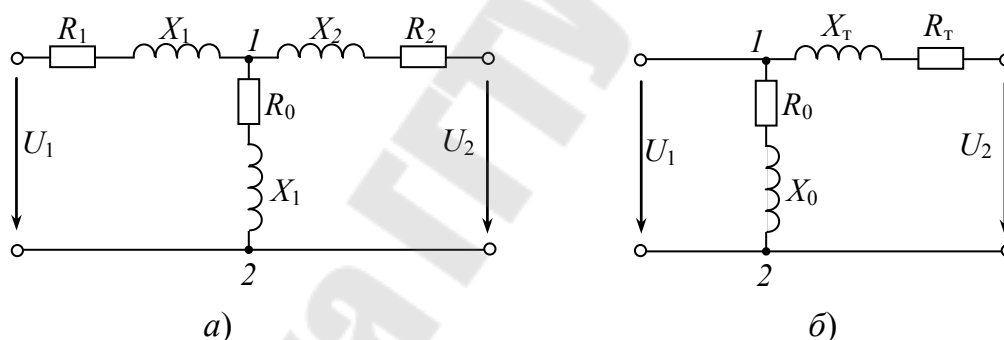


Рис. 2.1. Схемы замещения двухобмоточного трансформатора:
а) Т-образная; б) Г-образная.

Часто в схеме замещения ветвь намагничивания $I2$ (рис. 2.1) представляется в виде двух параллельных ветвей и характеризуется не магнитными сопротивлениями, а проводимостями (рис. 2.2).

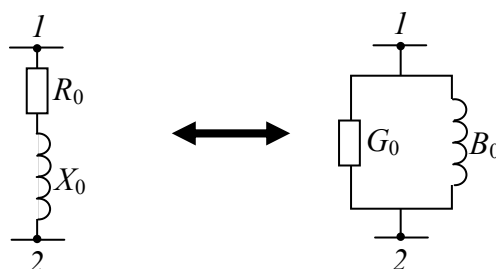


Рис. 2.2. Намагничивающая цепь схемы замещения

Трехобмоточные трансформаторы в расчетах представляют схемой замещения в виде эквивалентной трехлучевой звезды (рис. 2.3). Проводимость трехобмоточного трансформатора включают со стороны луча обмотки трансформатора, подключенной к источнику питания.

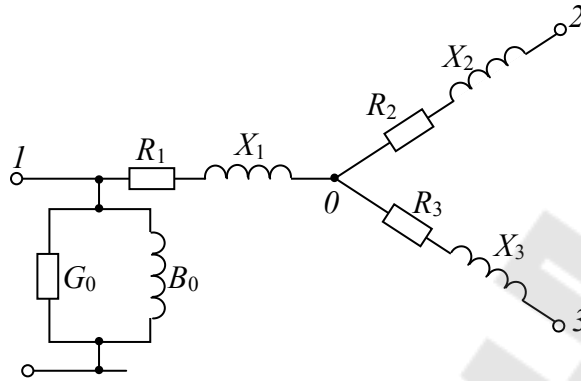


Рис. 2.3. Схема замещения трехобмоточного трансформатора

Опытное определение параметров схемы замещения трансформатора

Опыт холостого хода. Опытное определение параметров схемы замещения трансформатора производится по данным опытов холостого хода и короткого замыкания.

Схемы опытов холостого хода однофазного ($m = 1$) и трехфазного ($m = 3$) двухобмоточных трансформаторов приведены на рис. 2.4. Первичная обмотка трансформатора подключается на синусоидальное напряжение, а вторичная обмотка разомкнута. Измеряются первичные напряжения $U_1 = U_0$, ток $I_1 = I_0$ и мощность $P_1 = P_0$, а также вторичное напряжение U_2 . Из данных опыта для однофазного трансформатора определяются полное, активное и индуктивное сопротивления холостого хода:

$$\begin{aligned} z_0 &= U_0 / I_0; \\ r_0 &= P_0 / I_0^2; \\ x_0 &= \sqrt{z_0^2 - r_0^2}, \end{aligned} \quad (2.1)$$

а так же коэффициент трансформации:

$$k = w_1 / w_2 \approx U_1 / U_2. \quad (2.2)$$

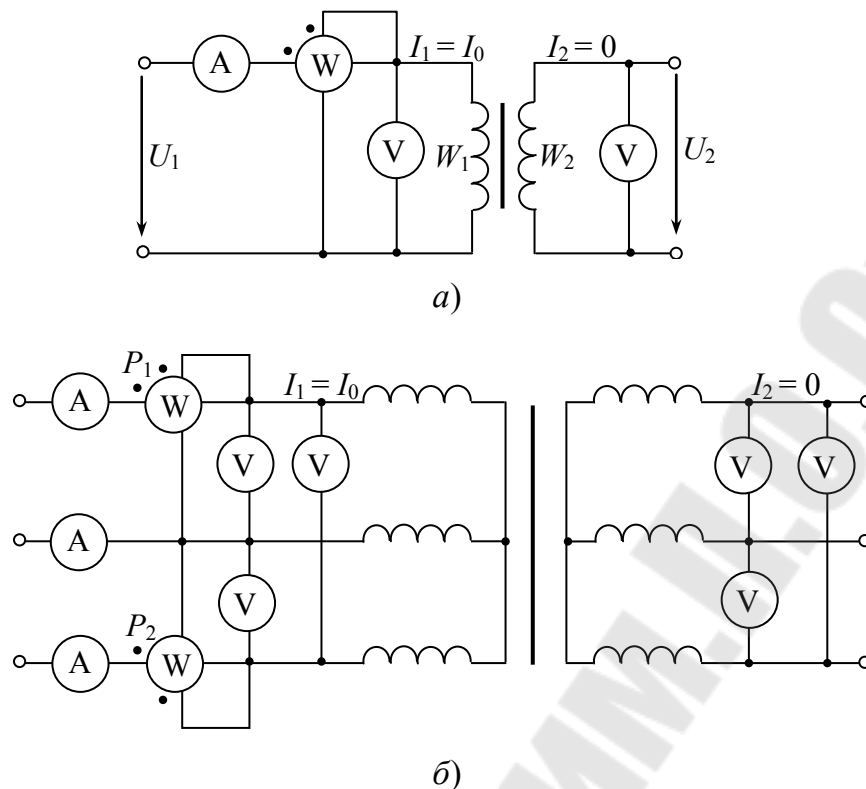


Рис. 2.4. Схемы опытов холостого хода однофазного (а) и трехфазного (б) двухобмоточных трансформаторов.

Для трехфазного трансформатора по показаниям трех амперметров и вольтметров определяются средние значения линейного тока I_0 и линейного напряжения U_0 , а по показаниям ваттметров – мощность холостого хода трех фаз $P_0 = P_1 + P_2$. Физический смысл имеют только значения сопротивлений, рассчитанные для фазы обмотки. Поэтому необходимо принять во внимание схему соединения обмотки. В случае соединения первичной обмотки в звезду

$$\begin{aligned}
 z_0 &= \frac{U_0}{\sqrt{3}I_0}; \\
 r_0 &= \frac{P_0}{3I_0^2}; \\
 x_0 &= \sqrt{z_0^2 - r_0^2},
 \end{aligned}
 \tag{2.3}$$

а при соединении ее в треугольник

$$\begin{aligned}
 z_0 &= \frac{\sqrt{3}U_0}{I_0}; \\
 r_0 &= \frac{P_0}{I_0^2}; \\
 x_0 &= \sqrt{z_0^2 - r_0^2}.
 \end{aligned}
 \tag{2.4}$$

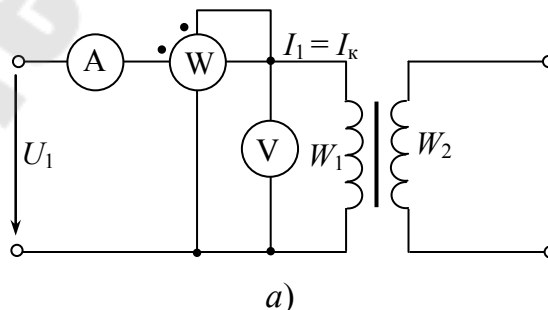
Опыт холостого хода для трехобмоточных трансформаторов проводится аналогично опыту холостого хода для двухобмоточных трансформаторов. Напряжение холостого хода подается на обмотку высокого напряжения, а обмотки среднего и низкого напряжения размыкаются.

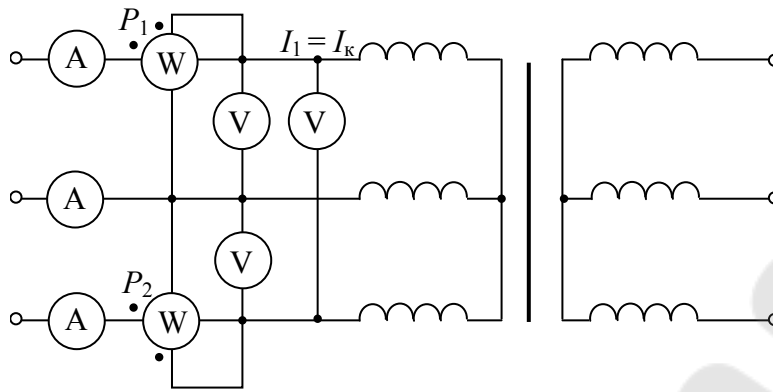
Опыт короткого замыкания производится по схемам рис. 2.5. Вторичные обмотки замыкаются накоротко, а к первичным обмоткам во избежание перегрева и повреждения трансформатора подводится пониженное напряжение с таким расчетом, чтобы ток находился в пределах номинального.

Полное z_k , активное r_k и реактивное x_k сопротивления короткого замыкания рассчитываются по формулам, аналогичным для случая холостого хода.

Для однофазного трансформатора

$$\begin{aligned}
 z_k &= \frac{U_k}{I_k}; \\
 r_k &= \frac{P_k}{I_k^2}; \\
 x_k &= \sqrt{z_k^2 - r_k^2}.
 \end{aligned}
 \tag{2.5}$$





б)

Рис. 2.5. Схемы опытов короткого замыкания однофазного (а) и трехфазного (б) двухобмоточных трансформаторов

Для трехфазного трансформатора по показаниям приборов определяются средние значения линейного напряжения U_K , линейного тока I_K и мощности короткого замыкания трех фаз P_K . При соединении первичной обмотки в звезду параметры короткого замыкания на фазу будут следующие:

$$\begin{aligned} z_K &= \frac{U_K}{\sqrt{3}I_K}; \\ r_K &= \frac{P_K}{3I_K^2}; \\ x_K &= \sqrt{z_K^2 - r_K^2}, \end{aligned} \quad (2.6)$$

а при соединении первичной обмотки треугольником

$$\begin{aligned} z_K &= \frac{\sqrt{3}U_K}{I_K}; \\ r_K &= \frac{P_K}{I_K^2}; \\ x_K &= \sqrt{z_K^2 - r_K^2}. \end{aligned} \quad (2.7)$$

Параметры схемы замещения трехобмоточного трансформатора $R_1, R_2, R_3, X_1, X_2, X_3$ (рис. 2.3) определяются из данных трех опытов короткого замыкания (рис. 2.6).

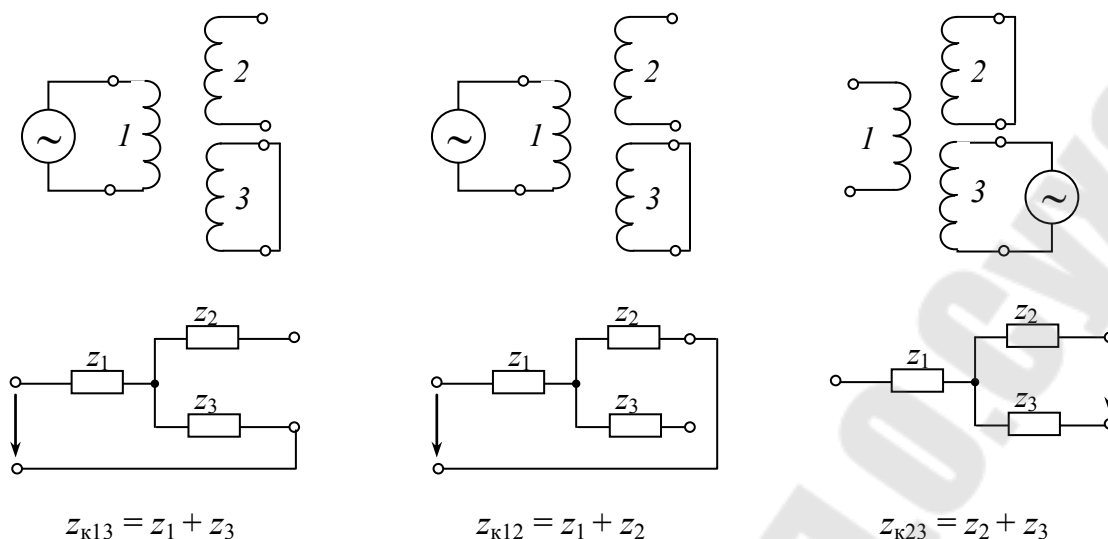


Рис. 2.6. Схемы опытов короткого замыкания трехобмоточного трансформатора

По выражению (2.6), (2.7) рассчитываются сопротивления короткого замыкания каждой пары обмоток.

$$\begin{aligned}
 z_{k12} &= z_1 + z_2 = r_{k12} + jx_{k12} = (r_1 + r_2) + j(x_1 + x_2); \\
 z_{k13} &= z_1 + z_3 = r_{k13} + jx_{k13} = (r_1 + r_3) + j(x_1 + x_3); \\
 z_{k23} &= z_2 + z_3 = r_{k23} + jx_{k23} = (r_2 + r_3) + j(x_2 + x_3).
 \end{aligned}
 \tag{2.8}$$

Из выражения (2.8) можно найти

$$\begin{aligned}
 z_1 &= \frac{z_{k12} + z_{k13} - z_{k23}}{2}; \\
 z_2 &= \frac{z_{k12} + z_{k23} - z_{k13}}{2}; \\
 z_3 &= \frac{z_{k13} + z_{k23} - z_{k12}}{2}.
 \end{aligned}
 \tag{2.9}$$

По аналогичным формулам через активные и индуктивные составляющие z_{k12} , z_{k13} , z_{k23} выражаются также r_1 , r_2 , r_3 и x_1 , x_2 , x_3 .

Приборы и оборудование

На лабораторном стенде (рис. 2.7) представлена модель трехфазного трехобмоточного трансформатора в виде схемы замещения, сопротивления которой выполнены в соответствующем масштабе.

На панель стенда вынесены выводы сопротивлений модели и источника питания (ИП). Регулятор напряжения ИП находится в правом нижнем углу панели.

Порядок выполнения работы

1. Опыт короткого замыкания (КЗ)

Для трехобмоточного трансформатора опыт короткого замыкания проводится с каждой парой обмоток, при разомкнутой третьей обмотке (В – высокого, С – среднего или Н – низкого напряжения).

Для определения напряжения и потерь короткого замыкания для обмоток высокого и среднего напряжения ($U_{квс}$ и $P_{квс}$) собирается схема, согласно рис. 2.8.

Вращая по часовой стрелке ручку регулятора напряжения ИП, повышают напряжение, подаваемое на вход модели до величины, при которой в схеме будет протекать ток, равный номинальному (задается преподавателем).

Схема для проведения опытов по определению $U_{квн}$, $P_{квн}$ и $U_{кcn}$, $P_{кcn}$ составляются студентами самостоятельно и проверяется преподавателем. Измерения аналогичны первому опыту. Данные измерений заносятся в таблицу.

По результатам опыта КЗ рассчитываются параметры схемы замещения R_B , R_C , R_H , X_B , X_C , X_H (рис. 2.3).

2. Опыт холостого хода (ХХ)

Для измерения тока и потерь мощности холостого хода студентами самостоятельно собирается схема и проверяется преподавателем. Вращая по часовой стрелке ручку регулятора напряжения ИП, повышают напряжение до номинального значения (задается преподавателем) и замеряют ток и мощность холостого хода. Данные измерений заносят в таблицу.

По результатам опыта ХХ рассчитываются параметры цепи намагничивания R_0 , X_0 или G_0 , B_0 .

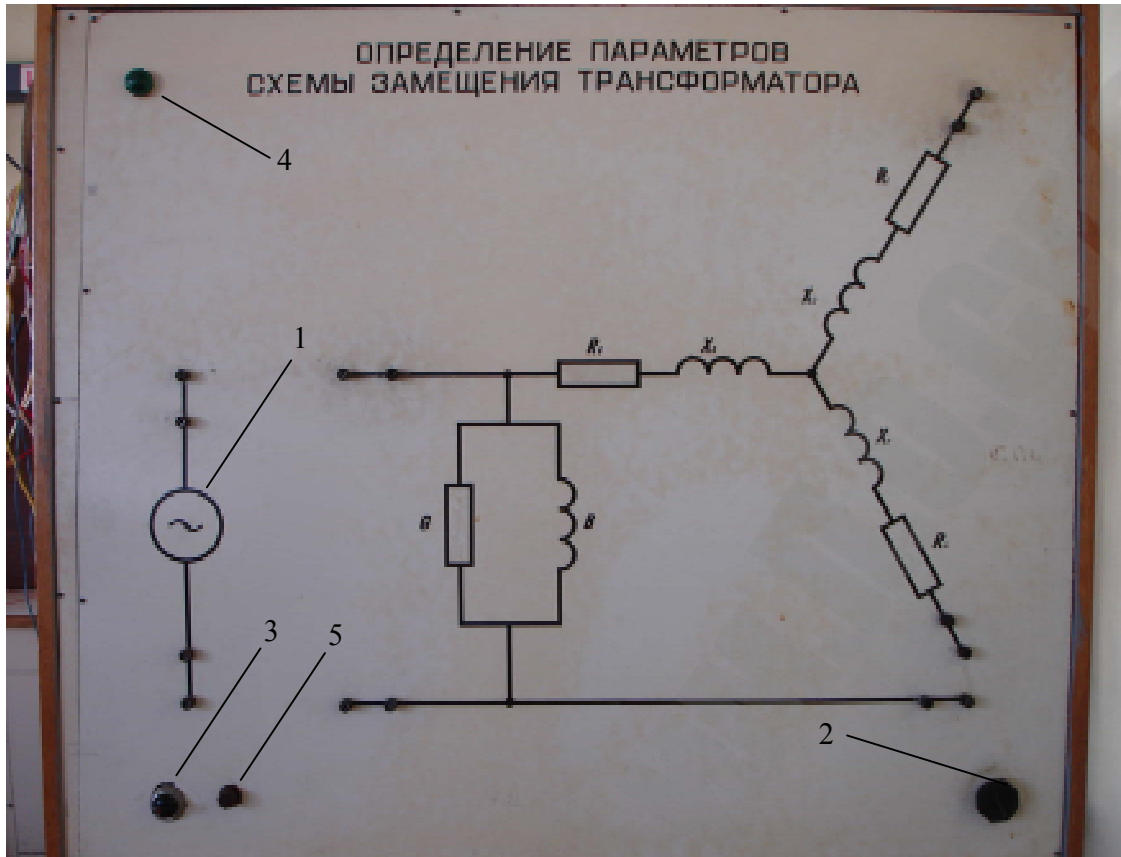


Рис. 2.7. Лицевая панель лабораторного стенда: 1 – источник питания; 2 – ручка ЛАТРА; 3 – тумблер включения/выключения питания; 4 – сигнальная лампа; 5 – гнездо для предохранителя

Меры безопасности

1. Не включать стенд без разрешения преподавателя.
2. Не касаться токоведущих частей стенда при включенном питании.
3. Не включать токовые цепи приборов параллельно источнику питания.
4. Ток модели не должен превышать 2 А.

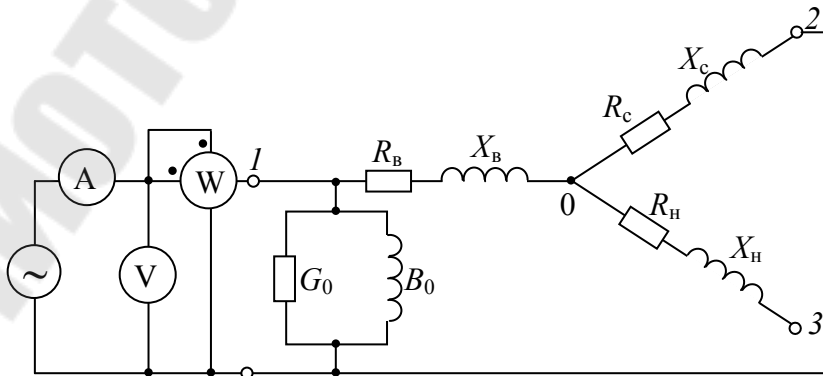


Рис. 2.8. Схема проведения опыта К3

Содержание отчета

2. Тема и цель работы.
3. Схемы проведения опытов.
4. Таблица с экспериментальными данными.
5. Расчет параметров схемы замещения.
6. Выводы.

Контрольные вопросы

1. Как проводится опыт КЗ?
2. Порядок проведения опыта ХХ?
3. Какие параметры схемы замещения определяют по результатам опыта КЗ?
4. Какие параметры схемы замещения определяют по результатам опыта ХХ?
5. Какие физические явления, происходящие в трансформаторе при его работе, характеризуют параметры схемы замещения?

Список литературы

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

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 3

Тема: Режимы работы нейтрали в электрических сетях

Цель работы:

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

Теоретическая часть

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 компенса-

цией 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 четырёхпроводных 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_{gA}, I_{gB}, I_{gC} и емкостных токов I_{CA}, I_{CB}, I_{CC} 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 замыкании, например, фазы А на землю (рис. 3.1, б) через место аварии в землю протекает ток I_3 равный

$$I_3 = -(I'_B + I'_C), \quad (3.6)$$

где I'_B , 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 $I'_A = 0$. 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

$$\dot{U}'_B = -\dot{U}_{AB},$$

$$\dot{U}'_C = -\dot{U}_{CA},$$

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

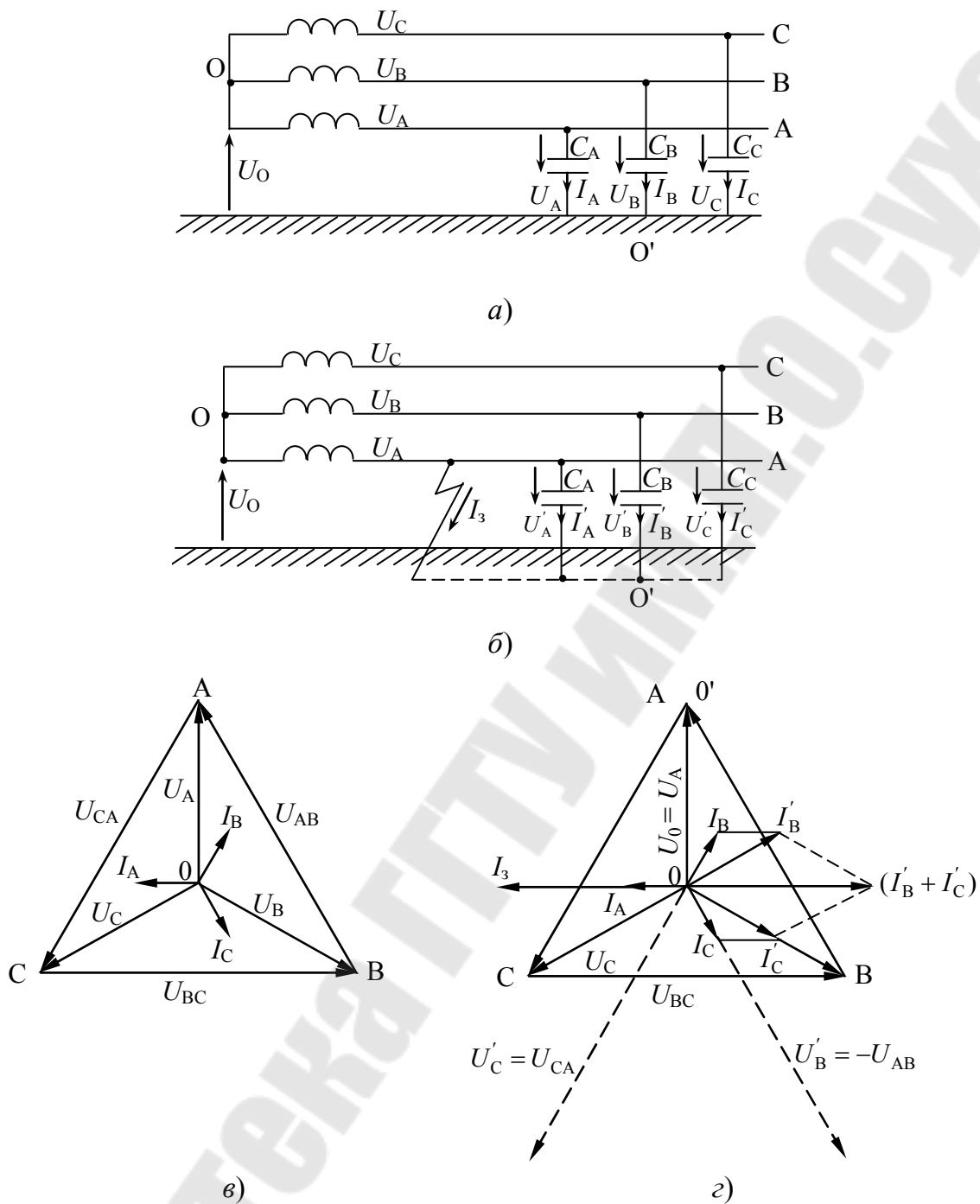


Рис. 3.1. Система с напряжением выше 1000 В с изолированной нейтралью:

- 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

$$I_3 = -(I'_B + I'_C) = 3 \cdot I_A.$$

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 нор-

мальной работе.

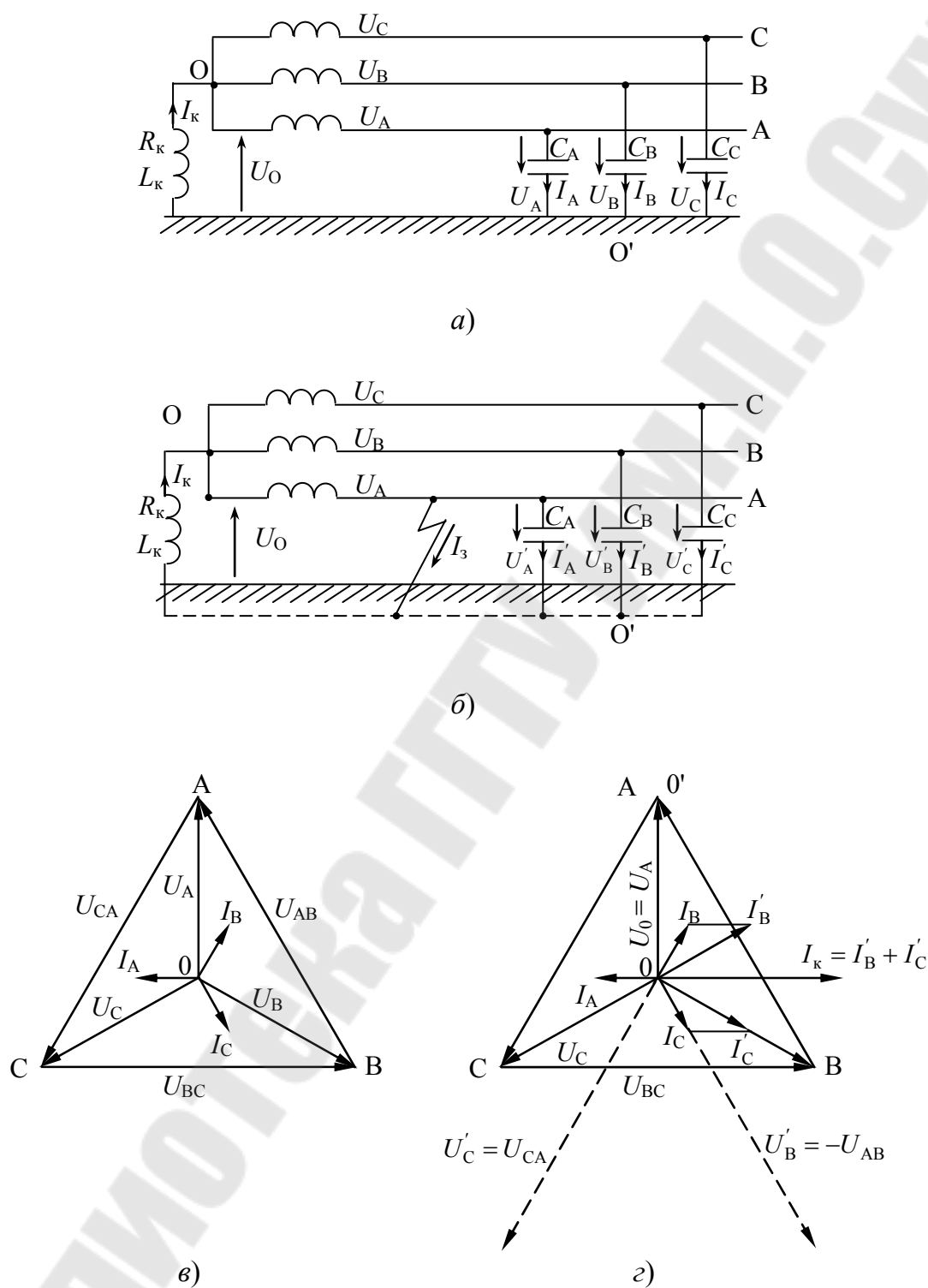


Рис. 3.2. Система с напряжением выше 1000 В с компенсированной нейтралью:

- а) расчетная схема замещения в нормальном режиме;
- б) расчетная схема замещения в аварийном режиме работы;

- 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, г). 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.

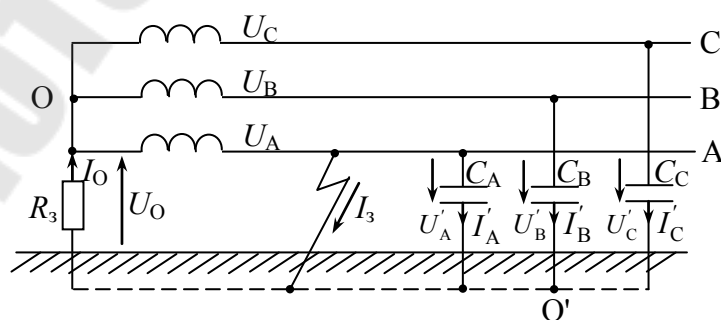


Рис. 3.3. Система с глухозаземленной нейтралью в аварийном режиме

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.

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. 3.4. 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 S_1 - S_9 , можно получить систему с разными параметрами C_A , C_B , C_C .

Ввод трехфазного переменного тока на стенд осуществляется автоматом QF1. Выключатели S_{10} - S_{12} позволяют осуществить работу системы с различными режимами нейтрали.

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

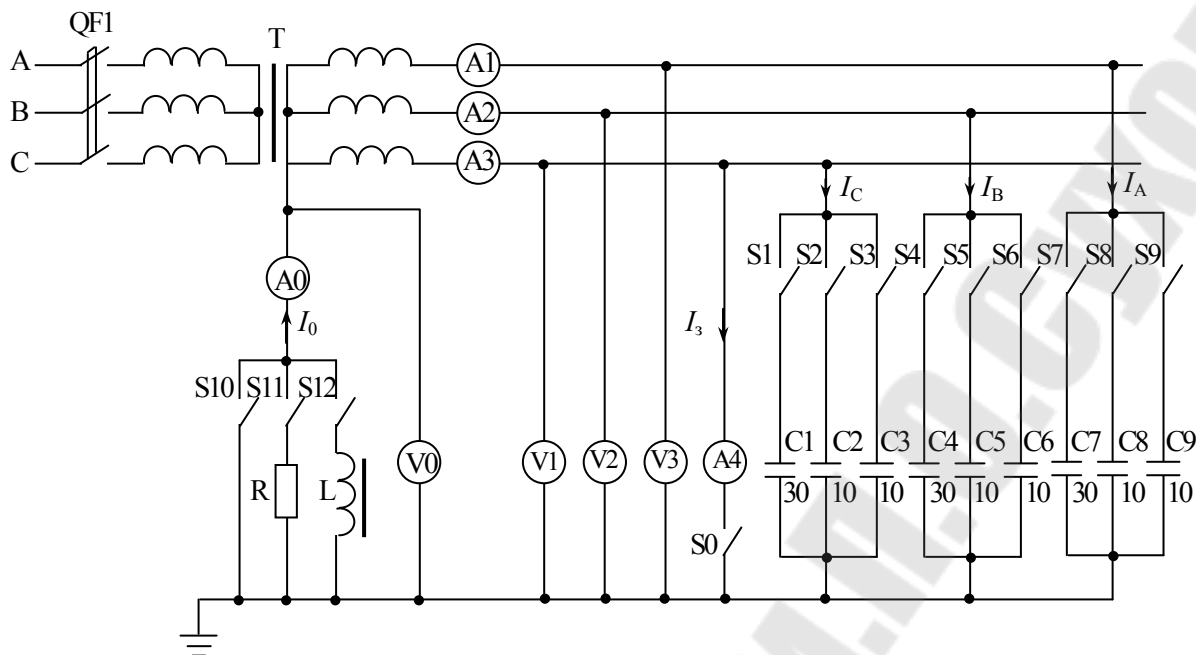


Рис. 3.4. Принципиальная схема лабораторной установки

Порядок выполнения работы

I. Ознакомиться со схемой, приборами и оборудованием лабораторной установки.

II. 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».

III. 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 $C_A = C_B = C_C = 50$ 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; $C_A = 10$ мкФ; $C_B = 30$ мкФ; $C_C = 50$ мкФ.

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

ОПЫТ 6. Аварийный режим работы системы.

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

IV. 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».

V. 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.

Меры 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.

Содержание 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.

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	$C_A = C_B = C_C = 50$ мкФ	7										
	1) нормальный режим												
	а) симметричное состояние	$C_A = 10$ мкФ ; $C_B = 30$ мкФ ; $C_C = 50$ мкФ	8										
	б) несимметричное состояние												
	2) аварийный режим	$C_A = C_B = C_C = 20$ мкФ	9										
	а) симметричное состояние	$C_A = 20$ мкФ ; $C_B = 30$ мкФ ; $C_C = 40$ мкФ	10										
	б) несимметричное состояние												

Контрольные вопросы

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.

Список литературы

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.

ЛАБОРАТОЯ РАБОТА № 4

Тема: Определение групп соединения трехфазных трансформаторов

Цель работы: изучение способов определения групп соединения трехфазных трансформаторов.

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. Причем направление намотки витков обмоток должно быть одинаковым.

Прядок выполнения работы

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.

Методика проведения эксперимента.

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) откло-

нения стрелки не последует, так как не будет электрической цепи для протекания тока.

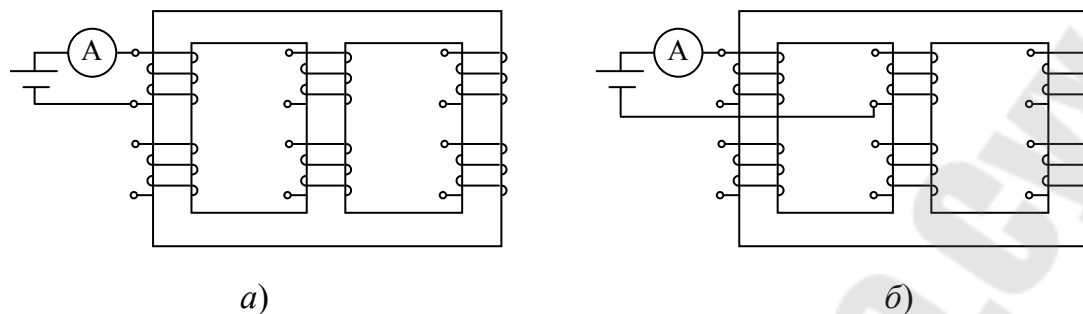


Рис. 4.1. Определение выводов обмоток

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.2.

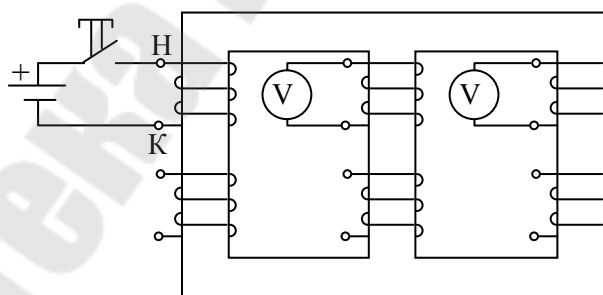


Рис. 4.2. Определение начала и концов обмоток

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, подключенных 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).

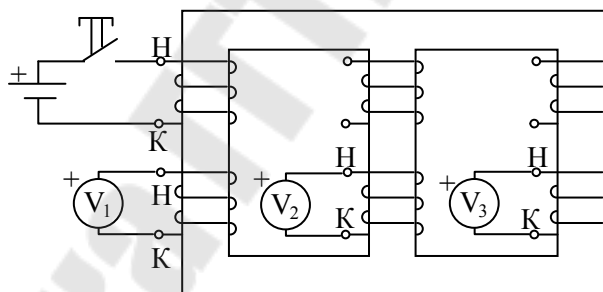


Рис.4.3. Окончательная проверка правильности определения начала и конца обмоток

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 ЭДС 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 ЭДС 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.

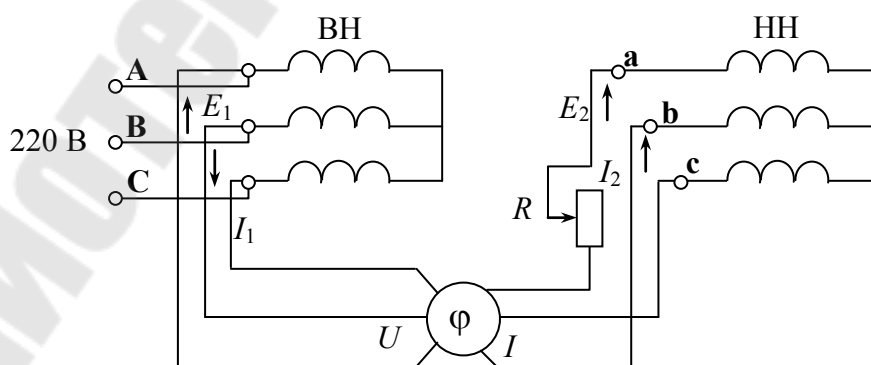


Рис. 4.4

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 а и в 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) A – В |
| 2) b – С | 4) c – С | |

Питание подается на обмотку высшего напряжения трансформатора.

В зависимости от группы соединения результаты измерений будут различными.

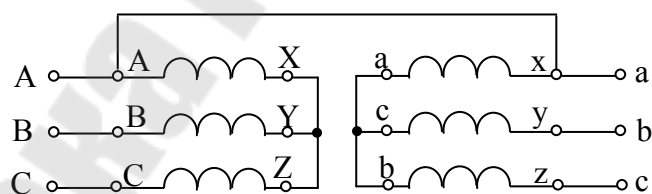


Рис. 4.5. Определение группы соединения обмоток трансформатора методом вольтметра

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).

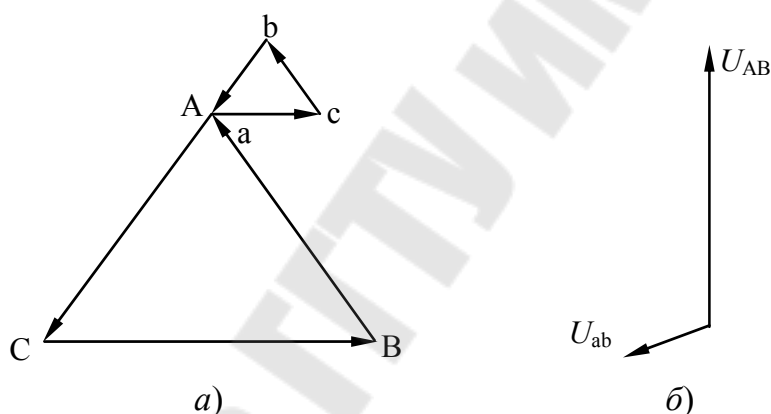


Рис. 4.6. Построение векторной диаграммы

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.

Меры 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.

Содержание 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.

Контрольные вопросы

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?

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 5

Тема: Защита цеховых электрических сетей предохранителями и автоматическими выключателями

Цель работы:

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

Теоретические сведения

Для защиты и нечастой коммутации цепей постоянного и переменного тока применяются автоматические выключатели. Однако 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 ус-

тавки. При этом усилие через толкатель передается на удерживающую 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 активным 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. 5.1).

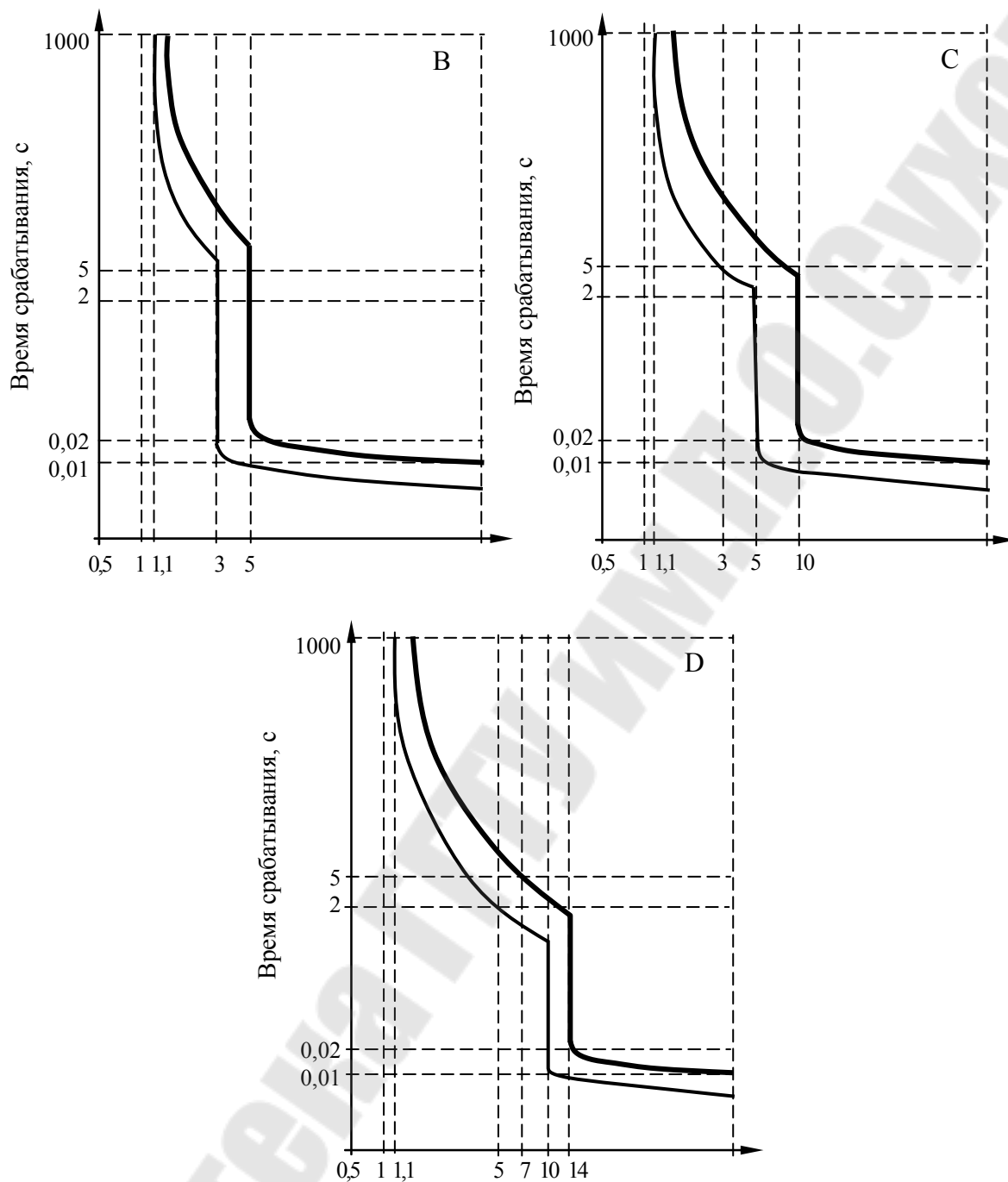


Рис. 5.1. Время-токовые характеристики автоматического выключателя серии ВА47-29

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

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. 5.2) 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. 5.2. Автоматический выключатель серии АВ50-45

Автоматические выключатели типа ВА51-25 (рис. 5.3) 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. 5.3. Автоматические выключатели типа ВА

Автоматические выключатели типа АЕ2033ММ (рис. 5.4) предназначены для защиты электрических цепей от токов короткого за-

мыкания, 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. 5.4.



АЕ2033ММ



АЕ 2056МП



АЕ 2044



АЕ 2046М



АЕ 2036ММ



АЕ 2056ММ



АЕ 2066



АЕ2000



АЕ1000

Рис. 5.4. 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.



Рис. 5.5. 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. 5.6. Автоматический выключатель серии АП-50Б

Автоматические выключатели серии АП-50 Б (рис. 5.6) 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 отключений 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.

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 ручья автотрансформатора Т1 выведены на лицевую панель стенда.

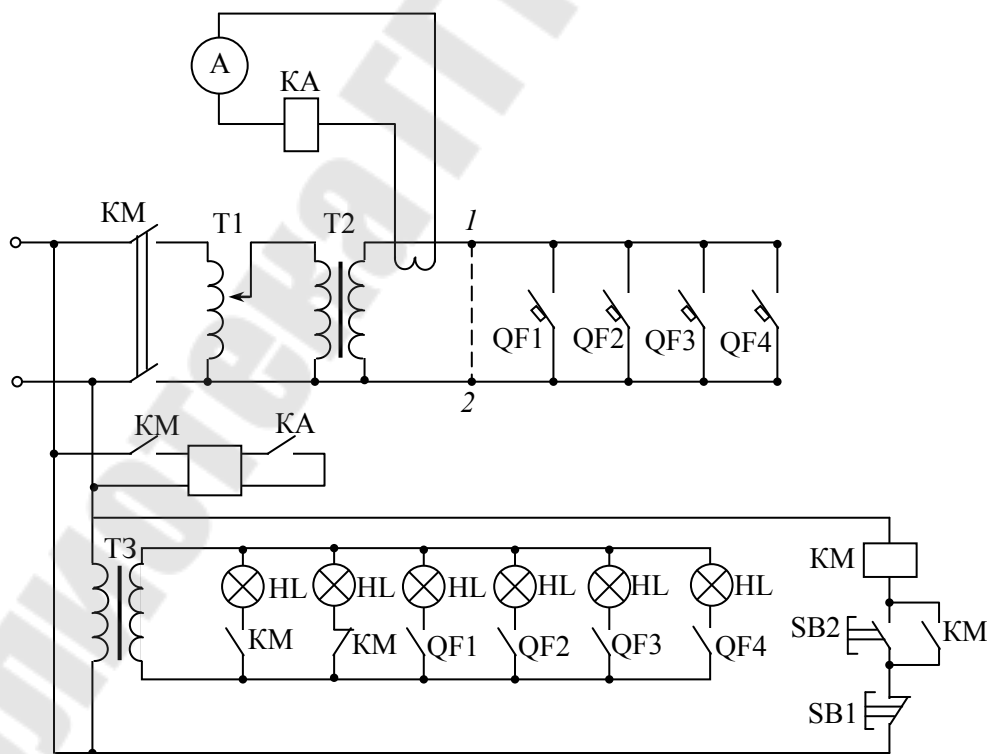


Рис. 5.7. Принципиальная схема стенда

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. 5.7.

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. 5.7 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 необходимой величины тока отключите стенд и снимите перемычку, включите секундомер и испытуемый автоматический выключатель, при этом должна загореться сигнальная лампа, установленная над выключателем t_{cp} ;

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

д) полученные результаты занесите в таблицу 5.1.

Подсчитайте кратность перегрузки:

$$K_{п} = I_{н} / I_{нв},$$

где $I_{н}$ – ток нагрузки, А;

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

Таблица 5.1

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

е) отключите стенд и секундомер. Установите переключку 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.

Для снятия время-токовых характеристик плавких предохранителей необходимо заготовить 6-8 плавких вставок одного номинала. Снятие характеристик производится так же как и для автоматических выключателей согласно пункту 2.

Меры безопасности

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

Содержание отчета

1. Тема и цель работы.
2. Электрическая схема рис. 5.7 с перечнем приборов и оборудования и таблица 5.1.
3. График зависимости $t_{ср} = f(I_{н})$ для испытуемых автоматических выключателей.
4. Выводы.

Контрольные вопросы

1. Перечислите типы расцепителей.
2. Поясните принцип работы электромагнитного расцепителя.
3. Поясните принцип работы теплового расцепителя.
4. Поясните принцип работы полупроводникового расцепителя.
5. Нарисуйте время-токовую характеристику автомата и покажите на ней его основные параметры.
6. Для чего предназначен нулевой расцепитель?

7. Для чего предназначен минимальный расцепитель?
8. Для чего предназначен независимый расцепитель?
9. Для чего предназначен дифференциальный расцепитель?
10. Что понимают под током отсечки автомата? Чему равен ток отсечки испытуемых выключателей?
11. Опишите работу схемы представленной на рис. 5.7.

Список литературы

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 № 6

Тема: Основные элементы систем электроснабжения промышленных предприятий

Цель работы: Самостоятельно ознакомиться с конструкцией, назначением, областью применения, принципом действия и т.п. основных элементов систем электроснабжения промышленных предприятий.

Список тем

1. Силовые трансформаторы.
2. Комплектные трансформаторные подстанции.
3. Конденсаторные установки.
4. Аккумуляторные батареи.
5. Силовые кабельные линии.
6. Воздушные линии электропередачи.
7. Воздушные линии с изолированными проводами.
8. Масляные выключатели.
9. Электромагнитные выключатели.
10. Воздушные выключатели.
11. Элегазовые выключатели.
12. Вакуумные выключатели.
13. Выключатели нагрузки.
14. Разъединители.
15. Короткозамыкатели и отделители.
16. Автоматические выключатели.
17. Контактторы и магнитные пускатели.
18. Предохранители.
19. Вентильные разрядники и ограничители перенапряжения.
20. Трубчатые разрядники.
21. Ячейки КСО и КРУ.
22. Шунтирующие реакторы.
23. Токоограничивающие реакторы.
24. Комплектные шинопроводы.
25. Распределительные шкафы, щиты и пункты.
26. Вводно-распределительные устройства.
27. Трансформаторы тока и напряжения.

Содержание отчета

В качестве отчета требуется предоставить реферат на тему заданную преподавателем. Реферат, помимо развернутого ответа, должен содержать оглавление и список используемой литературы.

Список литературы

1. Быстрицкий Г.Ф., Кудрин Б.И. Выбор и эксплуатация силовых трансформаторов. – М.: АСАДЕМА, 2003. – 174 с.
2. Груба В.И., Калинин В.В., Макаров М.И. Монтаж и эксплуатация электроустановок. – М.: Недра, 1991. – 239 с.
3. Елкин В.Д., Елкина Т.В. Электрические аппараты. – Мн.: Дизайн ПРО, 2003. – 168 с.
4. Зюзин А.Ф., Поконов Н.З., Вишток А.М. Монтаж, эксплуатация и ремонт электрооборудования промышленных предприятий и установок. – М.: Высш. школа, 1980. – 367 с.
5. Иванов Н.А., Лернер Н.М., Рябцев Ю.И. Справочник по монтажу распределительных устройств выше 1 кВ на электростанциях и подстанциях. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 304 с.
6. Князевский Б.А., Трунковский Л.Е. Монтаж и эксплуатация промышленных электроустановок. – М.: Высшая школа, 1984. – 175 с.
7. Короткевич М.А. Эксплуатация электрических сетей. – Мн.: Высшая школа, 2005. – 364 с.
8. Куценко Г.Ф. Монтаж, эксплуатация и ремонт установок электроснабжения. Практикум. – Мн.: Дизайн ПРО, 2003. – 240 с.
9. Куценко Г.Ф. Монтаж, эксплуатация и ремонт установок электроснабжения. – Мн.: Дизайн ПРО, 2006. – 472 с.
10. Макаров Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4 – 35 кВ и 110 – 1150 кВ. Том 2 / Под редакцией И.Т. Горюнова, А.А. Любимова – М.: Папирус Про, 2003. – 640 с.
11. Макаров Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4 – 35 кВ и 110 – 1150 кВ. Том 3 / Под редакцией И.Т. Горюнова, А.А. Любимова – М.: Папирус Про, 2004. – 677 с.
12. Мусаэлян Э.С. Наладка и испытание электрооборудования электростанций и подстанций. – М.: Энергия, 1979 – 464 с.
13. Сацукевич М.Ф. Электрические аппараты управления и защиты. – Мн.: Беларусь, 1984. – 94 с.

14. Сибикин Ю.Д., Сибикин М.Ю. Справочник по эксплуатации электроустановок промышленных предприятий. – М.: Высшая школа, 2002. – 248 с.

15. Соколов Б.А., Соколова Н.Б. Монтаж электрических установок. – М.: Энергоатомиздат, 1991. – 592 с.

16. Ус А.Г., Евминов Л.И. Электроснабжение промышленных предприятий и гражданских зданий: Учебное пособие. – Мн.: НПО «ПИОН», 2002. – 457 с.

17. Чунихин А.А. Электрические аппараты. – М.: Энергоатомиздат, 1988, – 720 с.

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 7

Тема: Оперативные переключения в схемах электроснабжения

Цель работы: изучение схем электроснабжения приемников и производство оперативных переключений в них.

Краткие теоретические сведения

В СЭС имеется несколько характерных уровней при определении электрических нагрузок. Упрощенная схема электроснабжения имеет 9 основных уровней:

- 1 – Отдельные электроприемники
- 2 – Вводные устройства (ВУ) технологических агрегатов и станков с несколькими электроприемниками;
- 3 – Группы электроприемников, силовые пункты (СП), распределительные шинопроводы;
- 4 – Распределительные пункты (РП) до 1 кВ цеха;
- 5 – Шины до 1кВ ТП, магистральные шинопроводы (МШ);
- 6 – Линии 6 – 10 кВ, питающие цеховые ТП;
- 7 – Секции РП 6 – 10 кВ;
- 8 – Секции РУ 6,3 – 10,5 кВ ГПП;
- 9 – Шины РУ 35 – 220 кВ ГПП, ЭЭС(электроэнергетическая система).

Все сети электроснабжения классифицируются :

А) **сети внешнего электроснабжения** – от места присоединения к энергосистеме до приемных пунктов на предприятии (ГПП, РП);

Б) **сети внутреннего электроснабжения** – внутривозовские, междоцеховые и внутрицеховые

Характерные сети внешнего электроснабжения:

1. Питание осуществляется от энергосистемы без собственных электростанций (рис. 7.1 и 7.2).

Схема радиального питания – когда напряжение сети внешнего электроснабжения совпадает с высшим напряжением сети на территории внутри предприятия. Такие схемы характерны на напряжение 6 10 кВ.

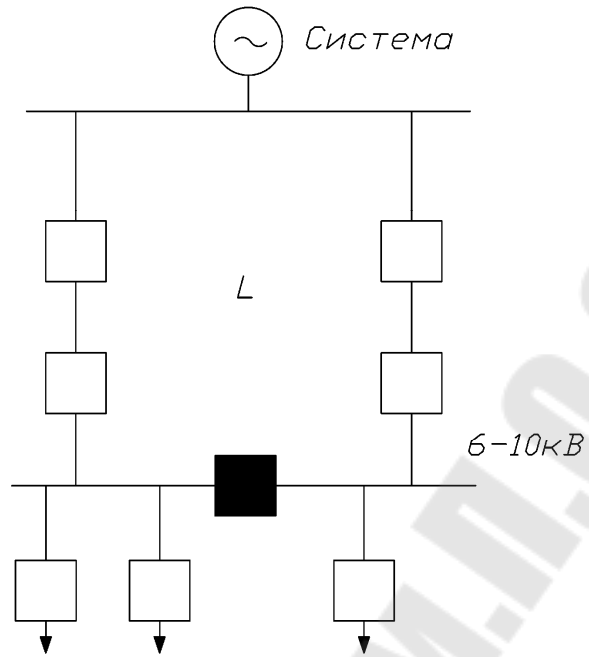


Рис. 7.1. Питание осуществляется от энергосистемы без собственных электростанций

Схема «глубокого ввода» – на напряжение 110 – 330 кВ, когда напряжение от энергосистемы без трансформации вводится на территорию предприятия (рис. 7.2).

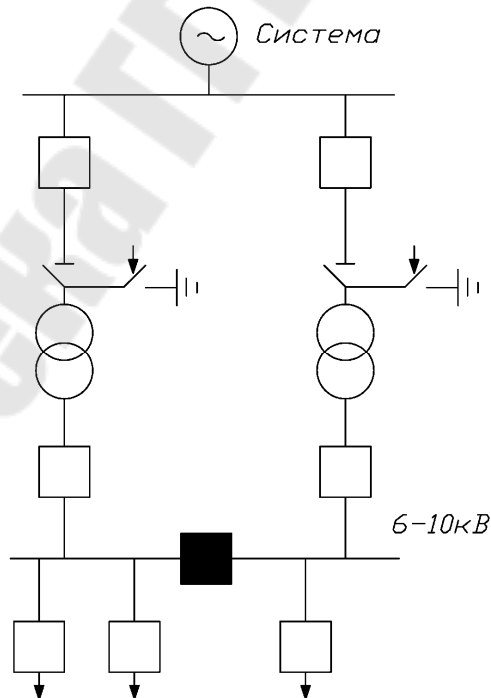


Рис. 7.2. Схема «глубокого ввода»

2. Питание осуществляется от энергосистемы при наличии на промышленном предприятии собственной электростанции (рис. 1.3).

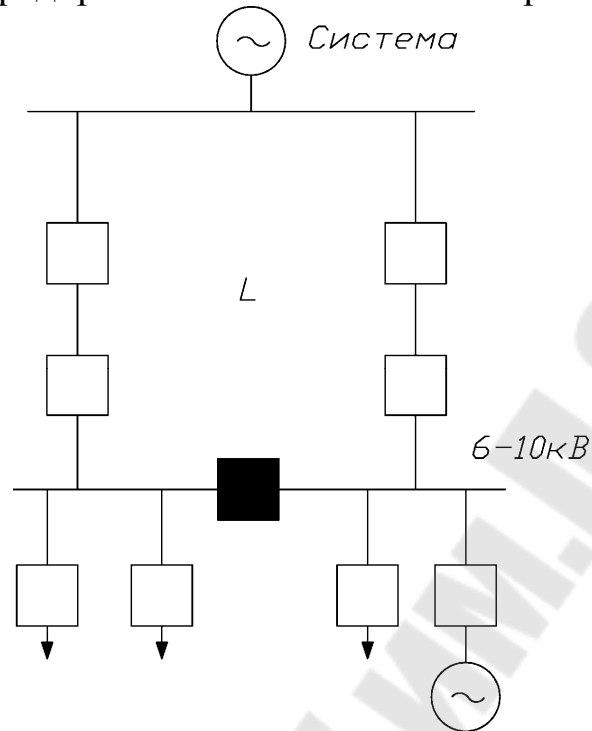


Рис. 7.3. Схема электроснабжения промышленного предприятия при наличии собственного источника ЭС

3. Питание осуществляется только от собственной электростанции на промышленном предприятии (рис. 1.4).

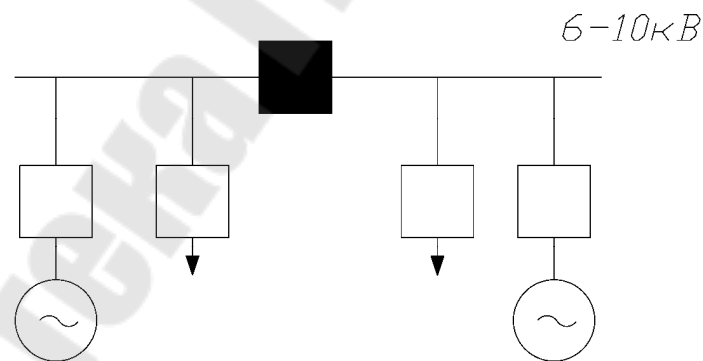


Рис. 7.4. Питание осуществляется только от собственной электростанции на промышленном предприятии

Передача электроэнергии от энергосистемы может осуществляться по схемам без или с трансформацией её в месте перехода от внешнего к внутреннему электроснабжению и по схемам «глубокого ввода» (рис. 1.5).

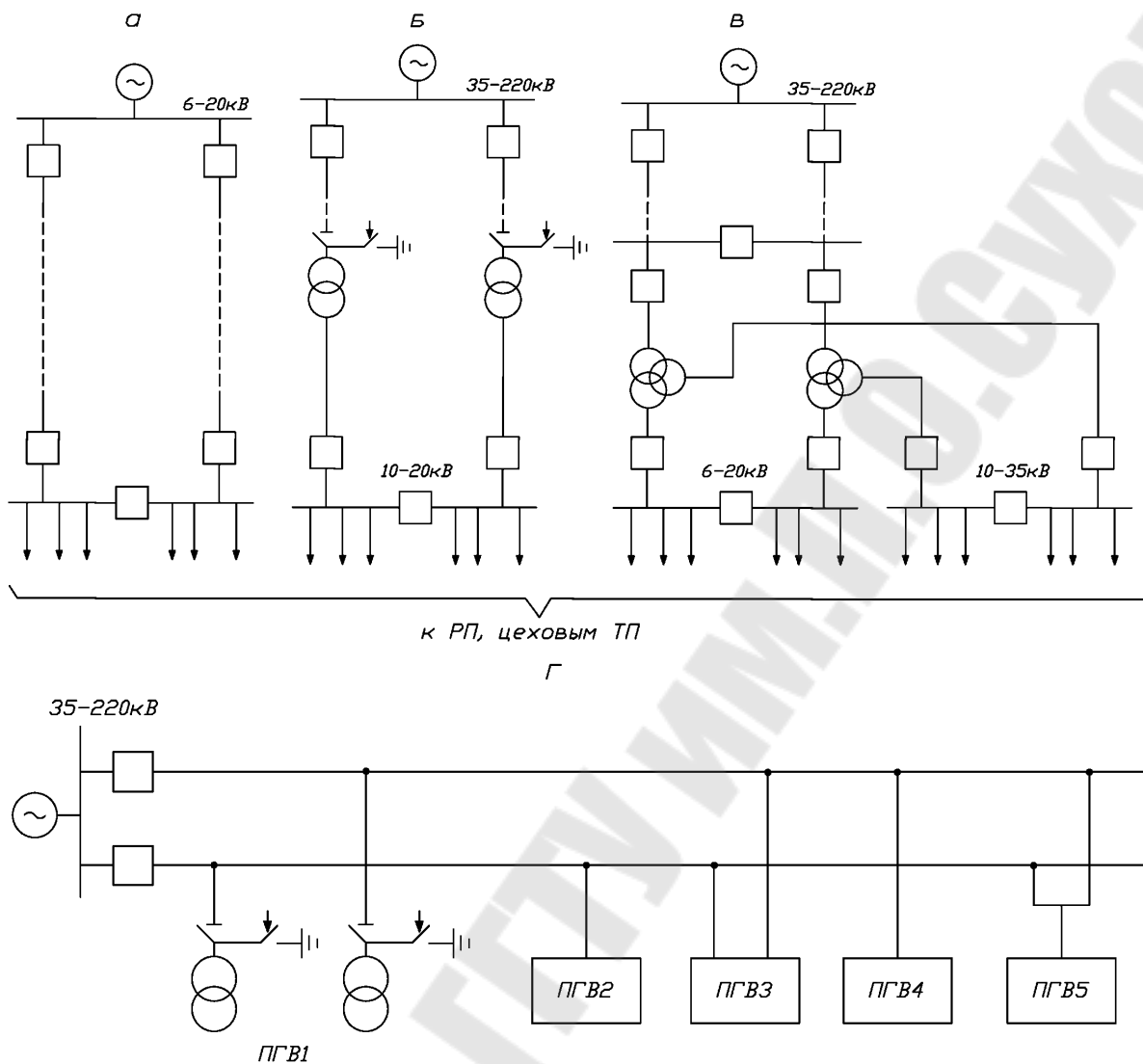


Рис. 7.5. Схема питания предприятия от энергосистемы: а) схема радиального питания; б) схема питания с наличием трансформации электроэнергии в месте перехода от системы внешнего к системе внутреннего электроснабжения; в) схема питания при условии трансформации на два вторичных напряжения; г) схема глубокого ввода

Характерные сети внутреннего электроснабжения

Электроснабжение внутри предприятий может осуществляться по радиальной, магистральной и смешанной схеме.

Радиальная схема электроснабжения— это когда передача электроэнергии от источника питания к электроприемникам или цеховым ТП передается прямо к цеховой подстанции, без ответвлений для питания других потребителей. Применяются в основном, для достаточно мощных потребителей (рис. 7.6).

Повышение надежности электроснабжения при радиальных схемах достигается выполнением резервирования:

а) резервной перемычкой на стороне высшего напряжения между ближайшими ТП; (б)

б) резервной линией высокого напряжения;

При этом рабочая и резервная линия с двух сторон присоединяется через собственные разъединители (в), резервной магистралью высокого напряжения (а), резервной кабельной перемычкой на стороне низшего напряжения между соседними ТП или шинными магистралями цехового электроснабжения (г)

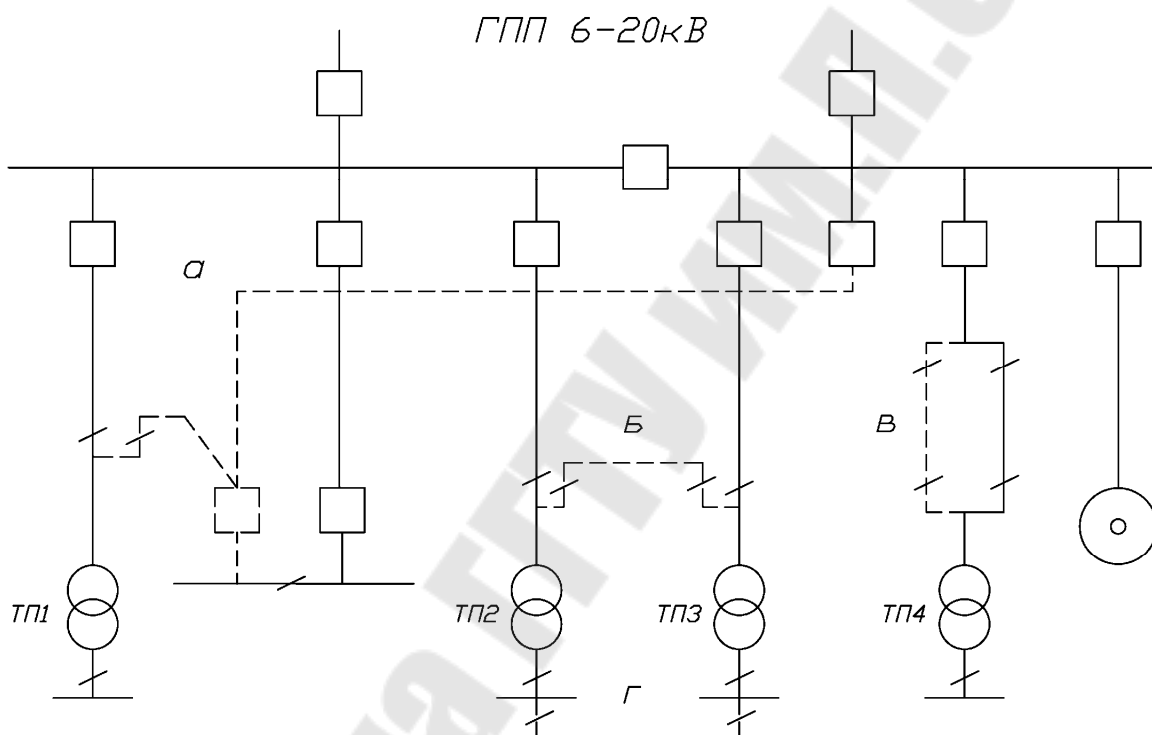


Рис.7.6. Схема радиального питания где: а – резервная магистраль высокого напряжения; б – резервная связь на стороне высшего напряжения между ТП; в – резервная линия высокого напряжения; г – резервная связь на стороне до 1 кВ между ТП или токопроводами

Резервные перемычки, магистрали в нормальных условиях работы должны находиться без нагрузки, т.е. включенными с одной стороны.

Магистральная схема электроснабжения – это электрическая сеть, в которой поочередно запитываются подстанции или электроприемники. Магистральные схемы применяются в том случае, когда

потребителей достаточно много и радиальные схемы явно нецелесообразны.

Основные преимущества магистральных схем:

– лучшая загрузка при нормальном режиме работы кабелей, сечение которых было выбрано по экономической плотности тока, по току короткого замыкания или по послеаварийному режиму;

Использование меньшего количества шкафов источника питания, так как к одной магистральной линии присоединяются несколько подстанций;

Лучшие возможности выполнения резервирования цеховых ТП или РП от других независимых источников в случае аварии на основном питающем пункте.

Основные магистральные схемы электроснабжения приведены на рис. 7.7.

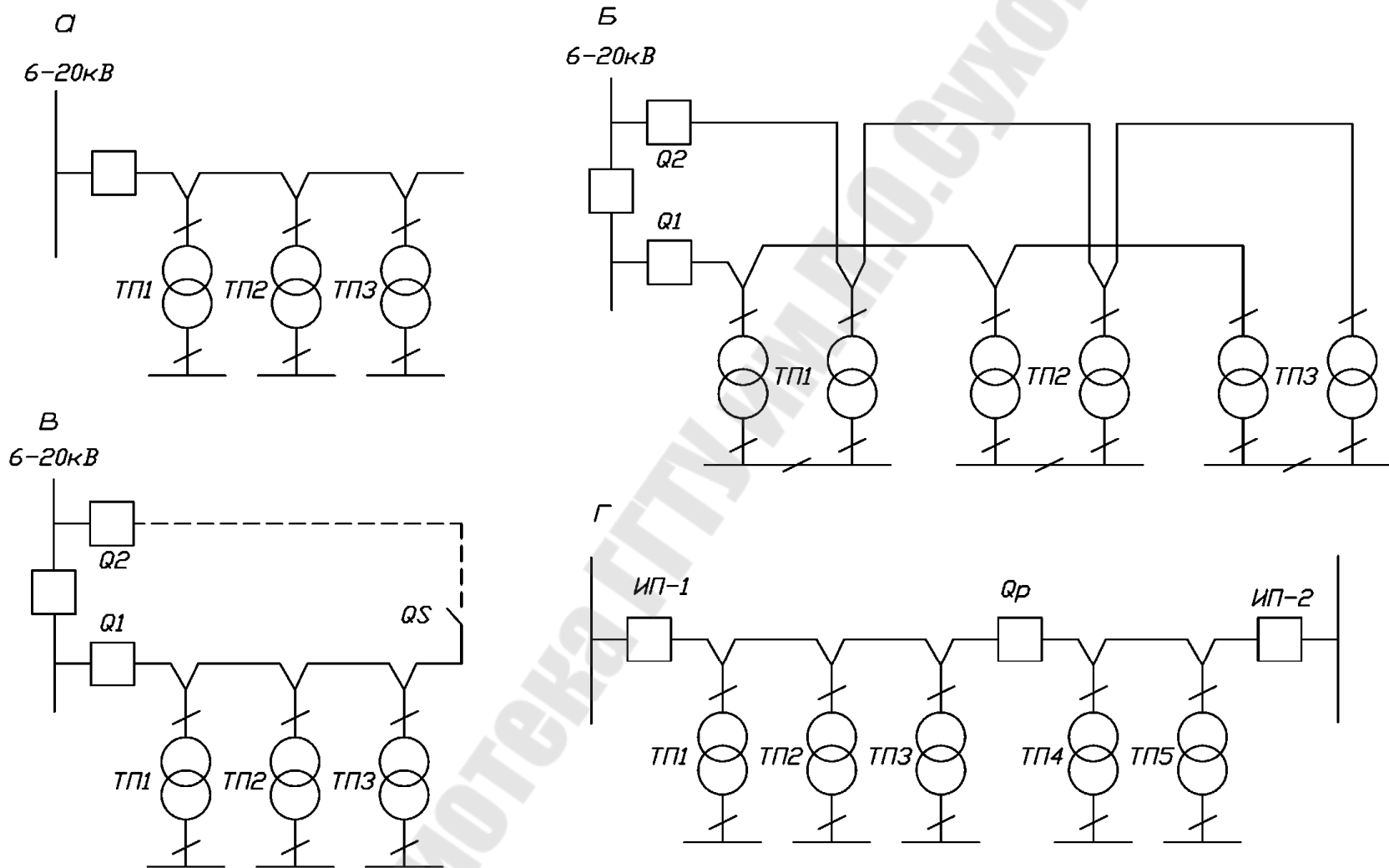


Рис. 7.7. Магистральные схемы внутривозовского электроснабжения: а– однопиточная магистральная схема; б – схема двойной сквозной магистрали; в – однопиточная магистральная схема с резервной перемычкой; г – магистральная схема с двухсторонним питанием

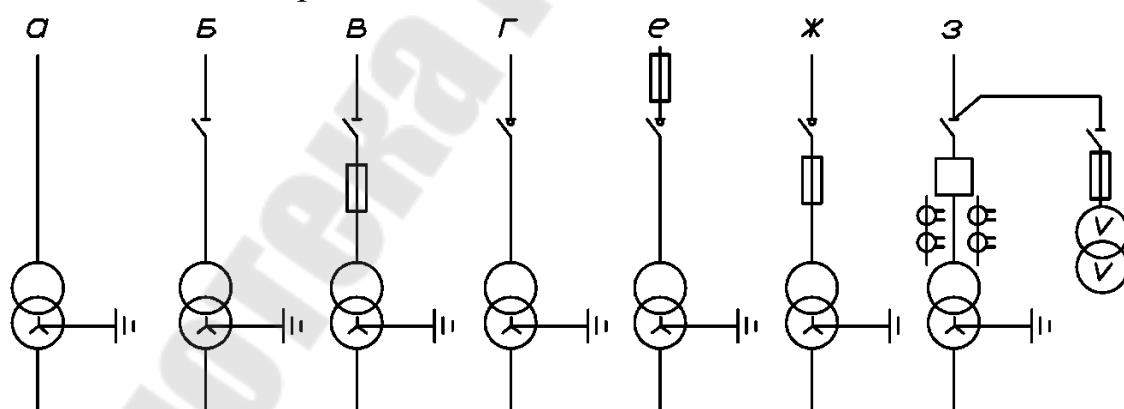
Однониточная схема электроснабжения характеризуется пониженной надежностью, но позволяет уменьшить количество высоковольтных аппаратов и сократить расход кабелей. К магистрали рекомендуется подключать 2 -3 трансформатора мощностью 1000-2500 кВА или 4-5 мощностью 250-630 кВА. Такие схемы применяются для электроснабжения потребителей III категории.

Для обеспечения повышенной надежности применяется схема двойная сквозная магистраль. По такой схеме в случае повреждения одной магистрали питание обеспечивается по второй магистрали путем ручного или автоматического подключения. Такая схема позволяет питать потребителей любой категории надежности.

При магистральной схеме с резервной перемычкой в нормальном рабочем режиме оба выключателя Q1 и Q2 включены, а разъединитель QS отключен. Резервная перемычка находится под напряжением для контроля состояния изоляции. При авариях отключается выключатель Q1 и поврежденный участок питается через разъединитель и выключатель Q2. По этой схеме возможно питание потребителей III и II категорий.

При необходимости питания потребителей от двух независимых источников и при расположении цеховых ТП между источниками питания применяют магистральные схемы с двухсторонним питанием.

Ввод высокого напряжения в ТП может осуществляться по радиальной и магистральной схемам.



Г– глухое присоединение трансформаторов к электрической сети; (применяется при радиальных кабельных линиях небольшой протяженности).

Д–присоединение трансформатора к питающей сети через разъединитель; (отключает трансформатор на х.х. и обеспечивает видимый разрыв в электрической сети).

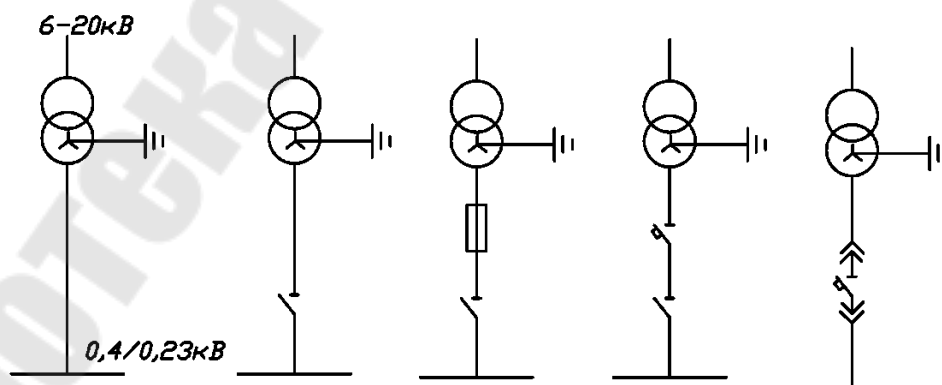
Е – наиболее простой и дешевый вариант, при котором осуществляется индивидуальная защита трансформатора от токов короткого замыкания, применение разъединителя с плавкими предохранителями;

Ж – при отключении трансформатора под нагрузкой устанавливается выключатель нагрузки.

З, И – при отключении трансформатора под нагрузкой с защитой от коротких замыканий устанавливается выключатель нагрузки с предохранителем с верхним и нижним расположением предохранителей;

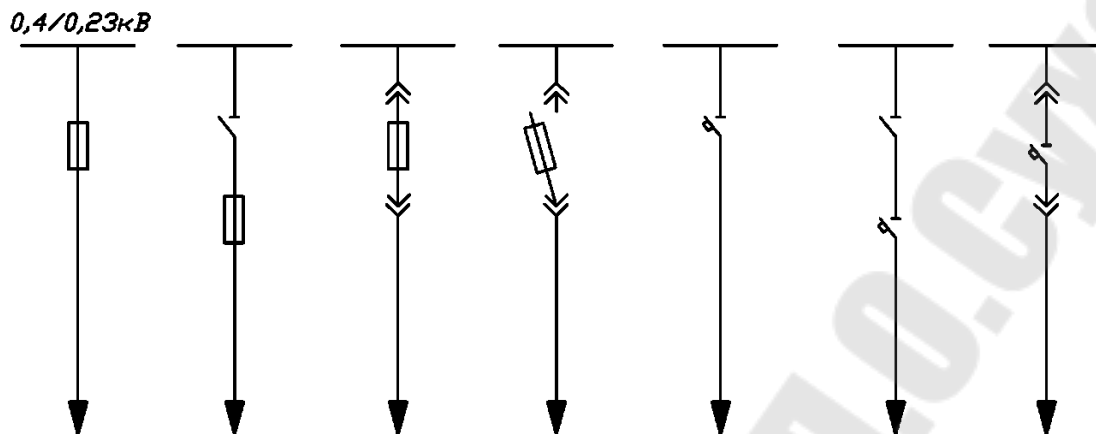
К – выключатели нагрузки могут быть снабжены приводами, позволяющими использовать дистанционное управление или телеуправление для нечастых включений и отключений. При необходимости частых коммутаций в цепи трансформатора и в ответственных случаях применяется схема с выключателем высокого напряжения. Совместно с выключателями на стороне высокого напряжения устанавливаются в двух крайних фазах измерительные трансформаторы тока и трансформаторы напряжения (как правило, два трансформатора типа НОМ, соединенные по схеме открытого треугольника, что дает возможность иметь все три напряжения). Измерительные трансформаторы используются как для питания цепей релейной защиты, так и для подключения контрольно-измерительных приборов

Соединение трансформаторов со сборными шинами распределительных устройств низшего напряжения может быть выполнено по следующим схемам:



- глухое присоединение;
- присоединение через разъединитель,
- разъединитель и предохранитель,
- разъединитель и выключатель,
- автоматический выключатель.

Присоединение отходящих линий низшего напряжения осуществляется по следующим схемам



Комбинированием вышеприведенных схемных элементов можно получить разнообразные схемы подстанций 6—10/0,4—0,23 кВ.

Таким образом, электроснабжение приемников предприятий осуществляется по определенным схемам, представляющим совокупность каналов передачи и преобразования электроэнергии. Однако каналы питания электроприемников не постоянны во времени и могут изменять свою конфигурацию вследствие управления режимами электропотребления, вывода в плановый ремонт отдельного оборудования и в результате отказов элементов системы. В результате электрическое оборудование системы электроснабжения может находиться в различных оперативных состояниях: в работе, ремонте или резерве. Оно может быть только под напряжением, если включено коммутационными аппаратами или связано токоведущими частями с источником напряжения с какой-либо одной стороны.

Оборудование считается находящимся в работе, если коммутационные аппараты его цепи включены, и образована замкнутая электрическая цепь между источником и приемником энергии.

Если оборудование отключено коммутационными аппаратами и подготовлено в соответствии с ПТБ к производству ремонтных работ, то независимо от выполнения на нем ремонтных работ в данный момент оно считается выведенным в ремонт.

В состоянии резерва, оборудование допускает немедленное включение его в работу с помощью коммутационных аппаратов. Если оборудование отключено только выключателем, либо имеется автоматический привод на включение отделителем и может быть введено

в работу от действия устройств АВР, оно считается находящимся в автоматическом резерве.

Комплекс действия персонала, непосредственно направленный на установление заданного оперативного состояния оборудования, называется оперативным управлением.

Оперативное управление включает в себя организацию служб и мероприятий, обеспечивающих необходимые режимы работы оборудования, и коммутирование схемы электроснабжения для питания потребителей электроэнергии нужного качества с необходимой степенью надежности.

Оперативное управление на промышленных предприятиях организуется в основном, на базе диспетчерских пунктов управления. Диспетчерские пункты оснащаются мнемосхемами, средствами телемеханики и другим оборудованием, предназначенного для контроля и оперативного управления.

Описание стенда

В качестве стенда в данной работе предложен макет фрагмента электроснабжения промышленного предприятия средней мощности (рис. 7.11).

На ГПП установлено два силовых трансформатора с расщепленной вторичной обмоткой. Схема подстанции – это одна из разновидностей схем с короткозамыкателями и отделителями. Распределительное устройство низкого напряжения представляет собой одинарную секционированную систему шин. Вся нагрузка предприятия питается непосредственно от шин распределительного устройства ГПП, промежуточного РП и ТП, запитанных от распределительного устройства ГПП и от промежуточных РП.

Схема электроснабжения предприятия разделена на три части, позволяющие:

- произвести автоматическое и ручное с блокировкой переключения в цепях 35–220кВ.;
- произвести автоматическое и ручное с блокировкой переключения в цепях питания распределительного пункта и трансформаторной подстанции;
- ручное переключение в остальных цепях напряжением 6–10кВ.

Порядок выполнения работы

1. Общая часть работы для всей бригады:

а) включить все цепи схемы электроснабжения и привести ее в нормальное рабочее положение (красная лампочка фиксирует включенное положение, зеленая – отключенное).

б) включить тумблер Т1, имитирующий повреждение в силовом трансформаторе ГПП. В этом случае должно произойти:

– отключение шинных выключателей В2 и В3, снимающих нагрузку трансформатора Т1;

– включение короткозамыкателя К1;

– отключение линейного выключателя В1 на подстанции системы;

– с выдержкой времени t_1 , в бестоковую паузу на линии Л1 должен отключиться отделитель ОД-1;

– с выдержкой времени t_2 , линейный выключатель В1 включается и восстанавливает работу линии Л1.

Перевести тумблеры Т2 и Т3 выключателей В2 и В3 в положение «Отключено». Этим происходит включение секционных выключателей В4 и В5 и потребители, подключенные к секциям трансформатора Т1 получают резервное питание от трансформатора Т2.

в) восстановить нормальную работу трансформатора Т1.

г) имитировать аварию в кабеле, питающем левую часть РП. Должно произойти:

– отключение выключателей В6 и В7;

– включение секционного выключателя РП.

д) привести схему в нормальное рабочее положение.

е) имитировать К.З. на секции шин РП. Должно произойти:

– отключение выключателя В7 РП;

– включение секционного выключателя РП и последующее его отключение.

ж) восстановить нормальную работу РП.

2. Выполнить индивидуальную часть работы.

Из предъявленного перечня заданий дается для каждого индивидуальное, состоящее из 2÷4 вопросов.

Произвести оперативные переключения в схеме при выводе в ремонт следующих линий и оборудования:

1. Линию Л2, питающую ГПП.

2. Короткозамыкатель К1 линии Л1.

3. Разъединитель Р1 переемычки ГПП.

4. Отделитель ОД-1 линии Л1.

5. Разъединитель Р2 перемычки ГПП.
 6. Силовой трансформатор Т1 ГПП.
 7. Силовой трансформатор Т2 ГПП.
 8. Первую секцию шин ГПП.
 9. Вторую секцию шин ГПП.
 10. Третью секцию шин ГПП.
 11. Четвертую секцию шин ГПП.
 12. Кабельную линию, питающую вторую секцию промежуточного РП.
 13. Кабельную линию, питающую первую секцию промежуточного РП.
 14. Первую секцию шин промежуточного РП.
 15. Вторую секцию шин промежуточного РП.
 16. Кабельную линию, питающую ТП2.
 17. Силовой трансформатор ТП1.
 18. Силовой трансформатор ТП2.
- Локализовать точку К.З. в следующих элементах:
1. В линии Л2, питающей ГПП.
 2. На вводах трансформатора Т2 ГПП.
 3. На вводах трансформатора Т2¹ ГПП.
 4. На первой секции шин ГПП.
 5. На второй секции шин ГПП.
 6. На третьей секции шин ГПП.
 7. На четвертой секции шин ГПП.
 8. На кабеле, питающем первую секцию шин промежуточного РП.
 9. На кабеле, питающем вторую секцию шин промежуточного РП.
 10. В кабеле, питающем ТП1.
 11. В кабеле, питающем ТП2.
 12. На выводах силового трансформатора ТП1.
 13. На выводах силового трансформатора ТП2.
 14. На секции шин ТП1.
 15. На секции шин ТП2.

Содержание отчета

1. Цель работы.
2. Схемы коммутации на высшем напряжении понизительных подстанций 35-220кВ на основе отделителя и короткозамыкателя.

3. Основные схемы внутриводского распределения электроэнергии.

Схемы присоединения трансформаторов цеховых сетей и низковольтных шин.

5. Схема электроснабжения предприятия, представленная на стенде.

6. Описание выполнения индивидуальной части работы.

7. Выводы.

Контрольные вопросы

1. Что является источником питания промышленных предприятий?
2. В каких случаях целесообразно сооружение собственной электрической станции на предприятии?
3. Какие сооружения являются приемными пунктами электроэнергии на промышленных предприятиях?
4. Что включает в себя система внешнего электроснабжения предприятия?
5. Что включает в себя система внутреннего электроснабжения предприятия?
6. Задачи и функции оперативного управления.
7. На базе чего организуется оперативное управление системами электроснабжения?
8. От чего зависят организационные формы и структура оперативного управления?
9. Что называется оперативным управлением системы электроснабжения.
10. Порядок производства оперативных переключений при выводе в ремонт элементов схем электроснабжения.
11. Порядок локализации точки К.З. на элементах схемы электроснабжения.
12. В каких оперативных состояниях может находиться оборудование систем электроснабжения?
13. Когда оборудование считается находящимся только под напряжением в работе, выведенным в ремонт и в резерв?
14. Назначение каждого элемента схемы электроснабжения предприятия.

Список литературы

1. А.А. Филатов. Переключения в электрических распределительных устройствах. М., «Электроэнергия», 1973.
2. А.Г.Ус, Л.И. Евминов. Электроснабжение промышленных предприятий и гражданских зданий. Мн., НПО «Пион», 2002.
3. А.А. Ермилов. Основы электроснабжения промышленных предприятий. М., «Энергия», 1976.

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 8

Тема: Исследование влияния отклонения напряжения на работу асинхронного двигателя

Цель работы: исследование влияния отклонений напряжения на выводах асинхронного двигателя от номинального значения на потери мощности в двигателе, на изменение момента и скорости вращения двигателя при различных его нагрузках.

Краткие теоретические сведения

Величина электрической нагрузки в цехах и на промышленных предприятиях в целом не остается постоянной. Включение и отключение части электрической нагрузки является причиной отклонений и колебаний напряжения в системах электроснабжения промышленных предприятий.

Отклонение напряжения – достаточно длительное снижение или повышение средней величины напряжения по сравнению с его номинальным значением. Отклонения напряжения наблюдаются, например, в часы максимальной нагрузки или часы понижения нагрузки (ночные часы, обеденные перерывы). Приемники электрической энергии работают с наивысшим к.п.д. в том случае, когда к их зажимам подводится номинальное или близкое к нему напряжение. Учитывая это, у большинства приемников, в том числе и у асинхронных двигателей, в условиях нормальной работы действующими нормами (ГОСТ13109-97) допускаются отклонения напряжения на выводах в пределах от -5 до +5% от номинального значения.

Колебания напряжения – это быстропротекающие изменения напряжения во времени, возникающие, например, в случаях частых пусков асинхронных и синхронных двигателей, сварочных установок и т.п. Колебания напряжения также должны иметь допустимые значения от номинального и определенный допустимые частоты их появления, исходя из обеспечения технически допустимых условий работы людей и повышения экономичности работы системы электроснабжения. Колебания напряжения менее 1% можно считать технически допустимыми во всех случаях.

В условиях производства, если не принимаются специальных мер по регулированию напряжения в электрических сетях, колебания и отклонения напряжения в ту или иную сторону от номинального значения иногда достигают величин, значительно превосходящих допус-

тимые нормы, что неблагоприятно сказывается на работе приемников электроэнергии и, прежде всего, асинхронных двигателей и может привести к народнохозяйственному ущербу.

Асинхронные двигатели наиболее распространены в промышленности и поэтому исследования влияния отклонения напряжения от номинального значения на важнейшие параметры, характеризующие работу асинхронного агрегата – потери мощности, вращающий момент, скорость, коэффициент мощности – имеет – существенное значение.

Производительность ряда производственных процессов, приводимых асинхронными двигателями, зависит от скорости вращения. Это обусловлено механической характеристикой производственного механизма (не зависящего от скорости, линейно-возрастающая и т.д. характеристики). Скорость же вращения асинхронных двигателей является убывающей функцией момента двигателя.

Работе асинхронного двигателя и производственного механизма в установившемся режиме соответствует равновесие моментов сопротивления механизма и вращающего момента двигателя при определенной скорости вращения. Если момент сопротивления приводимого механизма оказывается больше критического момента асинхронного двигателя (например, вследствие понижения напряжения на зажимах асинхронного двигателя и перехода его на новую механическую характеристику с критическим моментом), то устойчивая работа агрегата становится невозможной, что характеризуется опрокидываем асинхронного двигателя.

Потери и КПД асинхронного двигателя

Преобразование электрической энергии в механическую в асинхронном двигателе, как и в других электрических машинах, связано с потерями энергии, поэтому полезная мощность на выходе двигателя P_2 всегда меньше мощности на входе (потребляемой мощности P_1 на величину потерь $\sum P$:

$$P_2 = P_1 - \sum P. \quad (8.1)$$

Потери $\sum P$ преобразуются в теплоту, что в конечном итоге ведет к нагреву машины. Потери в электрических машинах разделяются на основные и добавочные. Основные потери включают в себя магнитные, электрические и механические.

Магнитные потери P_m в асинхронном двигателе вызваны потерями на гистерезис и потерями на вихревые токи, происходящими в сердечнике при его перемагничивании. Величина магнитных потерь пропорциональна частоте перемагничивания $P_m \equiv f^\beta$, где $\beta=1,3 \dots 1,5$. Частота перемагничивания сердечника статора равна частоте тока в сети ($f = f_1$), а частота перемагничивания сердечника ротора $f = f_2 = f_{1s}$. При частоте тока в сети $f_1 = 50$ Гц и номинальном скольжении $s_{ном} = 1 \dots 8\%$ частота перемагничивания ротора $f = f_2 = 2 \dots 4$ Гц, поэтому магнитные потери в сердечнике ротора настолько малы, что их в практических расчетах не учитывают.

Электрические потери в асинхронном двигателе вызваны нагревом обмоток статора и ротора проходящими по ним токами. Величина этих потерь пропорциональна квадрату тока в обмотке (Вт):

электрические потери в обмотке статора

$$P_{\varepsilon 1} = m_1 \cdot I_1^2 \cdot r_1; \quad (8.2)$$

электрические потери в обмотке ротора

$$P_{\varepsilon 2} = m_2 \cdot I_2^2 \cdot r_2 = m_1 \cdot I_2^2 \cdot r_2'. \quad (8.3)$$

Здесь r_1 и r_2 – активные сопротивления обмоток фаз статора и ротора пересчитанные на рабочую температуру $\Theta_{раб}$:

$$\begin{aligned} r_1 &= r_{1.20} [1 + \alpha(\Theta_{раб} - 20)]; \\ r_2 &= r_{2.20} [1 + \alpha(\Theta_{раб} - 20)], \end{aligned} \quad (8.4)$$

где $r_{1.20}$ и $r_{2.20}$ – активные сопротивления обмоток при температуре $\Theta_1 = 20^\circ \text{C}$;

α – температурный, для меди и алюминия $\alpha=0,004$.

Электрические потери в роторе прямо пропорциональны скольжению:

$$P_{\varepsilon 2} = s \cdot P_{эм}, \quad (8.5)$$

где $P_{эм}$ – электромагнитная мощность асинхронного двигателя, Вт:

$$P_{эм} = P_1 - (P_m + P_{\varepsilon 1}). \quad (8.6)$$

Из (8.5) следует, что работа асинхронного двигателя экономичнее при малых скольжениях, так как с ростом скольжения растут электрические потери в роторе.

В асинхронных двигателях с фазным ротором помимо перечисленных электрических потерь имеют место еще и электрические по-

тери в щеточном контакте $P_{э.щ} = 3 \cdot I_2 \cdot \Delta U_{щ} / 2$, где $U_{щ} = 2,2$ В – переходное падение напряжения на пару щеток.

Механические потери $P_{мех}$ – это потери на трение в подшипниках и на вентиляцию. Величина этих потерь пропорциональна квадрату частоты вращения ротора ($P_{мех} \equiv n_2^2$). В асинхронных двигателях с фазным ротором механические потери происходят еще и за счет трения между щетками и контактными кольцами ротора.

Добавочные потери включают в себя все виды трудноучитываемых потерь, вызванных действием высших гармоник МДС, пульсацией магнитной индукции в зубцах и другими причинами. В соответствии с ГОСТом добавочные потери асинхронных двигателей принимают равными 0,5 % от подводимой к двигателю мощности P_1 :

$$P_{доб} = 0,005 \cdot P_1. \quad (8.7)$$

При расчете добавочных потерь для ненормального режима следует пользоваться выражением

$$P'_{доб} = P_{доб} \cdot \beta^2, \quad (8.8)$$

где $\beta = I_1 / I_{1ном}$ – коэффициент нагрузки.

Сумма всех потерь асинхронного двигателя (Вт)

$$\sum P = P_m + P_{э1} + P_{э2} + P_{мех} + P_{доб}. \quad (8.9)$$

У асинхронного двигателя КПД:

$$\eta = P_2 / P_1 = 1 - \sum P / P_1. \quad (8.10)$$

Электрические потери в обмотках $P_{э1}$ и $P_{э2}$ являются переменными потерями, так как их величина зависит от нагрузки двигателя, т.е. от значения токов в обмотках статора и ротора (8.3) и (8.3). Переменными являются также и добавочные потери (8.8). Что же касается магнитных P_m и механических $P_{мех}$, то они практически не зависят от нагрузки (исключение составляют двигатели, у которых с изменением нагрузки в широком диапазоне меняется частота вращения).

Коэффициент полезного действия асинхронного двигателя с изменениями нагрузки также меняет свою величину: в режиме холостого хода КПД равен нулю, а затем с ростом нагрузки он увеличивается, достигая максимума при нагрузке $(0,7 \dots 0,8)P_{ном}$. При дальнейшем увеличении нагрузки КПД незначительно снижается, а при перегрузке ($P_2 > P_{ном}$) он резко убывает, что объясняется интенсивным ростом переменных потерь ($P_{э1} + P_{э2} + P_{доб}$), величина которых пропорциональна квадрату тока статора, и уменьшением коэффициента мощности.

КПД трехфазных асинхронных двигателей общего назначения при номинальной нагрузке составляет: для двигателей мощностью от 1 до 10 кВт $\eta_{ном} = 75...88\%$, для двигателей мощностью более 10 кВт $\eta_{ном} = 90...94\%$.

Потери мощности в асинхронном двигателе $\sum \Delta P_{дв}$ (в дальнейшем будем называть их просто потерями) состоят из потерь в стали $\Delta P_{ст}$, и потерь в меди статора ΔP_1 и ротора ΔP_2 , потерь механических $\Delta P_{мех}$ и дополнительных $\Delta P_{доп}$. Принято считать, что при нормальных условиях работы, а именно, при номинальном напряжении на зажимах двигателя $\Delta P_{ст}$, $\Delta P_{мех}$, $\Delta P_{доп}$ не зависят от нагрузки и их относят к постоянным, а ΔP_1 и ΔP_2 зависят от нагрузки и являются переменными потерями.

При изменении напряжения на зажимах двигателя $\Delta P_{ст}$ и ΔP_1 и ΔP_2 будут изменяться. Рассмотрим более подробно изменение $\Delta P_{ст}$, ΔP_1 и ΔP_2 в зависимости от изменения напряжения при постоянном моменте на валу двигателя ($M = \text{const}$) и постоянной частоте, равной 50 Гц.

Пусть напряжение сети, питающей двигатель, уменьшится в «х» раз. Тогда, пренебрегая падением напряжения в обмотке статора, можно считать, что

$$U_I \approx E_I = 4.44 \cdot f_I \cdot \omega_I \cdot k \cdot \Phi, \quad (8.11)$$

где U_I – напряжение, подводимое к обмотке статора;

E_I – э.д.с. статорной обмотки;

Φ – магнитный поток двигателя;

f_I – частота тока в питающей сети;

ω_I – число витков статорной обмотки;

k – обмоточный коэффициент.

При уменьшении U_I в «х» раз уменьшается E_I , а, следовательно, магнитный поток Φ и магнитная индукция B двигателя, во столько же раз. Потери в стали $\Delta P_{ст}$, пропорциональные B^2 , уменьшается в «х²» раз при уменьшении U_I в «х» раз. Ток холостого хода I_o , определяемый по кривой намагничивания и зависящий от магнитного потока Φ , будет уменьшаться.

Вращающий момент асинхронного двигателя M может быть определен по формуле

$$M = C_m \cdot \Phi \cdot I_2' \cdot \cos \psi_2, \quad (8.12)$$

где C_m – электромеханическая постоянная двигателя;

I_2' – приведенное значение тока ротора;

$\cos \psi_2$ – косинус угла сдвига фаз между E_2 и I_2 ;

E_2 – э.д.с. ротора.

Можно считать $\cos \psi_2 = 1$ при работе двигателя с нагрузками в пределах номинальной ($M = M_n$), т.е. с малым скольжением, при этом потери в роторе состоят из потерь в меди его обмотки:

$$\Delta P_2 = 3(I_2')^2 \cdot R_2', \quad (8.13)$$

где R_2' – приведенное сопротивление обмотки ротора.

Уменьшение магнитного потока двигателя Φ при $M = \text{пост.}$ вызовет увеличение тока I_2' , и, следовательно, потерь ΔP_2 . Скорость вращения ротора n_2 при этом уменьшится, и двигатель будет работать на новой механической характеристике с увеличенным скольжением.

Рассмотрим изменение потерь в меди обмотки статора ΔP_1 , из упрощенной векторной диаграммы асинхронного двигателя (рис. 8.1) ясно, что ток статора I_1 , определяется геометрической суммой тока холостого хода I_o и приведенного значения тока ротора I_2' :

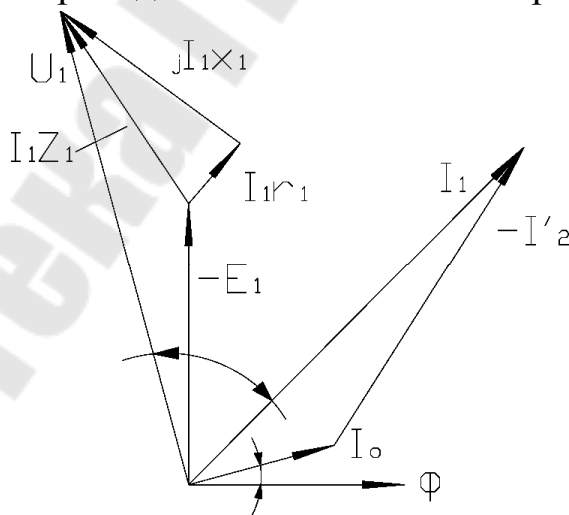


Рис. 8.1. Упрощенная векторная диаграмма асинхронного двигателя

$$I_1 = I_o + (-I_2'), \quad (8.14)$$

Из анализа упрощенной векторной диаграммы асинхронного двигателя следует, что в зависимости от соотношения токов I_o и I_2' между собой ток I_1 может возрастать или уменьшаться. Соответственно будут при этом возрастать или уменьшаться потери в меди статора ΔP_1 при изменении напряжения питающей сети.

$$\sum \Delta P_{дв} = \Delta P_{ст} + \Delta P_1 + \Delta P_2 + \Delta P_{мех} + \Delta P_{доп}, \quad (8.15)$$

Задача по определению суммарных потерь в двигателе сводится к распределению потерь на указанные виды и определению численных их значений. Эта задача может быть решена двумя методами: опытным и опытно-расчетным.

Опытный метод

В случаи применения опытного метода нужно:

1. Снять характеристику холостого хода асинхронного двигателя $I_{10} = f(U)$; $\Delta P_{xx} = f(U)$;

2. Снять нагрузочную характеристику:
 $I_1 = f(U)$; $P = f(U)$; $n = f(U)$, при постоянном моменте на валу асинхронного двигателя.

На основании опыта холостого хода строится кривая $\Delta P_{xx} = f(U)$ затем ординаты этой кривой уменьшаются на величину потерь в меди статора $-3 \cdot I_{10}^2 \cdot R_I$ – (где R_I – активное сопротивление фазы обмотки статора).

При холостом ходе двигателя скольжение S_0 мало, следовательно, и потери в роторе $\Delta P_2 = \frac{M_o \cdot n_o}{0.975} \cdot S_o$ будут ничтожными и ими можно будет пренебречь. Это дает возможность определить сумму потерь в стали и механических $\Delta P_{ст} + \Delta P_{мех}$ в зависимости от напряжения.

Дополнительные потери можно полагать при работе асинхронного двигателя под нагрузкой неизменными и равными:

$$\Delta P_{доп} = 0,005 \cdot P_n, \quad (8.16)$$

Используя нагрузочную характеристику, можно рассчитать потери меди статора:

$$\Delta P_1 = 3 \cdot I_1^2 \cdot R_I, \quad (8.17)$$

а также потери в меди ротора в Вт

$$\Delta P_2 = \frac{M \cdot n_o}{0.975} \cdot S \quad (8.18)$$

где M – вращающий момент двигателя, кг м;
 n_o – скорость вращения поля статора, об/мин;
 S – скольжение двигателя, о.е.

Скольжение двигателя может быть найдено по формуле:

$$S = \frac{n_o - n_2}{n_o}, \quad (8.19)$$

Найденные таким образом отдельные виды потерь позволяют определить суммарные потери в двигателе при различных значениях напряжения на зажимах двигателя и различной степени загрузки двигателя.

Опытно-расчетный метод

В этом случае опытным путем снимается только характеристика холостого хода двигателя и измеряется активное сопротивление обмотки R_1 (необходимость в нагрузочном агрегате отпадает). По характеристике холостого хода и каталожным данным асинхронного двигателя рассчитываются все необходимые составляющие потерь для различных значений напряжения на зажимах двигателя и различной степени его загрузки.

Описание лабораторной установки

Лабораторная установка состоит из стенда, исследуемого двигателя, электромагнитного тормоза, тахогенератора и источника регулируемого напряжения. Принципиальная схема лабораторной установки приведена на рисунке 8.2.

В качестве исследуемого двигателя в работе используется асинхронный двигатель с короткозамкнутым ротором.

Электромагнитный тормоз служит для создания на валу исследуемого двигателя нагрузочного момента. Величина тормозного момента зависит от скорости вращения диска тормоза и от величины тока, проходящего по катушкам тормоза. Регулирование тока возбуждения тормозных катушек осуществляется реостатом на стенде; при этом контроль величины тока возбуждения производится по амперметру.

Величина тормозного момента определяется по указателю, пристроенному к электромагнитному тормозу.

Для измерения скорости вращения исследуемого двигателя в работе используется тахогенератор ТЭ-204. Величина скорости фиксируется по указателю скорости, установленному на стенде.

Для регулирования напряжения на зажимах исследуемого двигателя в работе применяются автотрансформаторы типа РНТ.

Подготовка к работе

1. Изучить рекомендуемую литературу по влиянию отклонений напряжения на работу асинхронного двигателя.

2. Заготовить бланк отчета с необходимыми таблицами и формулами.

Рабочее задание

1. Снять характеристику холостого хода исследуемого двигателя. При выполнении работы напряжение на зажимах двигателя менять от 240 до 120 В ступенями по 20 В, фиксируя при этом ток статора, мощность, скорость вращения.

2. По указателю момента установить нагрузку на валу двигателя, равной 9,9 Мн. Снять напряжение на зажимах двигателя до его «опрокидывания» (точка опрокидывания отмечается по указанию скорости – скорость двигателя начинает быстро падать). При проведении опыта необходимо поддержать на валу двигателя постоянный момент (изменяя ток возбуждения тормоза) и вести записи тока статора, мощности, скорости вращения (таблица 8.1). Для предотвращения перегрева двигателя необходимо сразу отключить его при помощи автомата АП2 в самом начале процесса «опрокидывания». После остановки двигателя необходимо выключить тормоз и поставить реостат в положение «мин».

3. Провести опыт аналогично п.2 при загрузке двигателя 0,6 Мн.

4. После установления номинального режима двигателя снижать напряжение на его зажимах до «опрокидывания». При изменении напряжения записывать ток статора, мощность двигателя, момент на валу, скорость вращения.

5. Рассчитать данные (в соответствии с таблицей 8.1) и вычертить графики:

– изменения потерь мощности от напряжения: $\Delta P_{\text{дв}} = f(U)$;

- изменения скорости двигателя от напряжения (до момента «опрокидывания») $n = f(U)$ при постоянном (п.2;3) и переменном моменте (п.4);
- изменения момента от скорости вращения (п.4) $M = f(n)$;
- изменения коэффициента мощности двигателя от изменения напряжения и загрузки $\cos \varphi = -f(U)$, при $K_3 = 0,9; 0,6$;
- изменения потребляемой двигателем реактивной мощности от изменения напряжения (при различных коэффициентах загрузки) $Q = f(U)$.

6. Произвести анализ графиков, указанных в п.5, сделать выводы по результатам опытов

Таблица 8.1

Параметры асинхронного двигателя

№ измерения	Опытные данные					Расчетные данные		
	$U, В$	$I_{ст}, А$	$P, Вт$	$n, об/мин$	$M, кГм$	$\cos \varphi$	$\sum \Delta P, Вт$	$Q, вар$

Методические указания

1. Для пуска асинхронного двигателя нужно предварительно включить автомат АП1 и установить напряжение на зажимах 220 В (по вольтметру). Пуск двигателя производить включением кнопки П; так как при пуске асинхронного двигателя напряжение на выходе регулятора падает, то после окончания пуска напряжение нужно довести до 220 В.

2. Для установления номинального режима нужно после разгона исследуемого двигателя подать автоматом АП3 постоянный ток в цепь возбуждения электромагнитного тормоза, довести ток статора исследуемого двигателя до номинальной величины. При этом необходимо непрерывно поддерживать на зажимах двигателя напряжение 220 В.

3. Коэффициент мощности двигателя можно определить по формуле

$$\cos \varphi = \frac{P_I}{\sqrt{3}U_I \cdot I_I}$$

где $P_I; U_I; I_I$ – принимать по данным опытов.

Содержание отчета

1. Схема испытания асинхронного двигателя.
2. Опытные и расчетные данные (графики вычерчиваются на миллиметровой бумаге).
3. Выводы о влиянии отклонений напряжения на работу асинхронного двигателя.

Контрольные вопросы

1. Причины отклонения и колебаний напряжения в системах электроснабжения промышленных предприятий?
2. Какие виды потерь имеют место в асинхронных двигателях?
3. Что представляют собой основные (магнитные, электрические, механические) и добавочные потери мощности в АД?
4. Почему магнитные потери в сердечнике ротора не учитывают?
5. На какие виды потерь влияют величина воздушного зазора и толщина пластин сердечника статора?
6. Почему график $I_1 = f(P_2)$ не выходит из начала координат?
7. Как изменяются составляющие суммарных потерь мощности в АД при изменении напряжения на его зажимах?
8. Почему при нагрузках двигателя меньше номинальной и $\cos \varphi_1$ имеет низкие значения?
9. Как влияет загрузка АД на потери мощности в нем?
10. Методы определения суммарных потерь мощности в электродвигателях?

Список литературы

1. Кацман М.М. Электрические машины.— Москва.: Высшая школа, 2001.

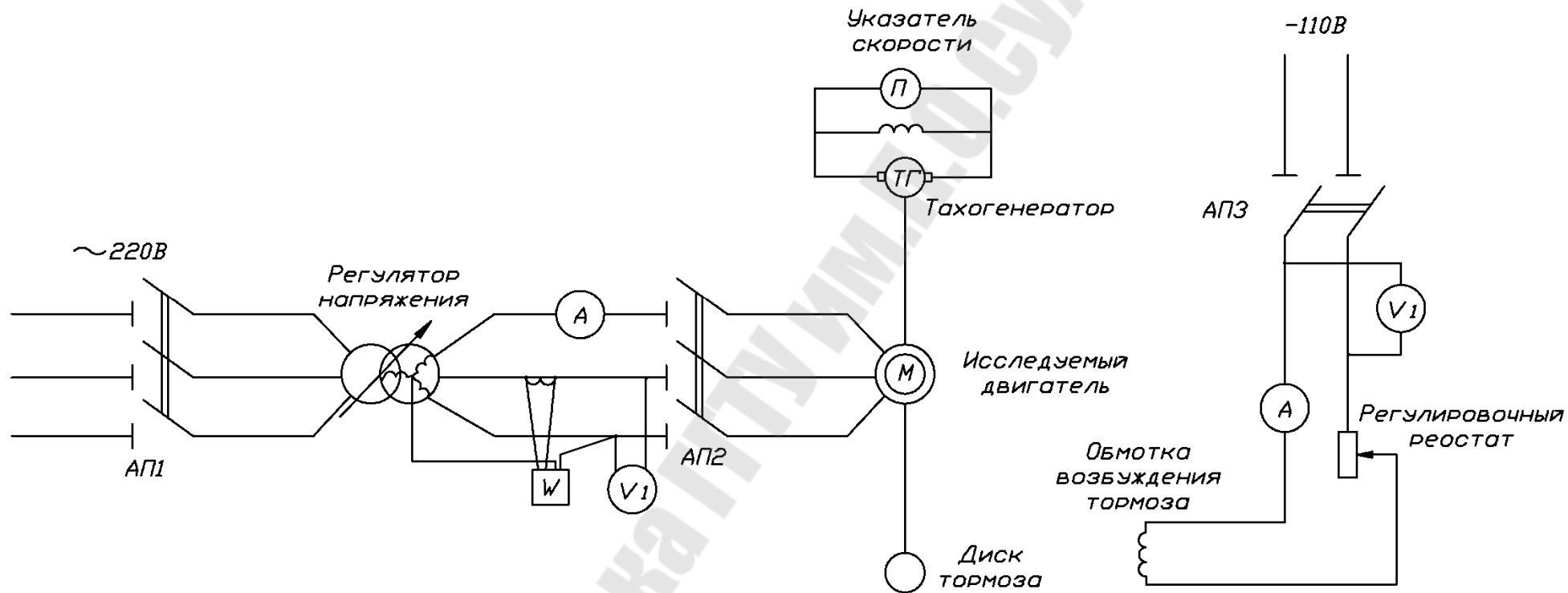


Рис. 8.2. Принципиальная схема лабораторной установки

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 9

Тема: Исследование влияния режимов работы потребителя на потери мощности и регулирование реактивной мощности нагрузки

Цель работы:

1. Изучить методы определения потерь мощности и электроэнергии в системах электроснабжения потребителей электроэнергии;
2. Изучить работу микропроцессорного регулятора реактивной мощности нагрузки и мероприятия по снижению потерь мощности и электроэнергии в системах электроснабжения;
3. На лабораторном стенде для узла электрической нагрузки согласно варианту задания выполнить моделирование графиков нагрузки потребителя и исследовать режимы компенсации реактивной мощности.

Краткие теоретические сведения

В условиях неоптимальной работы элементов системы электроснабжения потребителей, относительные потери мощности и энергии резко возрастают. В этих условиях необходимо рассмотреть мероприятия, позволяющие снизить потери мощности и энергии.

1. Определение оптимального количества работающих трансформаторов

потери мощности в трансформаторах определяются по выражению

$$\Delta P_{\Gamma} = \frac{1}{n} \left(\frac{S}{S_{\text{H}}} \right)^2 \Delta P_{\text{кз}} + n \Delta P_{\text{xx}}. \quad (9.1)$$

Потери энергии:

$$\Delta W_{\Gamma} = \frac{1}{n} \left(\frac{S_{\text{M}}}{S_{\text{HT}}} \right)^2 \Delta P_{\text{кз}} \cdot \tau + n \Delta P_{\text{xx}} \cdot T_{\Gamma} = \left(\frac{1}{n} \left(\frac{S_{\text{CK}}}{S_{\text{HT}}} \right)^2 \Delta P_{\text{кз}} + n \Delta P_{\text{xx}} \right) \cdot T_{\Gamma}, \quad (9.2)$$

где T_{Γ} – время работы трансформаторов в течение года.

Определение диапазона нагрузки потребителя, при которых целесообразна работа одного (двух) трансформаторов выполняется, исходя из равенства:

$$\left(\frac{S}{S_{\text{H}}} \right)^2 \Delta P_{\text{кз}} + \Delta P_{\text{xx}} = \frac{1}{2} \left(\frac{S}{S_{\text{H}}} \right)^2 \Delta P_{\text{кз}} + 2 \Delta P_{\text{xx}}; \quad S_{\Gamma} = S_{\text{HT}} \cdot \sqrt{\frac{2 \Delta P_{\text{xx}}}{\Delta P_{\text{кз}}}}, \quad (9.3)$$

где S_{Γ} – граничная мощность нагрузки потребителя электроэнергии.

При $S > S_{\Gamma}$ целесообразна работа 2-х трансформаторов, если же $S < S_{\Gamma}$, то следует использовать в работе один трансформатор.

В общем случае, при количестве трансформаторов n , S_{Γ} определяется как:

$$S_{\Gamma} = S_{HT} \sqrt{\frac{n(n-1) \cdot \Delta P_{XX}}{\Delta P_{K3}}} \quad (9.4)$$

2. Оптимизация загрузки трансформаторов потребителя

Задача заключается в перераспределении нагрузок потребителя таким образом, чтобы КПД установленных трансформаторов был максимальным, что имеет место при выполнении условия

$$\Delta P_M = \Delta P_{CT}, \quad (9.5)$$

откуда следует уравнение

$$\frac{1}{n} \left(\frac{S_0}{S_{HT}} \right)^2 \Delta P_{K3} = n \Delta P_{XX}, \quad S_0 = n S_{HT} \sqrt{\frac{\Delta P_{XX}}{\Delta P_{K3}}} \quad (9.6)$$

В данном случае речь идет об оптимизации режимов работы уже установленных трансформаторов. Однако снижение потерь мощности и энергии необходимо планировать уже на стадии проектирования. На этой стадии целесообразно говорить не о минимальных потерях электроэнергии, а о минимальных затратах, которые учитывают стоимость потерь электроэнергии и трансформаторов.

3. Регулирование напряжения в цеховых сетях потребителей

Регулирование напряжения в цеховых сетях потребителей электроэнергии является одним из возможных путей энергосбережения.

Пределы отклонения напряжения от номинального значения ($U_{ном}$) регламентируются ГОСТ и составляют $\pm 5\%$. Каждый электроприемник выпускается предприятием-изготовителем для работы при номинальном напряжении и обеспечивает нормальное функционирование при отклонениях напряжения в пределах, допускаемых ГОСТом. При отклонениях напряжения в допускаемых пределах показатели работы электроприемника не остаются постоянными, при этом существенно изменяется также потребляемая из сети мощность.

Результаты проведенных исследований показали, например, что из-за повышения напряжения на зажимах источников света увеличивается потребляемая мощность, что ведет к повышению расхода электроэнергии. Известно выражение, показывающее изменение мощности от напряжения на зажимах ламп накаливания и комплектах: лампа ДРЛ-ПРА. Увеличение потребляемой мощности при увеличении напряжения характерно и для других электроприемников. Поскольку не отмечалось отрицательного влияния на работу технологического оборудования при регулировании напряжения в преде-

лах, допустимых по ГОСТ, целесообразно определение и поддержание оптимального напряжения в цеховых электросетях.

4. Компенсация реактивной мощности нагрузки

Потери мощности определяются по выражению:

$$\Delta P = \left(\frac{S}{U_n}\right)^2 \cdot R = \frac{P^2 + (Q - Q_k)^2}{U_n^2} \cdot R, \quad (9.7)$$

где Q_k – мощность компенсирующего устройства.

Компенсация позволяет разгрузить элементы системы электроснабжения, что приводит к снижению потерь мощности и энергии в них.

Значительная доля теряемой энергии, в несколько раз превышающая потери в линиях и трансформаторах, приходится на приемники электроэнергии. Так, электрические двигатели в условиях низкой нагрузки работают с КПД, равным 40–60 %. Поэтому одним из путей снижения этих потерь является замена низко загруженных электродвигателей двигателями меньшей мощности.

Основными средствами компенсации реактивной мощности на промышленных предприятиях являются конденсаторные установки (КУ) и высоковольтные синхронные двигатели. КУ – электроустановка, состоящая из одного или нескольких конденсаторов, одной или нескольких конденсаторных батарей, относящегося к ним вспомогательного электрооборудования и ошиновки. Конденсаторная батарея представляет собой группу единичных конденсаторов, электрически связанных между собой. На промышленных предприятиях применяются батареи напряжением до 1 кВ и 6,3—10,5 кВ.

Компенсация реактивной мощности с использованием конденсаторов может быть индивидуальной, групповой или централизованной. Выбор мест размещения КУ тесно связан с принятым способом компенсации. При этом необходимо учитывать два взаимно противоречащих фактора: степень разгрузки элементов СЭС от реактивной мощности и степень использования КУ с учетом удельной стоимости.

Описание лабораторной установки

Стенд «Компенсация реактивной мощности в СЭС» предназначен для ознакомления с регулятором реактивной мощности типа РРМ-03-01, а так же для моделирования реактивных нагрузок в сети и их компенсации.

Регулятор реактивной мощности типа РРМ-03-01 предназначен для автоматического многоступенчатого регулирования реактивной

мощности конденсаторных установок по $\cos\varphi$ в сетях переменного напряжения 0,4 кВ частотой 50 Гц. Регулятор обеспечивает автоматический режим компенсации реактивной мощности, включение и отключение до 12 секций конденсаторных установок, отключение компенсирующих конденсаторов при токовой перегрузке, связанной с перенапряжением и повышением коэффициента несинусоидальности напряжения сети; передачу информации по интерфейсу RS485 с использованием логического протокола MODBUS.

Регулятор обеспечивает прямую индикацию следующих параметров электрической сети:

действующее значение полного фазного напряжения U_e , В;

действующее значение 1-й гармоники фазного напряжения U_1 , В;

действующее значение полного тока нагрузки I , А;

действующее значение 1-й гармоники тока нагрузки I_1 , А;

средневзвешенное значение $\cos\varphi$;

частота F , Гц;

полная мощность S , кВА;

полная мощность 1-й гармоники S_1 , кВА;

активная мощность P , кВт;

активная мощность 1-й гармоники P_1 , кВт;

реактивная мощность 1-й гармоники Q_1 , квар;

дефицит реактивной мощности первой гармоники D , квар, равный по величине мощности конденсаторной батареи, которую необходимо подключать для обеспечения заданного $\cos\varphi$;

коэффициент несинусоидальности напряжения K_{hU} , %;

коэффициент несинусоидальности тока K_{hI} , %;

процент содержания напряжения нечетных гармоник с 3-ей по 19-ую $K_{h3} - K_{h19}$, %;

Регулятор является микропроцессорным прибором, осуществляющим автоматическое регулирование реактивной мощности по $\cos\varphi$ первой гармоники питающей сети. Функционирование регулятора направлено на обеспечение оптимального режима компенсации реактивной мощности в сети, то есть:

уменьшение потерь активной мощности и электроэнергии в сети;

уменьшения капиталовложений на сеть.

При использовании данного регулятора исключаются режимы пере компенсации.

Регулятор контролирует через измерительный трансформатор тока ток нагрузки. На основании измеренных значений напряжения и тока регулятор определяет $\cos\phi$ и дефицит реактивной мощности. Если дефицит реактивной мощности больше наименьшей по реактивной мощности секции конденсаторной установки загорается светодиод +, и регулятор выдает с заданной выдержкой времени сигналы на включение необходимой секций конденсаторной установки. Специальный алгоритм включения секций обеспечивает компенсацию реактивной мощности с точностью до величины, наименьшей по реактивной мощности секции конденсаторной установки, при наименьшем количестве коммутаций. При появлении генерации реактивной мощности, загорается светодиод, и регулятор с заданной выдержкой времени выдает сигнал на отключение секции конденсаторной установки.

На ЖКИ регулятора знаком ■ индицируются конденсаторные установки, подключенные в текущий момент к сети, а знаком ! индицируются секции отключенные регулятором на 8 часов для восстановления диэлектрика после длительного воздействия токовой перегрузки. При отключении секций конденсаторных установок по причине токовой перегрузки регулятор выдает на ЖКИ сообщение ПЕРЕГРУЗКА КУ $K! = 1.3$.

Регулятор контролирует ток КУ. Если ток КУ, по причине повышения питающего напряжения и больших нелинейных искажений напряжения сети, превышает значение 1,1 номинального тока конденсаторной установки, регулятор отключает с выдержкой времени секции конденсаторной установки от сети. Выдержка времени отключения зависит от степени перегрузки и уставки «К перегр.». При увеличении значения уставки «К перегр.» время задержки отключения увеличивается.

В регуляторе предусмотрен контроль работоспособности с диагностикой неисправности. При выявлении неисправности на цифровой индикатор выводится сообщение об ошибке.



Рис. 9.1. Регулятор реактивной мощности PPM-03-01

Стенд «Компенсация реактивной мощности в СЭС» выполнен в настольном варианте. Конструктивно стенд состоит из деревянного каркаса. На лицевой части изображена электрическая схема узла нагрузки с присоединенными к нему электроприемниками и конденсаторными батареями. Моделирование нагрузки осуществляется при помощи включения автоматическими выключателями присоединений электроприемников.

Компенсация реактивной мощности происходит в автоматическом режиме, при этом, регулятор PPM-03-01 автоматически определяет дефицит или избыток реактивной мощности сети. При обнаружении избытка реактивной мощности, регулятор начинает последовательно включать конденсаторные установки, начиная с наименьшей по мощности, до тех пор пока, реактивная мощность не будет полностью или сведена к минимуму. В том случае, если возникает дефицит реактивной мощности в сети, то регулятор начинает постепенно отключать конденсаторные установки от сети. Все включения или отключения БСК от сети происходят с выдержкой времени установленной в настройках регулятора.

Компенсация реактивной мощности в СЭС Функциональная схема стенда

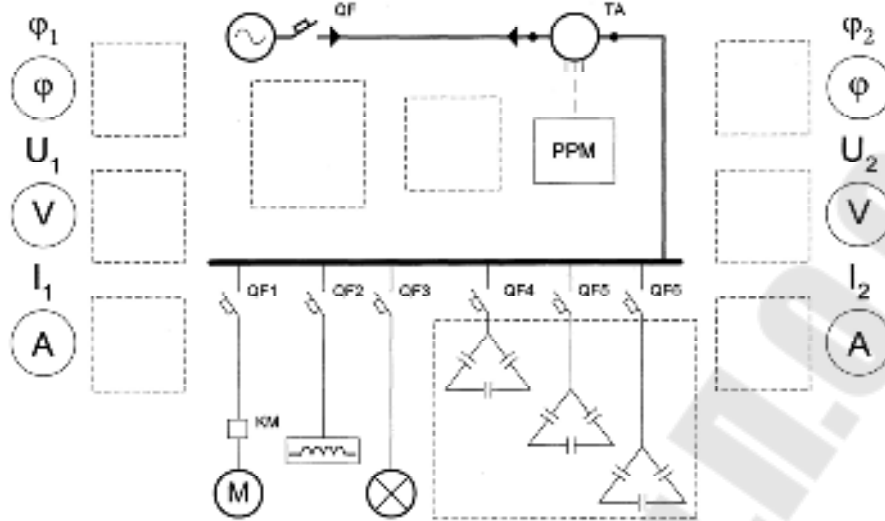


Рис. 9.2. Функциональная схема стенда

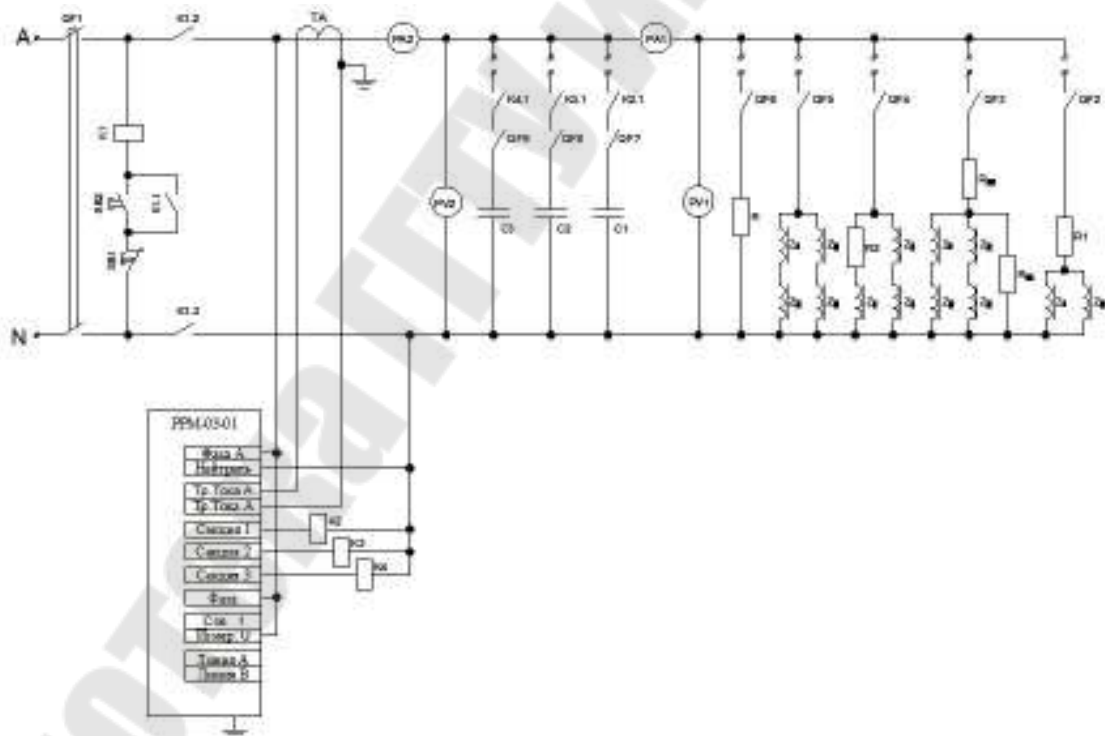


Рис. 9.3. Принципиальная электрическая схема стенда

Спецификации оборудования и комплектующих элементов стенда приведены в таблицах 9.1 и 9.2.

Таблица 9.1

Оборудование стенда

Наименование оборудования	Количество штук
Корпус	1
Миллиамперметр	2
Вольтметр	2
Фазометр	3
Трансформатор тока	1
Регулятор реактивной мощности РРМ-03-01	1
Автоматический выключатель ВА 47-63 С3	5
Автоматический выключатель ВА 47-63 С2	1
Автоматический выключатель ВА 47-63 С05	1

Таблица 9.2

Комплекующие стенда и их характеристики

Наименование	Тип	Количество	Единицы измерения	Значение величины
Резистор	1ПЭВ – 100	4	Ом	100
Резистор	1ПЭВ – 150	1	Ом	150
Резистор	1ПЭВ – 430	1	Ом	430
Резистор	1ПЭВ – 840	1	Ом	840
Дроссель	1УБЕ-40/220- впп-077 УХЛ4	16	Ом	$26 + j392,5$
Конденсатор	ЛСМ-400-30 VII	6	мкФ	30

Стенд позволяет моделировать графики активной и реактивной мощности различного вида. Для выполнения лабораторных работ разработана таблица с вариантами заданий для моделирования нагрузки. Студентам предлагается сначала снимать график нагрузки с отключенными БСК по варианту, а затем, с включенными, т.е. в режиме компенсации реактивной мощности.

Таблица 9.3

Варианты заданий к лабораторной работе

Варианты задания	Номера включенных выключателей в момент времени								Включенные КУ
	1	2	3	4	5	6	7	8	
1	1	1, 2	1, 3	1, 2, 3	4	2, 4	1, 2, 3	2, 3	1, 2, 3
2	2	2, 3	2, 4	2, 3, 4	5	3, 5	2, 3, 4	3, 4	1, 2
3	3	3, 4	3, 5	3, 4, 5	1	1, 4	3, 4, 5	4, 5	1, 3
4	4	4, 5	1, 4	1, 4, 5	2	2, 5	1, 4, 5	4, 5	2, 3
5	5	1, 5	2, 5	1, 2, 5	3	1, 3	1	1	2
6	1, 2	1, 2, 3	1, 2, 4	1, 2, 3, 4	5	1, 5	1, 2, 3, 4	3, 4	3
7	2, 3	2, 3, 4	2, 3, 5	2, 3, 4, 5	1	2	3, 4, 5	4, 5	1, 2, 3
8	3, 4	3, 4,	1, 3,	1, 3,	2	3	1	3	1, 2

		5	4	4, 5					
9	4, 5	1, 4, 5	2, 4, 5	1, 2, 4, 5	3	4	1, 2, 3	3, 4	1, 3
10	1, 5	1, 2, 5	1, 3, 5	1, 2, 3, 5	4	5	2	1	2, 3

Пример выполнения задания

На примере варианта №1 выполним лабораторную работу и снимем графики нагрузки сначала с отключенными БСК по варианту, затем с включенными.

Таблица 9.4

Результаты измерений в режиме до компенсации реактивной мощности

Параметр	Время, ч							
	1	2	3	4	5	6	7	8
Активная мощность P , кВт	29,1	35,8	52,7	64,4	60	19	52,7	25,6
Полная мощность S , кВА	35,2	53,2	69	67,6	60	19,6	69	35,5
Ток I , А	48,4	73	94,9	93,3	82,9	27	94,9	48,9
Коэффициент мощности $\cos\varphi$	0,827	0,672	0,765	0,951	1	0,967	0,765	0,722
Дефицит реактивной мощности D	+23,7	+44	+51,3	+24,4	+8,55	+7,59	+51,3	27,9

Таблица 9.5

Результаты измерений в режиме компенсации реактивной мощности

Параметр	Время, ч							
	1	2	3	4	5	6	7	8
Активная мощность P , кВт	27,1	31,8	46,6	62,3	60	19	46,6	21,3
Полная мощность S , кВА	27,7	33,6	48,7	62,5	60	19,6	48,7	23,9
Ток I , А	38	46,2	66,6	86,7	82,5	27	66,6	33
Коэффициент мощности $\cos\varphi$	0,978	0,935	0,969	0,994	1	0,968	0,969	0,9
Дефицит реактивной мощности D	+7,92	+12	+3,61	+13,8	+8,45	+7,56	+3,61	+12,6

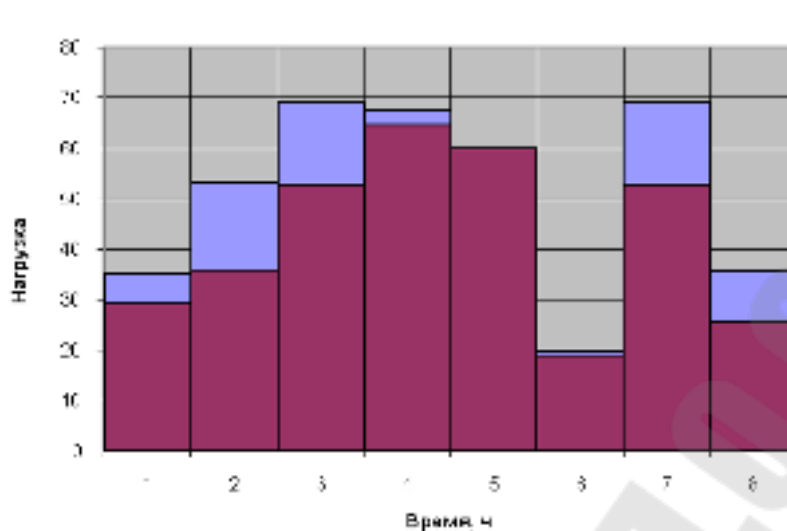


Рис.9.4. График нагрузки до компенсации реактивной мощности: 1 – график полной мощности S , кВА; 2 – график активной мощности P , кВт.

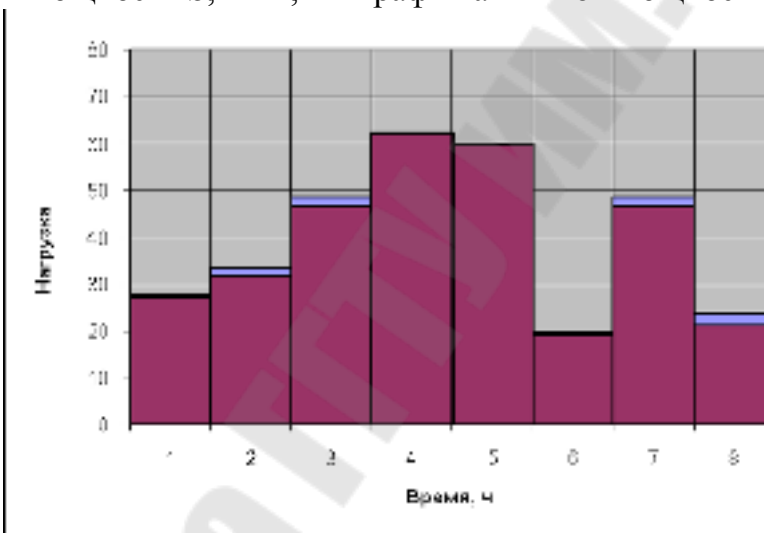


Рис. 9.5. График нагрузки после компенсации реактивной мощности: 1 – график полной мощности S , кВА; 2 – график активной мощности P , кВт.

Из графиков видно, что в результате компенсации реактивной мощности снизилась полная мощность в сети, и, как следствие, снизились потери мощности и энергии.

Содержание отчета

1. Тема и цель работы.
2. Краткие теоретические сведения.
3. Описание лабораторной установки.
3. Постановка и ход выполнения задания.
4. Выводы.

Контрольные вопросы

Какие факторы оказывают влияние на потери электрической мощности и энергии в системах электроснабжения?

Какими методами определяются потери мощности и электроэнергии? Приведите расчетные выражения.

Какие способы снижения потерь мощности и электроэнергии в системах электроснабжения вы знаете?

Какими техническими средствами достигается снижение потребления реактивной мощности нагрузки?

Список литературы

1. А.Г.Ус, Л.И. Евминов. Электроснабжение промышленных предприятий и гражданских зданий. Мн., НПООО «Пион», 2002.

2. Указания по компенсации реактивной мощности в распределительных сетях. М., «Энергия», 1974.

3. В.В. Красник Автоматические устройства по компенсации реактивной мощности в электросетях предприятий. М., Энергоиздат, 1970.

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 10

Тема: Измерение и учет электрической энергии на предприятиях

Цель работы: изучение схем изменения и учета электроэнергии на предприятиях и принципы осуществления контроля основных параметров электропотребления по показаниям установленных на предприятиях приборов учета.

Краткие теоретические сведения

1. Общая часть

Учет выработанной и израсходованной электроэнергии является важной частью хозяйственной деятельности любого предприятия. Прежде всего, учет электроэнергии, являющейся промышленной продукцией, необходим для осуществления денежного расчета между ее поставщиками и потребителями (коммерческий учет). Расчетным является учет выработанной электроэнергии на электростанциях. Существует также технический (контрольный) учет электроэнергии, т. е. учет для контроля расходования электроэнергии внутри предприятия.

Для рационального и экономичного потребления энергоресурсов требования к правильной организации и точности учета электроэнергии все более возрастают.

Чтобы обеспечить точность учета и надежность работы устройств учета, необходимо знать и выполнять существующие требования к выбору измерительных трансформаторов и потери напряжения во вторичных цепях. В настоящее время в качестве приборов учета электроэнергии преимущественно используются индукционные и электронные счетчики, в которых происходит взаимодействие переменных магнитных потоков с токами, индуцированными ими в подвижной части прибора. Электромеханические силы взаимодействия вызывают движение подвижной части.

Счетчик электрической энергии представляет собой измерительную ваттметровую систему и относится к суммирующим приборам, поэтому угол поворота подвижной части неограничен, и она вращается с частотой вращения, пропорциональной значению мощности. Количеством оборотов подвижной части можно измерять электроэнергию, определяемую как произведение мощности на время.

2. Классификация и технические характеристики счетчиков электроэнергии

Различают однофазные и трехфазные счетчики электроэнергии. Однофазные счетчики применяются для учета электроэнергии у потребителей, питание которых осуществляется однофазным током. Трехфазные счетчики применяются для учета электроэнергии у потребителей, питание которых осуществляется трехфазным током.

Трехфазные счетчики классифицируются следующим образом:

– по роду измеряемой энергии – на счетчики активной и реактивной энергии. В зависимости от схемы электроснабжения, для которой они предназначены – на трехпроводные счетчики, работающие в сети без нулевого провода, и четырехпроводные, работающие в сети с нулевым проводом.

По способу включения на:

– счетчики прямого включения, включаемые в сеть без измерительных трансформаторов, которые применяются в сетях 0,4/0,23 кВ на токи до 1000 А;

– счетчики полукосвенного включения, включаемые в сеть через трансформаторы тока. Обмотки напряжения включаются непосредственно в сеть, применяются в сетях 1 кВ;

– счетчики косвенного включения, включаемые в сеть через трансформаторы тока и трансформаторы напряжения применяются в сетях выше 1 кВ;

Счетчики косвенного включения бывают двух типов.

Трансформаторные счетчики – предназначены для включения через измерительные трансформаторы, имеющие определенные заданные коэффициенты трансформации. Эти счетчики имеют десятичный пересчетный коэффициент (10^n).

Трансформаторные универсальные счетчики – предназначены для включения через измерительные трансформаторы, имеющие любые коэффициенты трансформации. Для универсальных счетчиков пересчетный коэффициент определяется по коэффициентам трансформации установленных измерительных трансформаторов.

В зависимости от назначения счетчику присваивается условное обозначение, в котором буквы и цифры означают: С – счетчик; О – однофазный; А – активной энергии; Р – реактивной энергии; У – универсальный; 3 или 4 для трех или четырехпроводной сети. Пример

обозначения: СА4У – трехфазный трансформаторный универсальный четырехпроводный счетчик активной энергии.

Счетчики активной и реактивной энергии, снабженные дополнительными устройствами, относятся к счетчикам специального назначения.

Двухтарифные счетчики – применяются для учета электроэнергии, тариф на которую изменяется в зависимости от времени суток.

Счетчики с предварительной оплатой – применяются для учета электроэнергии бытовых потребителей, живущих в отдаленных и труднодоступных населенных пунктах.

Счетчики с указанием максимальной нагрузки – применяются для расчетов с потребителями по двухставочному тарифу (за израсходованную энергию и максимальную нагрузку).

Телеизмерительные счетчики – служат для учета электроэнергии и дистанционной передачи показаний.

3. Счетчики и схемы их включения

На лабораторном стенде для изучения схем включения используется:

- однофазный счетчик СО–1;
- трехфазный счетчик активной энергии типа СА3У–И687;
- трехфазный счетчик реактивной энергии типа СР4У–И673М;
- счетчик активной энергии с указанием максимума фирмы «Ганц–Прибор».

Прежде чем перейти к рассмотрению конкретных схем включения счетчиков, сформулируем ряд общих положений.

Ток, проходя от генератора к нагрузке, должен проходить через последовательную обмотку счетчика от ее начала к концу. Другими словами, генераторный провод сети должен быть подключен к генераторному зажиму последовательной обмотки.

Начало последовательной обмотки расположено на зажимной коробке левее конца и обозначается буквой «Г» (генератор) или меньшим цифровым индексом, конец – буквой «Н» (нагрузка) или большим цифровым индексом.

Таким образом, при положительном направлении мощности (от шин источника в линию) к началу последовательной обмотки счетчика прямого включения подключается провод, идущий от шин РУ, а при отрицательном – идущий от линии.

Если счетчик включен через трансформаторы тока, то к началу последовательной обмотки подключается провод от того зажима вторичной обмотки трансформатора тока, который однополярен с выводом первичной обмотки, подключенным к генераторному токопроводу. При этом направление тока в последовательной обмотке будет таким же, как и при непосредственном включении.

К зажимам параллельных обмоток слева направо подключаются фазы в порядке их прямого чередования. К среднему зажиму обязательно подключается средняя фаза. Имеется ввиду вторичное напряжение той фазы, в которой трансформатор тока не использован к последовательным обмоткам.

Выполнение этих условий обеспечивает как правильные направления токов, так и правильные их сочетания с напряжениями в каждом элементе счетчика. Перекрещивание фаз выполнено во внутренней схеме, а порядок внешних подключений остается таким же, как для счетчика активной энергии. На рис. 10.1÷10.12 приведены схемы включения разных типов счетчиков.

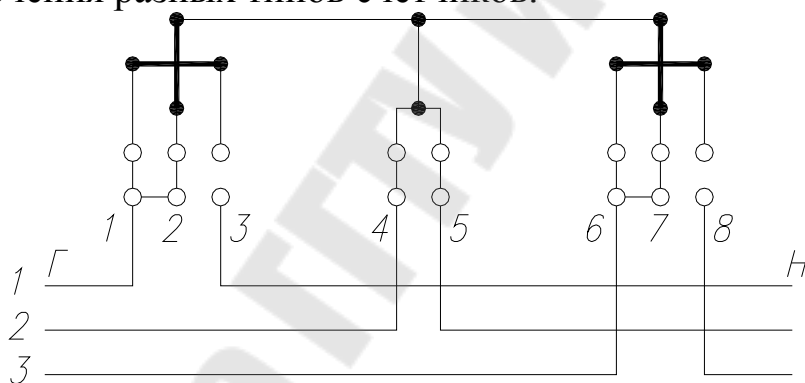


Рис. 10.1. Схема непосредственного включения счетчиков типов СА3-И670М и СА3-И681

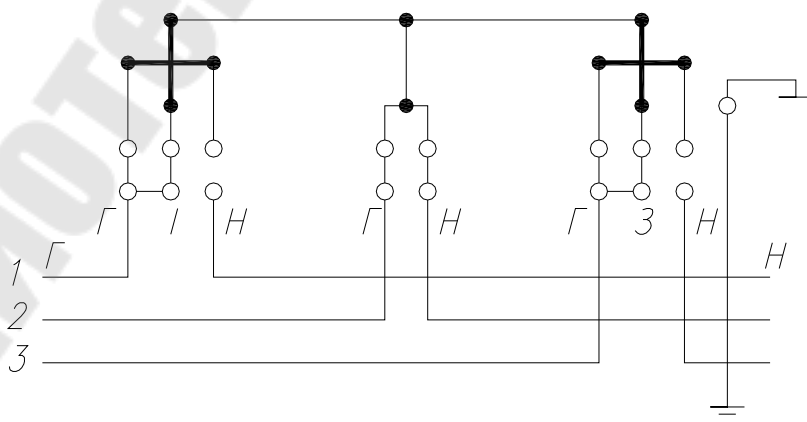


Рис. 10.2. Схема непосредственного включения счетчиков типа СА3-И677

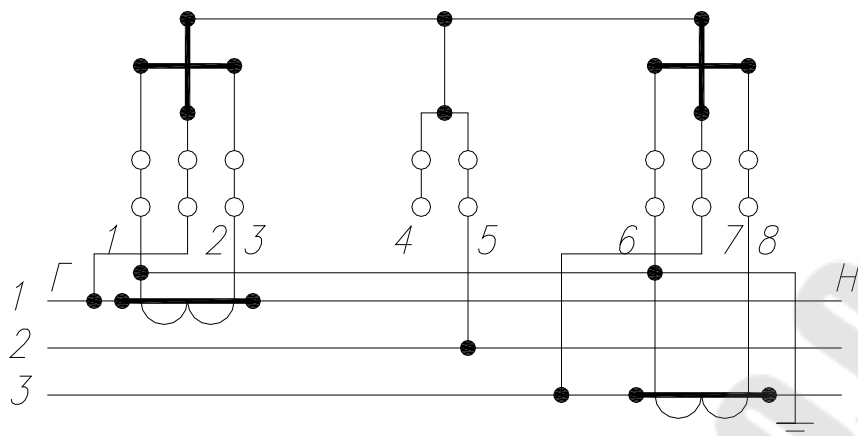


Рис. 10.3. Схема включения счетчиков типов САЗ-И670М, САЗУ-И670М, САЗ-И681 и САЗУ-И681 через трансформаторы тока и трехпроводную сеть

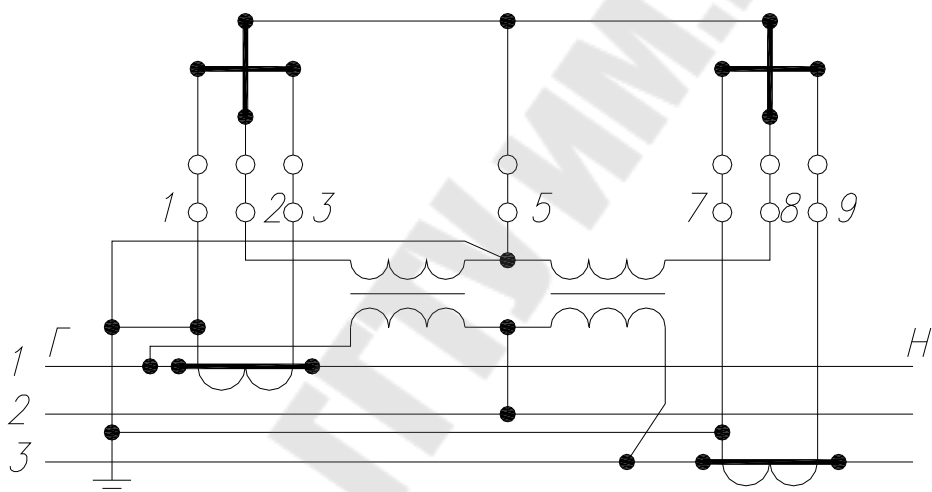


Рис. 10.4. Схема включения счетчиков типов САЗ-И670М, САЗУ-И670М, САЗ-И681 и САЗУ-И681 через трансформаторы тока и напряжения в трехпроводную сеть

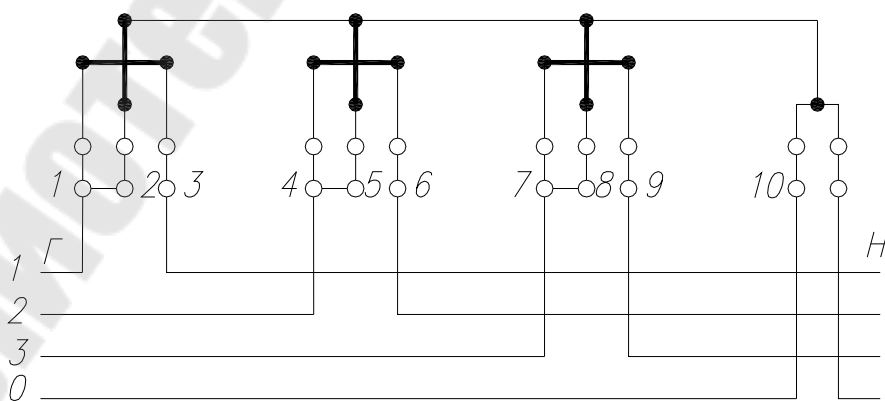


Рис. 10.5. Схема непосредственного включения счетчиков типов СА4-И672М и СА4-И682

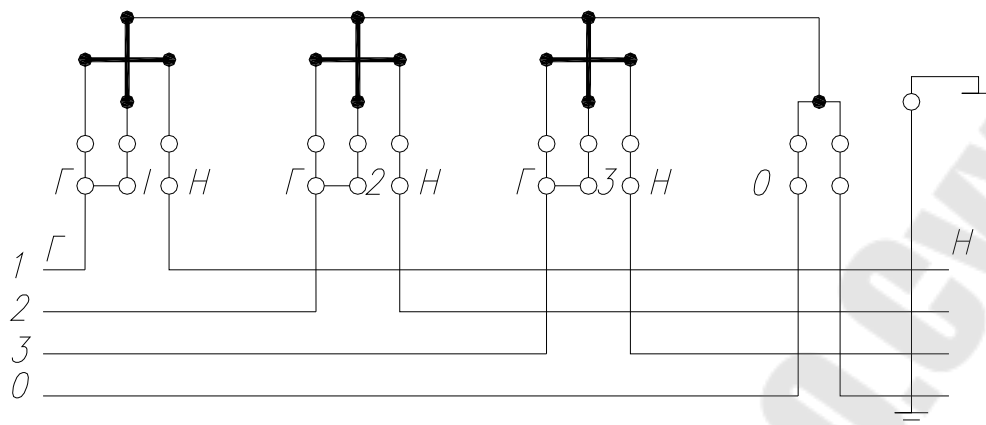


Рис. 10.6. Схема непосредственного включения счетчиков типа СА4-И678

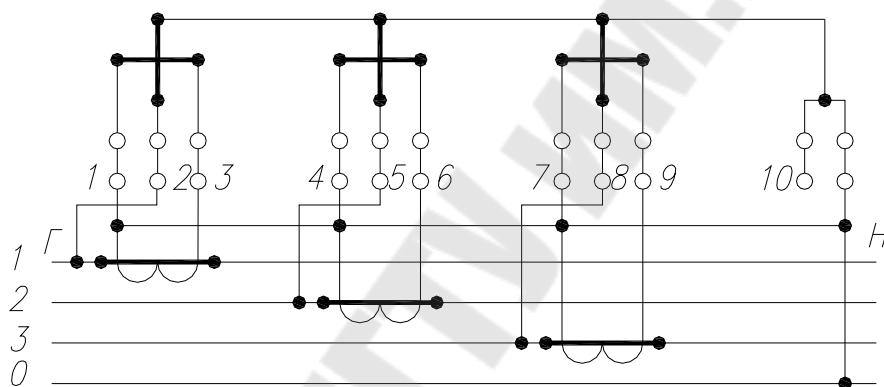


Рис. 10.7. Схема включения счетчиков типов СА4-И672М, СА4У-И672М, СА4-И682 и СА4У-И682 через трансформаторы тока

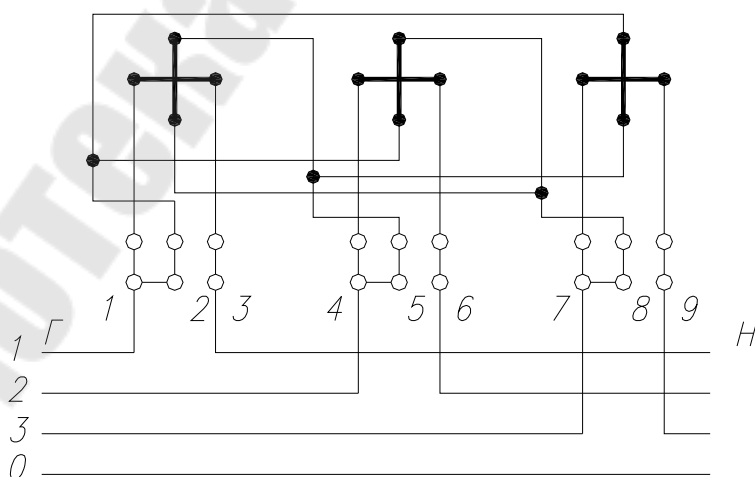


Рис. 10.8. Схема непосредственного включения счетчиков типа SR4-И673М в трехпроводную и четырехпроводную сеть

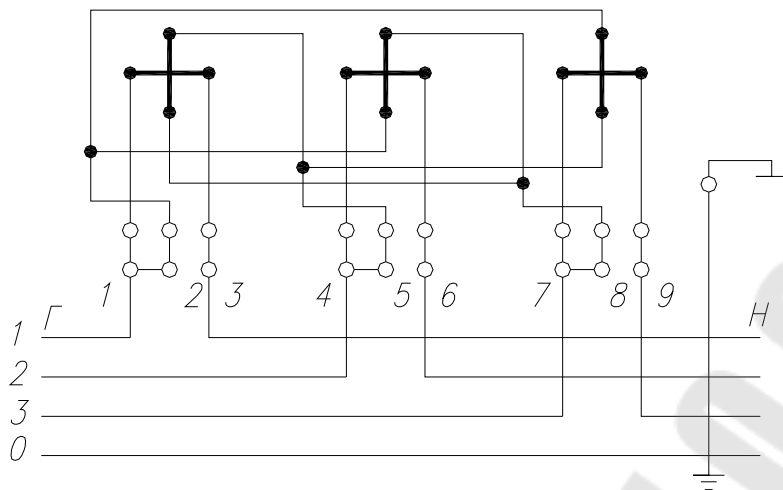


Рис. 10.9. Схема непосредственного включения счетчиков типа СР4-И679

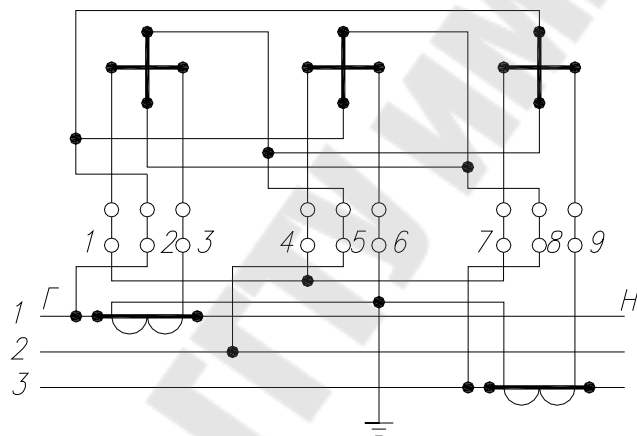


Рис. 10.10. Схема включения счетчиков типов СР4-И673М, СР4У-И673М через трансформаторы тока в трехпроводную сеть

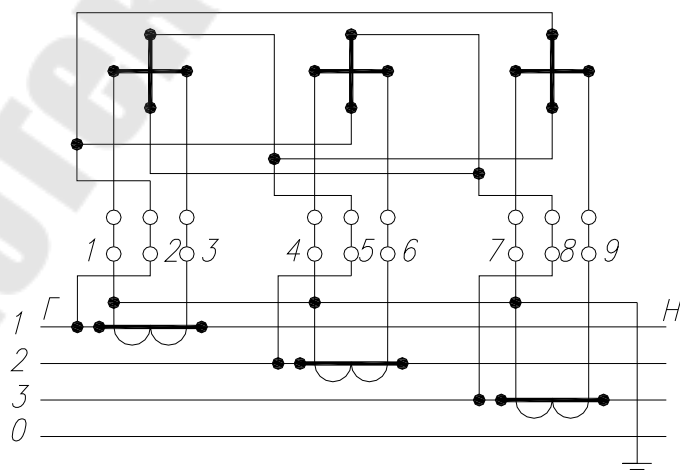


Рис. 10.11. Схема включения счетчиков типов СР4-И673М, СР4У-И673М через трансформаторы тока в четырехпроводную сеть

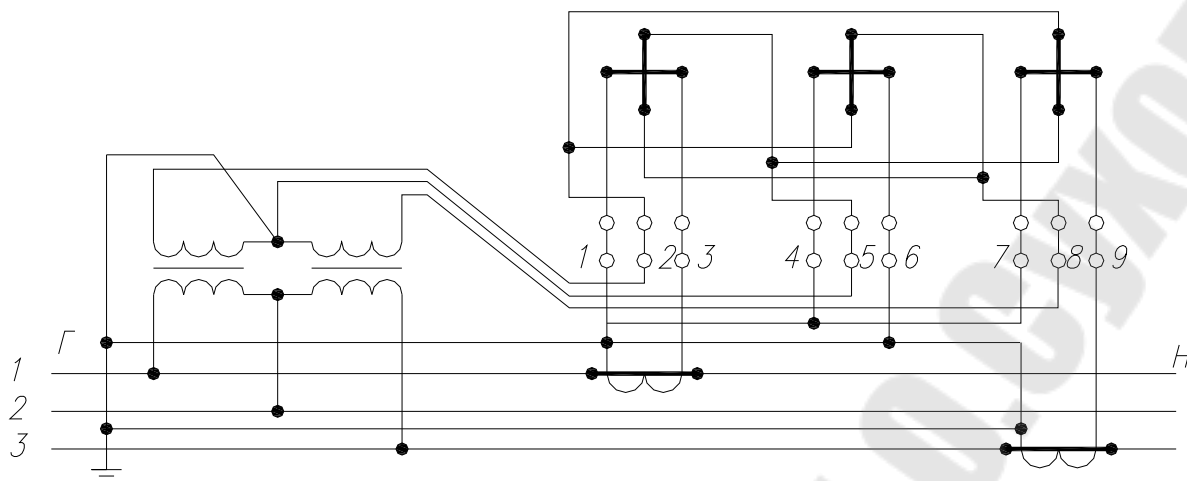


Рис. 10.12. Схема включения счетчиков типов СР4-И673М, СР4У-И673М через трансформаторы тока и напряжения в трехпроводную сеть

4. Лабораторное оборудование и приборы учета

4.1. Лабораторный стенд

В качестве лабораторного стенда для изучения схем включения счетчиков и моделирования графиков нагрузки потребителей используется установка типа У1134М, которая состоит из стенда с измерительными приборами и источниками регулируемого тока, напряжения и фазорегулятора, устанавливаемого отдельно. Питание установки осуществляется от трехпроводной сети переменного тока напряжением 220 В и частотой 50 Гц.

Установка обеспечивает следующие номинальные значения токов в каждой из фаз цепи тока: 0,5; 1,0; 2,5; 5,0; 10; 25; 50 А. Установка допускает подключение нагрузок к каждой фазе в цепи тока не более указанных в таблице 10.1.

Таблица 10.1

Допустимые подключаемые нагрузки к каждой фазе

Номинальный ток, А	0,5	1,0	2,5	5,0	10	25	50
Мощность, ВА	20	25	30	35	40	45	50

Установка обеспечивает следующие номинальные значения напряжения в каждой фазе – 150, 300, 600 В.

Установка имеет две независимые трехфазные симметричные электрические цепи для отдельного регулирования тока, напряжения и угла сдвига фаз между ними. Регулирующие устройства тока и на-

пряжения обеспечивают плавное по фазное регулирование в пределах от 2% до 125 % с помощью фазорегулятора.

При проведении опытов по данной лабораторной работе используется в основном, регулировочное устройство цепи тока и цепи напряжения. Регулировочное устройство цепи тока и цепи напряжения выполнено по одной и той же схеме. Напряжение 220 В каждой фазы цепей тока и напряжения подается на двух щеточные автотрансформаторы. Во вторичную цепь каждого автотрансформатора включены вольт добавочные трансформаторы, коэффициент трансформации которых равен 1:15. Такая схема позволяет осуществлять грубое и плавное регулирование в каждой фазе с помощью одного автотрансформатора. В цепи тока напряжение с автотрансформаторов подается на первичные обмотки понижающих трансформаторов Тр 14 – Тр 16, вторичные обмотки которых соединены между собой в «звезду». В цепи нулевого провода включены зажимы с переключкой, что дает возможность разрыва нулевого провода для проверки симметричности нагрузки. Для получения различных номинальных значений тока, вторичные обмотки понижающих трансформаторов секционированы.

Во вторичные обмотки трансформаторов тока включены контрольные амперметры и зажимы для подключения токовых цепей образцовых приборов. Эти зажимы имеют планки для их замыкания накоротко при отключении образцовых приборов. Трансформатор тока в соответствии с номинальными пределами регулирования имеют коэффициенты трансформации: 0,5/5; 1,0/5; 2,5/5; 5/5; 25/5; 50/5. Переключение с помощью интенсивных переключателей В7–В9. Одновременно с переключением предела регулирования изменяется коэффициент трансформации трансформаторов тока и тем самым предел измерения контрольных и образцовых приборов.

На передней панели установки расположены слева три контрольных вольтметра, справа – три амперметра. Первые вольтметр и амперметр измеряют напряжение и ток фазы А, вторые – фазы В, третьи – фазы С. Под каждым контрольным амперметром расположены штекерные переключатели пределов регулируемого тока. В верхней части панели расположено пять групп зажимов. Каждая группа имеет маркировку А,В,С,0, что соответствует порядку следования фаз и нулевому проводу цепи напряжения, а группа зажимов с переключками – для включения токовых счетчиков.

На столе установки расположены ручки регуляторов напряжения РНО–250–0,5Д для грубого и плавного регулирования напряже-

ния и тока. Регуляторы напряжения и тока закреплены на алюминиевой панели, имеющей надписи «Регулировка напряжения» и «Регулировка тока».

Порядок выполнения работы

Ознакомьтесь с конструкциями счетчиков электрической энергии, установленных на лабораторном стенде. Изучите правила техники безопасности при проведении экспериментов на установке У113М.

1. Изучите схему включения счетчика электрической энергии.

2. Снимите график нагрузки предприятия по показаниям счетчиков электрической энергии за один час.

3. Считая этот часовой интервал времени в масштабе равным 1 смене постройте графики $P=f(t)$ и $Q=f(t)$ и определите численные значения показателей графиков электрической нагрузки (P_m , $P_{ср}$, $P_{ск}$, K_c , $K_{зг}$, $K_{ф}$).

4. Считая этот часовой интервал времени в масштабе равным утренним и вечерним часам прохождения максимума нагрузки в энергосистеме (с 9.00 до 11.00 и 17.00 до 19.00) постройте графики $P=f(t)$ и $Q=f(t)$ и определите численные значения показателей графиков электрической нагрузки (P_m , $P_{ср}$, $P_{ск}$, K_c , $K_{зг}$, $K_{ф}$).

5. При проведении измерений примите, что счетчики установлены на границе раздела сетей энергосистемы и предприятия и осуществляют коммерческий учет электроэнергии.

Данные для выполнения пунктов 3 и 4 приведены в таблице 10.2.

Таблица 10.2

Параметры трансформаторов тока и напряжения

Напряжение сети в месте установки счетчиков электрической энергии, кВ	Трансформаторы тока
6	1000/5; 1500/5
10	1000/5; 600/5
35	300/5; 100/5
110	100/5; 75/5

Содержание отчета

1. Цель работы.
2. Порядок выполнения работы.
3. Схемы включения счетчиков электрической энергии.
4. Таблицы результатов измерений графиков нагрузки и графики нагрузки.

5. Показатели графиков электрических нагрузок.
6. Выводы.

Контрольные вопросы

1. Виды учета.
2. Для чего используются счетчики с указателем максимальной нагрузки.
3. Основные показатели графиков нагрузки.
4. Физический смысл средней нагрузки.
5. Физический смысл среднеквадратической нагрузки.
6. Двухставочный и одноставочный тариф оплаты за электроэнергию.

Список литературы

1. ГОСТ 6570-75 Счетчики электрической активной и реактивной энергии.
2. Ф.А. Зыкин, В.С. Каканович. Измерение и учет электрической энергии, - М., Энергоиздат, 1982.

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 11

Тема: Исследование режимов напряжения сельской радиальной сети

Цель работы: 1. Определение экспериментальным путем напряжения в контрольных точках схемы (рис. 11.1) для различных ответвлений понижающих трансформаторов Т2 и Т5 при заданном преподавателем ответвлении повышающего трансформатора Т1.

2. Определение потерь напряжения на участках сети и в трансформаторах.

3. Выбор оптимальных ответвлений на трансформаторах Т2 и Т5.

Краткие теоретические сведения

В настоящее время сельские потребители снабжаются электроэнергией, как правило, по радиальным электрическим сетям от районных ТП.

Чтобы обеспечить качество напряжения, значение которого для сельских электроустановок не должно отличаться от номинального значения более, чем на $\pm 7.5\%$ (для комплексов $\pm 5\%$), проводят мероприятия по улучшению напряжения. В качестве основного средства применяют встречное регулирование напряжения на районной распределительной подстанции в сочетании с подбором соответствующих ответвлений на потребительских ТП. Под встречным регулированием напряжения понимают принудительное повышение напряжения в сетях в период наибольших нагрузок и его снижения в период наименьших нагрузок. В тех случаях, когда при помощи встречного регулирования напряжения на районных ТП и подбора ответвлений на трансформаторах потребительских подстанций не удастся получить допустимые уровни напряжения, используют групповое или местное регулирование напряжения другими способами.

В качестве средств группового регулирования напряжения применяют вольтодобавочные трансформаторы или устройства емкостной компенсации.

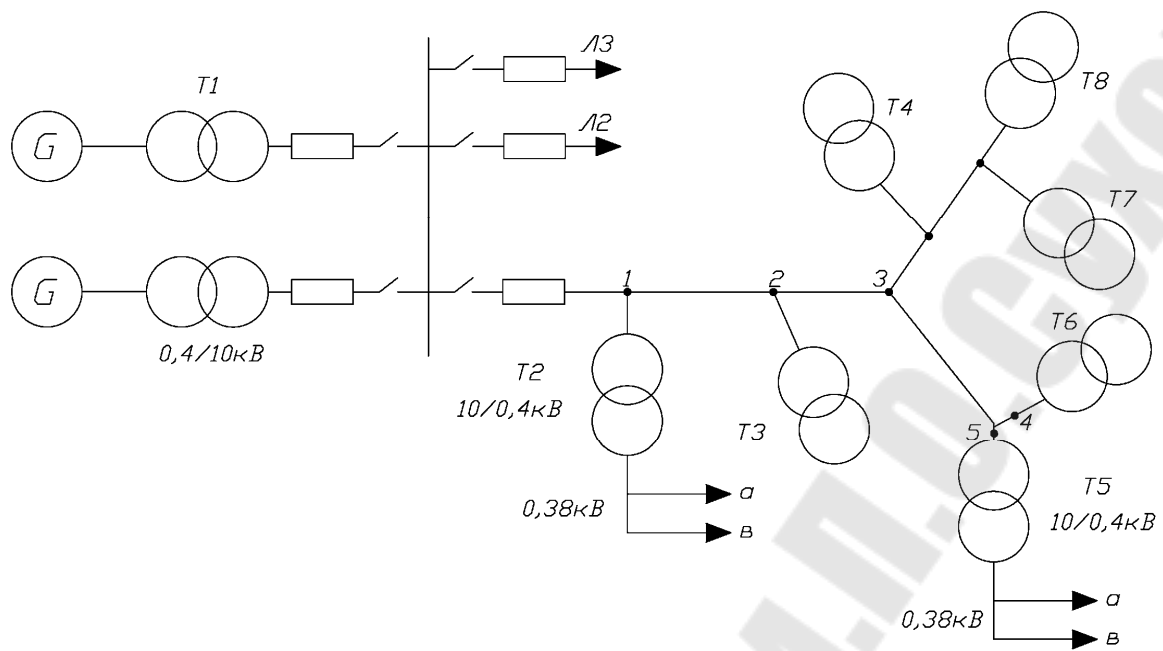


Рис. 11.1. Схема сельской радиальной сети

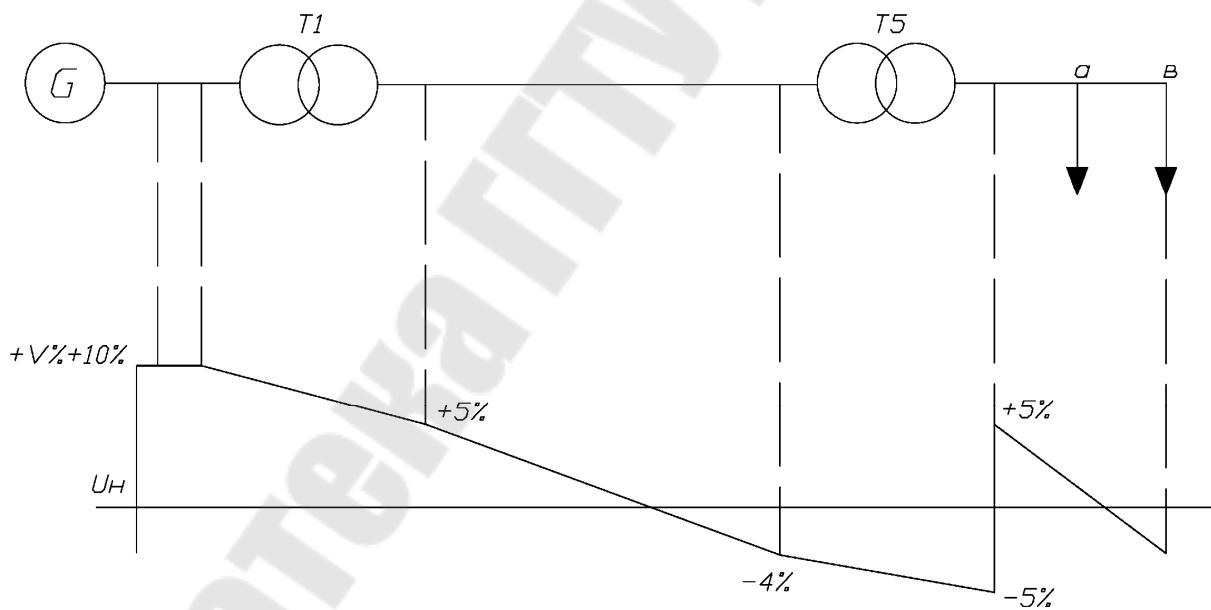


Рис. 11.2. Принцип построения эпюров распределения уровней напряжения в исследуемой сети

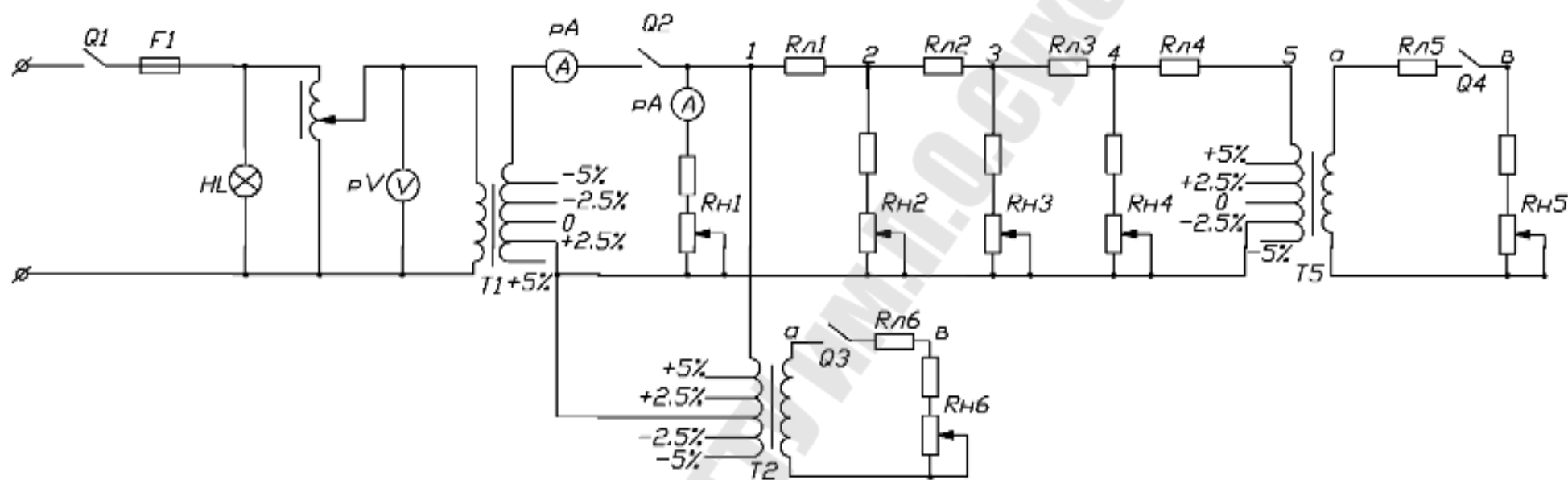


Рис. 11.3. Схема замещения части сельской радиальной сети

В качестве средств местного регулирования используют трансформаторы с изменением коэффициента трансформации под нагрузкой (с РПН). В настоящее время наиболее распространены трансформаторы 10/0,4 кВ с ручным переключением выводов ответвлений при снятой нагрузке и выключенном напряжении (с ПБВ). При этом на обмотке высшего напряжения трансформаторов предусмотрены ответвления, обеспечивающие следующие ступени регулирования: -5; -2,5; 0; +2,5; +5%.

При холостом ходе понижающих трансформаторов номинальной ступени регулирования (0%) соответствует постоянная надбавка напряжения на вторичной стороне, равная +5%.

Суммарно на каждый из 5 ступеней регулирования будут, соответственно, следующие надбавки напряжения: 0; +2,5; +5; +7,5; +10%.

В качестве повышающих трансформаторов, как правило, используют обычные понижающие трансформаторы, но включенные наоборот, т.е. вторичная обмотка понижающего трансформатора для повышающего становится первичной, а переключающие ответвления находятся на вторичной стороне повышающего трансформатора.

В результате этого для повышающего трансформатора номинальная ступень 0% соответствует надбавке -5%, остальные ступени напряжения получают противоположные знаки. Суммарно на каждой из 5 ступеней регулирования будут соответственно, следующие надбавки напряжения: 0; -2,5; -5; -7,5; -10 %.

Нужное ответвление выбирают исходя из уровня напряжения на шинах высшего напряжения подстанции в режиме минимальных и максимальных нагрузок.

При проектировании сельских распределительных сетей для выбора ответвлений задаются двумя условными расчетными режимами: максимальным – 100% нагрузки и минимальным – 25% нагрузки.

Для каждого из режимов находят уровни напряжения на шинах трансформатора и подбирают соответствующую надбавку (ступень регулирования), удовлетворяющую условию допустимых отклонений напряжения ($\pm 7.5\%$ или $\pm 5\%$).

Лабораторный стенд для исследования режимов напряжения радиальной сети

В работе исследуются режимы радиальной сети, питающейся от сельской электрической станции с генераторами G, работающими в блоке с повышающими трансформаторами T1 (рис. 11.1). От шин электрической станции отходят 3 линии (Л1, Л2 и Л3) напряжением 10 кВ, к которым подключены ТП 10/0,4 кВ.

На схеме подробно показана линия Л1, на примере которой проводятся исследования. Ответвления выбирают только на двух трансформаторах Т2 и Т5.

От потребительских трансформаторов Т2 и Т5 отходят низковольтные линии к ближайшим от ТП потребителям α и удаленным β , который обычно находится в конце линии низкого напряжения.

Исследования режимов работы трехфазной сети сельскохозяйственного района проводятся на модели, смонтированной по однофазной схеме замещения (рис. 11.3).

Модель содержит следующие элементы:

1. Лабораторный автотрансформатор АТ (ЛАТР), имитирующий источник питания (генератор G);

2. Повышающий трансформатор Т1 с коэффициентом трансформации 220/100 В и отпайками 0; -5; -2,5; +2,5 и 5%, имитирующий силовой трансформатор блока;

3. Реостат $R_{н1}$ на 2000 Ом, имитирующий суммарную нагрузку двух отходящих линий Л2 и Л3;

4. Трансформатор Т2 с коэффициентом трансформации 100/220 В и с отпайками +5; +2,5; 0; -2,5; -5%, имитирующий потребительский понижающий трансформатор Т2;

5. Сопротивление $R_{л6}$ и $R_{н6}$ по 20 и 4000 Ом, соответственно, имитирующий линию 380 В и сопротивление нагрузки;

6. Сопротивление $R_{л1...}$ $R_{л4}$ по 2 Ома, имитирующие сопротивление участков линии 10 кВ;

7. Переменные сопротивления $R_{н2...}$ $R_{н4}$ по 2000 Ом, имитирующие нагрузки линии в точках 2, 3 и 4 соответственно (трансформаторы Т3, Т4, Т6, Т7, Т8);

8. Трансформатор Т5 с коэффициентом трансформации 100/220 В и с отпайками +5; +2,5; 0; -2,5; -5%, имитирующий потребительский понижающий трансформатор Т5;

9. Сопротивления $R_{л5}$ и $R_{н5}$ по 20 и 4000 Ом соответственно, имитирующие провода линии 380 В и сопротивление нагрузки.

Кроме того, стенд снабжен измерительными приборами (вольтметр и два амперметра) и одним переносным вольтметром повышенного класса точности для измерения напряжений в различных точках сети.

Программа работы и порядок ее выполнения

1. По заданию преподавателя установить заданное напряжение источника питания U_r и ответвление повышающего трансформатора Т1. Напряжение U_r регулируют при помощи лабораторного автотрансформатора АГ и контролируют с помощью вольтметра РВ.

2. Устанавливают режим наибольших нагрузок, для чего рукоятки нагрузочных реостатов $R_{н1} \dots R_{н6}$ устанавливают в соответствующее положение (верхнее по схеме). При установке этого режима необходимо следить за заданным напряжением источника питания U_r .

3. Измеряют значения напряжений в контрольных точках схемы и записывают в таблицу.

4. Потери напряжения на отдельных участках схемы определяют как разность напряжений, замеренных по концам этого участка:

$$\Delta U_{1-2} = U_1 - U_2; \Delta U_{2-3} = U_2 - U_3; \text{ и т.д.}$$

Результаты заносятся в таблицу.

5. Экспериментально определяют надбавки трансформаторов. Опыт проводят при холостом ходе, когда потери напряжения в трансформаторах почти отсутствуют.

Для осуществления режима холостого хода трансформаторов Т1, Т2 и Т5 отключают выключатели, соответственно, Q2, Q3 и Q4.

Надбавку трансформатора при выбранном коэффициенте трансформации трансформатора, определяют по формуле:

$$\Delta V_{н6} = \frac{U_{xx}^1 - U_{xx}^0}{U_{xx}^0} \cdot 100\%,$$

где U_{xx}^0 – напряжение при холостом ходе на нулевом ответвлении, В;

U_{xx}^1 – напряжение при холостом ходе на ответвлении, отличном от 0.

Замеры следует провести для всех ответвлений трансформаторов. Данные замеров и вычислений надбавок свести в таблицу.

6. По результатам измерения потерь напряжения на отдельных участках сети и определения надбавок трансформаторов при холостом ходе выбирают соответствующую надбавку трансформатора и производят все вышеуказанные измерения для режима максимальных нагрузок. При этом отклонения напряжения в точках не должны превышать -7,5 % (или -5%).

7. Устанавливают режим наименьших нагрузок, для чего рукоятки нагрузочных реостатов $R_{н1} \dots R_{н6}$ устанавливают в соответствующее положение (нижнее на схеме). Убеждаются, что отклонения напряжения в точках β не выходят за допустимые пределы +7,5% (или +5 %).

Для этого режима выполняются все вышеуказанные измерения и заносятся в таблицу.

8. Для двух режимов нагрузок – максимального и минимального определяют потери напряжения в трансформаторах. Если напряжение приведено к одной ступени трансформации, то потеря напряжения в трансформаторе при нагрузке при выбранной надбавке составит, В:

$$\Delta U_T = U_{xx} - U_{нагр}, \text{ или } \Delta U_T \% = \frac{U_{xx} - U_{нагр}}{U_{xx}} \cdot 100 \%$$

9. Построить эпюры распределения уровней напряжения в исследуемой сети для двух режимов нагрузок. Пример построения эпюра показан на рисунке 11.2. Уровень оси абсцисс соответствует номинальному напряжению. На ней откладывают вправо участки сети между трансформаторами Т1 и Т5. По оси ординат откладывают надбавки, создаваемые трансформаторами и генератором, и потери напряжения в трансформаторах и на участках сети.

Требования техники безопасности

1. Стенд питается от сети переменного тока напряжением 220 В. Напряжение на гнездах и клеммах, выведенных на лицевую панель – 220 В переменного тока.

2. Запрещается:

- а) включать стенд без разрешения преподавателя;
- б) переключать ответвления трансформаторов, установленных на стенде, без отключения стенда от сети;
- в) устранять неисправности в стенде без разрешения преподавателя.

3. По окончании работы стенд отключить от сети с помощью сетевой вилки.

Содержание отчета

1. Цель работы.

2. Схема исследуемой сельской радиальной сети и схема замещения части сельской радиальной сети.

3. Таблицы измерений напряжения в контрольных точках сети для режимов максимальной и минимальной нагрузок и определенные потери напряжения на отдельных участках сети.

4. Результаты выбора надбавок трансформаторов и определения потерь напряжения в трансформаторах.

5. Эпюры распределения уровней напряжения в исследуемой сети для режимов максимальной и минимальной нагрузок.

Контрольные вопросы

1. Для чего применяют регулирование напряжения?
2. Какие методы регулирования напряжения используют в сельских электрических сетях?
3. Как осуществляется регулирование напряжения трансформаторами?
4. Чем отличаются надбавки понижающих трансформаторов от надбавок повышающих трансформаторов?
5. Как определить напряжение на участках сети в трансформаторах по экспериментальным данным?

Список литературы

1. Будзко И.А. Левин М.С. Электроснабжение сельскохозяйственных предприятий и населенных пунктов. – Мн.: Агропромиздат 2005.

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 12

Тема: Расчет электрических нагрузок по коэффициенту расчетной активной мощности

Цель работы: изучение метода упорядоченных диаграмм для определения расчетных нагрузок заводских потребителей, приобретение практических навыков при выполнении расчетов с применением ЭВМ и пакета EXCEL.

Краткие теоретические сведения

Существует ряд методов определения электрических нагрузок (определение нагрузок по заданному графику нагрузок, коэффициента спроса, упорядоченных диаграмм и т.д.).

Одним из основных универсальных методов определения расчётных электрических нагрузок является метод упорядоченных диаграмм, предложенный Каяловым Г.М.

Расчёт электрических нагрузок основывается на опытных данных и обобщениях, выполненных с применением методов математической статистики и теории вероятности.

Сущность метода заключается в установлении аналитической связи между расчётной мощностью и показателями работы определённых электрических приёмников. Эта зависимость получена на основании систематического применения кривых распределения или упорядоченных диаграмм для значения групповой нагрузки. Диаграммы определяются из опыта для наиболее загруженных смен каждого отдельного приёмника электрической энергии.

Согласно методу упорядоченных диаграмм, расчётная нагрузка для группы электроприёмников определяется по формуле:

$$P_p = K_p \cdot P_c \quad (12.1)$$

где K_p – расчетный коэффициент активной мощности;

P_c – средняя нагрузка группы электроприёмников, кВт;

Средняя мощность P_c силовых электроприемников определяется путем умножения установленных мощностей ЭП $P_{номi}$ на значения коэффициентов использования k_{wi} :

$$P_c = \sum k_{wi} \cdot P_{номi} \quad (12.2)$$

Средняя реактивная мощность

$$Q_c = \sum k_{wi} \cdot P_{номi} \cdot \operatorname{tg}\varphi_i \quad (12.3)$$

где $\operatorname{tg}\varphi_i$ – коэффициент реактивной мощности, соответствующий

средневзвешенному коэффициенту мощности $\cos\varphi_i$, характерному для i -го ЭП данного режима работы.

Величина расчетного коэффициента активной мощности K_p определяется по справочным данным или специальным кривым, в зависимости от эффективного числа приёмников электроэнергии $N_э$, группового коэффициента использования по активной мощности и постоянной нагрева T_0 выбираемого элемента сети – $K_p = f(K_{и}, N_э)$.

Принимаются следующие значения постоянных времени нагрева:

$T_0 = 10$ мин – для сетей напряжением до 1 кВ, питающих распределительные пункты и шинопроводы, сборки, щиты;

$T_0 = 2,5$ ч – для магистральных шинопроводов и цеховых трансформаторов;

$T_0 \geq 30$ мин – для кабелей напряжением 6-10 кВ, питающих цеховые трансформаторы, распределительные подстанции и высоковольтные электроприемники. При этом расчетная мощность принимается равной средней, т.е. $K_p = 1$.

Эффективным числом электроприёмников называется такое число электроприёмников одинаковой мощности, которое обуславливают ту же величину расчётной нагрузки, что и группа электроприёмников различных по мощности и режиму работы. Эффективное число электроприёмников есть отношение квадрата суммы мощностей электроприёмников к сумме их квадратов:

$$N_э = \frac{(\sum p_{ном})^2}{\sum p_{ном}^2}. \quad (12.4)$$

Групповой коэффициент использования $K_{и}$ активной мощности определяется по формуле

$$K_{и} = \frac{\sum_{i=1}^n k_{иi} \cdot p_{иi}}{\sum_{i=1}^n p_{иi}}. \quad (12.5)$$

Расчётная реактивная нагрузка электроприёмников определяется по формуле:

$$Q_p = L_p \cdot \sum Q_c, \quad (12.6)$$

где L_p для реактивной нагрузки принимаются следующими:

$$L_p = 1,1 \text{ при } N_3 \leq 10, \quad L_p = 1,0 \text{ при } N_3 > 10. \quad (12.7)$$

Для магистральных шинопроводов и цеховых трансформаторов, а также для кабелей 6-10 кВ, питающих цеховые трансформаторы, распределительные подстанции и высоковольтные электроприемники

$$L_p = 1.$$

Полная расчётная мощность и расчетный ток:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}; \quad (12.8)$$

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}. \quad (12.9)$$

Пиковой (ударной) нагрузкой называется максимально возможная нагрузка одного или группы электроприемников длительностью в доли или несколько секунд. Такие нагрузки возникают при пусках или самозапущах двигателей трехфазного и постоянного тока, работающих в крановых, тяговых, прокатных приводах, а также при эксплуатационных коротких замыканиях, характерных для электросварки и дуговых печей.

Величину пикового тока используют при выборе устройств защиты и их уставок, в расчетах колебаний напряжения и при проверке самозапуска двигателей.

С достаточной для практических расчетов точностью групповой пиковый ток $I_{\text{пик}}$

$$I_{\text{пик}} = i_{\text{пуск.нб}} + (I_p - k_{\text{и.нб}} \cdot i_{\text{ном.нб}}),$$

где I_p – расчетный ток всех электроприемников, питающихся от данного элемента А;

$i_{\text{пуск.нб}}, i_{\text{ном.нб}}$ – наибольший пусковой ток электроприемника и номинальный ток этого электроприемника в группе, А;

$k_{\text{и.нб}}$ – коэффициент использования электроприемника, о.е.

Краткая характеристика методики для расчета

Методика позволяет выполнить расчет электрических нагрузок по методу упорядоченных диаграмм. Методика содержит следующие листы, в которых размещаются исходные данные, справочная информация, расчетные выражения и результаты расчета, а именно:

Лист "Данные по ЭП" – содержит таблицу-список электрооборудования и справочную информацию по электроприемникам. Кроме того, на листе формируется пользователем таблица-список групп

электроприемников, содержащая наименования групп и диапазоны номеров электроприемников, входящих в эти группы.

Лист "Расчет" – содержит расчетные формулы для определения нагрузки по заданной пользователем группе электроприемников. Кроме наименования расчетной группы пользователь должен задать (в случае необходимости) номинальное напряжение электроприемников и признак узла нагрузки:

- 1 – для сетей до 1 кВ;
- 2 – для шин ЦТП и магистральных шинопроводов;
- 3 – для шин и кабелей 6кВ и выше.

Лист "**Результат**" – служит для размещения результата расчета в виде конечных цифр после выполнения макрокоманды "Расчет".

Лист " **K_p для сетей 1000В**" – содержит справочную таблицу со значениями коэффициента расчетной нагрузки $K_p(N_\Sigma, K_{и})$ для сетей 0,4кВ по коэффициенту использования $K_{и}$ и числу эффективных электроприемников N_Σ .

Лист " **K_p для ЦТП до 1кВ**" – содержит справочную таблицу со значениями коэффициента расчетной нагрузки $K_p(N_\Sigma, K_{и})$ для расчета нагрузок цеховых трансформаторных подстанций и магистральных шинопроводов до 1кВ.

Лист " **K_0 для РП и ГПП**" – содержит справочную таблицу со значениями коэффициента одновременности для расчетной нагрузки $K_0(K_{и}, N)$ по средневзвешенному коэффициенту использования и количеству присоединений. Коэффициент K_0 используется для расчета нагрузок шин распределительных пунктов и ГПП напряжением 6-10кВ.

Лист "Вспомогательные вычисления" – содержит расчетные выражения для определения коэффициента использования $K_{и}$ по N_Σ с использованием метода линейной интерполяции при N_Σ отличных от целых значений.

Ограничения на расчеты: кол-во электроприемников – до 100; кол-во групп - до 100.

Рабочее задание

1. Подготовить исходные данные в соответствии с вариантом задания.
2. Занести исходные данные в книгу XLS, сформировать группы электроприемников расчетная нагрузка которых будет определяться и выполнить расчет.
3. Получить распечатку результатов расчета.

Ход работы:

1. Загрузить программу EXCEL и открыть книгу xls. На листе книги "Данные по ЭП" заполнить исходные данные раздела "Параметры электрооборудования" в соответствии с графами таблицы (см. табл.6.1). Предварительно электроприемники должны быть сгруппированы по группам, электроприемники одной группы должны следовать друг за другом.

Таблица 12.1

Параметры электрооборудования									Группы потребителей		
№ п/п	№ по плану	Наименование оборудования	Кол-во	P_n , кВт	K_n , о.е.	$\cos\varphi$ о.е.	I_n , А	I_p/I_n , о.е.	Наименование	Эл. пр-ки	
										с	по
1	1а	Вентилятор	1	22,00	0,65	0,87	42,7	6	Группа-1 ШС-4	1	2
2	1б	Вентилятор	1	22,00	0,65	0,87	42,7	6			
3	2	Вентилятор	1	40,00	0,65	0,9	54,2	7	Группа-2 ШС-13	3	7
4	3	Вентилятор	1	55,00	0,65	0,88	103	6,5			
5	4	Ворошитель	1	15,00	0,6	0,91	28,3	7,5			
6	5а	Шнек	1	3,00	0,6	0,82	16,4	6,5			
7	5б	Шнек	1	3,00	0,6	0,82	16,4	6,5			
8	6	Экстрактор	1	11,00	0,6	0,82	22	6,5	Группа-3 ШС-14	8	13
9	7	Сито	1	7,50	0,6	0,88	14,8	6,5			
10	8а	Транспортер	1	10,00	0,6	0,85	15,7	7,5			
11	8б	Транспортер	1	10,00	0,6	0,85	15,7	7,5			
12	9а	Транспортер	1	3,00	0,6	0,82	6,7	6,5			
13	9б	Транспортер	1	3,00	0,6	0,82	6,7	6,5	Цех	1	13

2. Заполнить раздел "Группы потребителей" таким образом, чтобы в первой строке группы приемников были указаны:

- наименование группы (обычно тип силового пункта или шкафа с номером, если они неизвестны, то можно назвать "Группа-1" и т.д.);
- номер первого электроприемника в группе согласно сквозной нумерации раздела "Параметры электрооборудования";
- номер последнего электроприемника в группе согласно сквозной нумерации раздела "Параметры электрооборудования".

Чтобы определить все электроприемники как одну группу в последней строке таблицы в соответствующих колонках необходимо указать название цеха, номер первого электроприемника и номер последнего.

3. Используя элементы форматирования и оформления оформить таблицу с исходными данными в удобном для восприятия виде.

4. Переключиться на лист "*Расчет*", указать в соответствующих клетках

4.1. Признак узла нагрузки:

- 1 – для сетей до 1 кВ;
- 2 – для шин ЦТП и магистральных шинопроводов;

- 3 – для шин и кабелей 6кВ и выше.
- 4.2. Номинальное напряжение сети U_n , кВ.
- 4.3. Наименование узла нагрузки. Узел нагрузки должен быть указан в абсолютном соответствии с наименованием в таблице исходных данных раздела "Группы потребителей". Для того, чтобы избежать ошибок, необходимо в соответствующей клетке записать формулу со ссылкой на клетку в которой содержится название группы. Это можно сделать следующим образом:
- набрать символ формулы '=';
 - переключиться на лист "Данные по ЭП" щелкнув мышью по соответствующей закладке в списке листов книги;
 - указать курсором на клетку с названием группы, подлежащей расчету (при этом в строке формул появится адрес ссылки на указанную ячейку);
 - закончить ввод формулы нажатием "Enter" на клавиатуре или в строке формул.
5. После ввода наименования узла нагрузки (группы) EXCEL автоматически рассчитает параметры электропотребления для данной группы. Необходимо убедиться в том что расчет выполнен для электроприемников, входящих в эту группу. Если расчет выполнен верно, то необходимо запустить на выполнение макрокоманду "Расчет" (макрокоманда может быть выполнена при нажатии клавиш Ctrl+R или из меню **СЕРВИС\МАКРОС\ВЫПОЛНИТЬ**). Данная макрокоманда копирует расчетную таблицу на лист "Результат" и удаляет пустые строки.
6. Повторить выполнение п.5. для других групп потребителей включая цех.
7. Вывести исходные данные и результаты расчета на печать. Предварительно необходимо в разделе ПАРАМЕТРЫ СТРАНИЦЫ задать параметры печати:
- 7.1. СТРАНИЦА – ориентация альбомная или книжная, масштаб – разместить не более чем на 1 страницу;
- 7.2. ПОЛЯ – использовать предлагаемые по умолчанию или подобрать другие;
- 7.3. КОЛОНТИТУЛЫ – создать верхний колонтитул, в левой части которого указать номер учебной группы, в средней – фамилию и.о. студента, в правой установить код формирования даты.
8. Вывести лист результата на печать. Пример результата расчета приведен в табл. 7.2.

Контрольные вопросы

1. Какие физические величины нагрузок подлежат определению и для чего?
2. Какие основные методы определения расчетных нагрузок применяются при проектировании СЭ?
3. Как определяется расчетная нагрузка (активная и реактивная) методом упорядоченных диаграмм?
4. Что такое эффективное (приведенное) число электроприемников и как оно определяется в т.ч. и частными случаями?
5. Как и с какой целью определяют пиковые нагрузки?
6. Перечислите вспомогательные методы определения расчетных нагрузок и объясните когда их целесообразно применять.
7. Назовите порядок определения расчетных нагрузок на напряжении до 1 кВ.
8. Назовите порядок определения расчетных нагрузок на напряжении выше 1кВ.

Таблица 12.2

Результаты расчета электрических нагрузок

Номинальное напряжение $U_n = 0,38$ кВ

Наименование узла нагрузки

Группа-2 ШС-13

№ пп	№ по плану	Исходные данные								Расчетные величины			
		По заданию технологов				по справочным данным				I_n , А	$k_n \cdot p_n$	$k_n \cdot p_n \cdot \text{tg}\varphi$	$n \cdot p_n^2$
		Наименование ЭП	Кол-во шт.	$P_{\text{ном}}$, кВт		K_n	I_n/I_n	$\cos\varphi$	$\text{tg}\varphi$				
				одного ЭП	общая								
3	2	Вентилятор	1	40	40	0,65	7	0,9	0,48	473	26,00	12,59	1600
4	3	Вентилятор	1	55	55	0,65	6,5	0,88	0,54	617	35,75	19,30	3025
5	4	Ворошитель	1	15	15	0,60	7,5	0,91	0,46	188	9,00	4,10	225
6	5а	Шнек	1	3	3	0,60	6,5	0,82	0,70	36	1,80	1,26	9
7	5б	Шнек	1	3	3	0,60	6,5	0,82	0,70	36	1,80	1,26	9
Групповые значения			5		116	0,64			0,52		74,35	38,51	4868
Результаты расчета													
		N_3	K_p	P_p , кВт	Q_p , квар	S_p , кВА	I_p , А	I_n , А					
		2,76	1,20	89	42	99	150	706					

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 13

Тема: Составление картограммы электрических нагрузок завода

Цель работы: изучение методов определения условных центров и зоны рассеивания электрических нагрузок, приобретение практических навыков для выбора оптимального местоположения питающих подстанций на стадии проектирования или эксплуатации (при реконструкции).

Краткие теоретические сведения

Нахождение оптимального размещения подстанций на территории промышленного предприятия (плане цеха) является одной из важнейших задач при построении рациональной системы электроснабжения.

Размещение всех подстанций должно удовлетворять минимуму приведённых затрат на систему электроснабжения.

Выбор места расположения подстанций промышленных предприятий определяется множеством факторов: назначением подстанции (понижительная, распределительная), величиной, характером и размещением электрических нагрузок на плане (генплане) проектируемого объекта, условием окружающей среды и требованиями розы ветров (для открыто расположенных подстанций), развитием промышленных предприятий, технологическими и транспортными ограничениями и др.

Общим же при выборе места расположения трансформаторных и преобразовательных подстанций всех мощностей и напряжений является необходимость расположения подстанций как можно ближе к центру питаемых ими групп нагрузок. Отсутствие от этого правила приводит к увеличению расхода проводов и кабелей, к росту потерь электроэнергии.

Для определения местоположения подстанций на генеральный план проектируемого объекта наносится картограмма электрических нагрузок (КЭН). КЭН представляет собой размещение на генеральном плане предприятия окружностей пропорциональных в выбранном масштабе расчётным нагрузкам цехов. Она позволяет проектировщику наглядно представить размещение нагрузок по территории предприятия.

Каждому цеху соответствует своя определённая окружность, центр которой совпадает с центром нагрузок цеха, а радиус определяется по формуле:

$$R_i = \sqrt{\frac{P_i}{\pi \cdot m}}, \quad (13.1)$$

где P_i – расчётная нагрузка i -го цеха (узла нагрузки);
 m – масштаб для определения площади круга, кВт/мм², исходя из того, что площадь круга соответствует расчётной нагрузке в выбранном масштабе, т.е.:

$$P_i = \pi \cdot R_i^2 \cdot m. \quad (13.2)$$

Картограммы следует наносить на генеральный план предприятия отдельно для активной и реактивной нагрузок, т.к. питание активных и реактивных нагрузок может осуществляться от разных источников.

Имеется ряд математических методов, позволяющих аналитическим путём определить центр электрических нагрузок (ЦЭН) как отдельных цехов, так и всего промышленного предприятия. Эти методы можно разделить на 2 группы.

К первой группе относятся методы, позволяющие определить условный ЦЭН как некоторую постоянную точку на генплане промышленного предприятия, и в связи с этим имеющие соответствующие недостатки. Методы, относящиеся к данной группе, являются разновидностью метода, использующего некоторые положения теоретической механики. Так если считать нагрузки цеха равномерно распределёнными по его площади, то центр нагрузок можно принять совпадающим с центром тяжести фигуры, изображающей цех в плане. Если учитывать действительное распределение нагрузок в цехе, то центр нагрузок уже не будет совпадать с центром тяжести фигуры цеха в плане, и нахождение центра нагрузок сведётся к определению центра тяжести данной системы масс.

Проведя аналогию между массами и электрическими нагрузками цехов P_i , координаты их центра можно определить следующим образом:

$$\begin{aligned} X_0 &= \frac{\sum P_i \cdot X_i}{\sum P_i}; \\ Y_0 &= \frac{\sum P_i \cdot Y_i}{\sum P_i}. \end{aligned} \quad (13.3)$$

где X_i, Y_i – координаты i -го электроприёмника или узла нагрузки, м;
 P_i – расчётная нагрузка i -го электроприёмника или узла нагрузки, кВт.

Таким образом, определяется некоторая постоянная точка на генеральном плане промышленного предприятия. Однако такое допущение нельзя считать строгим, и найденный ЦЭН рассматривается как условный центр. В действительности положение найденного ЦЭН не будет постоянным в следствии:

- а) изменения потребляемой мощности отдельным приёмником, цехом и предприятием в целом;
- б) изменения сменности промышленного предприятия;
- в) развития предприятия. В связи с этими факторами ЦЭН описывает во времени на генплане промышленного предприятия фигуру сложной формы (зону рассеяния ЦЭН).

Методы, позволяющие определить ЦЭН в виде зоны его рассеяния, относятся ко второй группе методов.

Для определения зоны рассеяния ЦЭН необходимо знать закон распределения координат ЦЭН. Было установлено, что распределение случайных координат ЦЭН подчиняется нормальному закону (закону Гаусса-Лапласа), т.е.:

$$f(x) = \frac{1}{\sigma_X \sqrt{2 \cdot \pi}} \cdot e^{-\frac{(X-A_x)^2}{2\sigma_X^2}}; \quad f(y) = \frac{1}{\sigma_Y \sqrt{2 \cdot \pi}} \cdot e^{-\frac{(Y-A_y)^2}{2\sigma_Y^2}}, \quad (13.4)$$

где A_x, A_y – математические ожидания случайных величин (координат);

σ_X^2, σ_Y^2 – дисперсии случайных координат.

Обозначив:

$$h_X = \frac{1}{\sigma_X \cdot \sqrt{2}}; \quad h_Y = \frac{1}{\sigma_Y \cdot \sqrt{2}}, \quad (13.5)$$

получим:

$$f(x) = \frac{h_X}{\sqrt{\pi}} \cdot e^{-h_X^2 \cdot X^2}; \quad f(y) = \frac{h_Y}{\sqrt{\pi}} \cdot e^{-h_Y^2 \cdot Y^2}, \quad (13.6)$$

где h_X, h_Y – меры точности случайных величин.

Плотности распределения вероятностей случайных координат изображаются в прямоугольной системе координат в виде кривой

нормального распределения. Двумерная плотность распределения вероятностей случайных независимых координат выражается формулой:

$$f(x, y) = \frac{h_x \cdot h_y}{\pi} \cdot e^{-(h_x^2 \cdot X^2 + h_y^2 \cdot Y^2)}. \quad (13.7)$$

При определении теоретического закона распределения величины, входящие в данную формулу неизвестны и при их определении предполагается, что они совпадают с соответствующими величинами эмпирического распределения. Числовые характеристики эмпирического распределения определяются из следующих выражений:

$$A_x = \sum_{k=1}^N X_k \cdot P_{kX}; \quad A_y = \sum_{k=1}^N Y_k \cdot P_{kY}. \quad (13.8)$$

$$\sigma_x^2 = \sum_{k=1}^N P_{kX} (X_k - A_x)^2; \quad \sigma_y^2 = \sum_{k=1}^N P_{kY} (Y_k - A_y)^2. \quad (13.9)$$

Определим зону рассеяния ЦЭН. Пересечём поверхность нормального распределения горизонтальной плоскостью (H), параллельной плоскости X_0Y . Проекция полученного сечения на плоскость X_0Y ограничена кривой, которая описывается выражением:

$$H = Q \cdot e^{-(h_x X^2 + h_y Y^2)}$$

или
$$\ln \frac{Q}{H} = h_x^2 X^2 + h_y^2 Y^2, \quad (13.10)$$

где:
$$Q = \frac{h_x h_y}{\pi}. \quad (13.11)$$

Тогда имеем уравнение эллипса, полуоси R_x, R_y которого равны:

$$R_x = \frac{1}{h_x} \sqrt{\ln \frac{Q}{H}}; \quad R_y = \frac{1}{h_y} \sqrt{\ln \frac{Q}{H}}. \quad (13.12)$$

Определим вероятность попадания случайных координат внутрь (λ) – эллипса, обозначив:

$$\ln \frac{Q}{H} = \lambda^2, \quad (13.13)$$

получим уравнение эллипса:

$$\lambda^2 = h_x^2 \cdot X^2 + h_y^2 \cdot Y^2. \quad (13.14)$$

Вероятность $P(\lambda)$ попадания случайных координат X, Y внутрь (λ) – эллипса равна:

$$P(\lambda) = \frac{h_X \cdot h_Y}{\pi} \iint_{S_\lambda} e^{-(h_X^2 X^2 + h_Y^2 Y^2)} dx dy, \quad (13.15)$$

где: S_λ – площадь, ограниченная (λ) – эллипсом.

$$P(\lambda) = 1 - e^{-\lambda^2}. \quad (13.16)$$

Приняв в качестве доверительной вероятности значение $P(\lambda) = 0,95$ и решив предыдущее уравнение, получим $\lambda^2 = 3$. Следовательно:

$$R_x = \frac{\sqrt{3}}{h_X}; \quad R_y = \frac{\sqrt{3}}{h_Y}. \quad (13.17)$$

Таким образом, зона рассеяния ЦЭН промышленного предприятия представляет собой эллипс. Форма эллипса зависит от соотношения величин h_X, h_Y . Для построения зоны рассеяния ЦЭН достаточно осуществить параллельный перенос осей координат так, чтобы начало новой системы совпало с величинами математических ожиданий Q_x, Q_y . По значениям радиусов полуосей эллипса R_x, R_y , совпадающих по направлению с осями новой системы координат, и строится зона рассеяния координат ЦЭН.

На зону рассеяния ЦЭН промышленного предприятия оказывают существенное влияние зоны рассеяния ЦЭН цехов, посылая свои возмущения не из одной точки (условный ЦЭН), а из разных точек так, как будто ЦЭН цеха скользит по своему эллипсу рассеяния. В связи с этим зона рассеяния ЦЭН предприятия, во-первых, увеличивается в размерах и, во-вторых, с учётом поворота осей эллипсов рассеяния цехов, приближается к окружности.

Если известен ряд значений пары чисел X_i, Y_i , то эмпирический, т. е. полученный на основании экспериментальных данных, коэффициент корреляции можно определить по следующей формуле:

$$K_k = \frac{\sum_1^N (X_i - A_x)(Y_i - A_y)}{\sqrt{\sum_1^N (X_i - A_x)^2 \cdot \sum_1^N (Y_i - A_y)^2}}, \quad (13.18)$$

где N – количество пар чисел статистической совокупности;
 X_i, Y_i , – координаты i -й нагрузки, м
 A_x, A_y – эмпирические математические ожидания, м.

В общем случае коэффициент корреляции может иметь значения $-1 < K_k < 1$.

Следовательно, можно сказать, что оси эллипса рассеяния образуют с осями координат некоторый угол (α), который определяется следующим образом:

$$\alpha = \frac{\operatorname{arctg} \frac{2 \cdot K_k \cdot \sigma_X \cdot \sigma_Y}{\sigma_X^2 - \sigma_Y^2}}{2}, \quad (13.19)$$

где σ_X^2, σ_Y^2 – эмпирические дисперсии.

Угол α может быть положительным или отрицательным в зависимости от выбранного положения осей координат; значение его находится в прямой зависимости от коэффициента корреляции.

Обычно при выборе координатных осей стараются заранее сориентировать координатные оси так, чтобы они примерно совпали с осями симметрии эллипса рассеяния. В этом случае нормальный закон распределения будет определяться выражением (7.4), а его числовые характеристики – формулами (7.5, 7.8, 7.9). Когда это сделать невозможно заранее, для построения эллипса рассеяния начало координат необходимо перенести в точку A_x, A_y , а координатные оси повернуть на угол α . При этом нормальный закон распределения в новой системе координат (ψ, φ) будет иметь вид:

$$f(\psi, \varphi) = \frac{1}{2\pi\sigma_\psi\sigma_\varphi} e^{-\frac{\psi^2}{2\sigma_\psi^2} - \frac{\varphi^2}{2\sigma_\varphi^2}}. \quad (13.20)$$

Величины ψ и φ выражаются через средние квадратичные отклонения в прежней системе координат формулами:

$$\begin{aligned} \sigma_\psi^2 &= \sigma_X^2 \cdot \cos^2 \alpha + K_k \cdot \sigma_X \cdot \sigma_Y \cdot \sin 2\alpha + \sigma_Y^2 \cdot \sin^2 \alpha; \\ \sigma_\varphi^2 &= \sigma_X^2 \cdot \sin^2 \alpha + K_k \cdot \sigma_X \cdot \sigma_Y \cdot \sin 2\alpha + \sigma_Y^2 \cdot \cos^2 \alpha, \end{aligned} \quad (13.21)$$

а полуоси эллипса рассеяния определяются в этом случае следующим образом:

$$R_\psi = \frac{\sqrt{3}}{h_\psi}; \quad R_\varphi = \frac{\sqrt{3}}{h_\varphi},$$

где

$$h_{\text{ш}} = \frac{1}{\sigma_{\text{ш}} \cdot \sqrt{2}}; \quad h_{\text{ф}} = \frac{1}{\sigma_{\text{ф}} \cdot \sqrt{2}}. \quad (13.22)$$

Таким образом, для выбора оптимального местоположения питающих подстанций на стадии проектирования или эксплуатации (при реконструкции), необходимо определять зоны рассеяния центров электрических активных и реактивных нагрузок отдельно, для оптимального размещения соответствующих источников мощности по территории промышленного предприятия, по методике изложенной выше. При этом необходимо учитывать перспективу развития предприятия через 10 – 15 лет. Следовательно, наиболее правильной постановкой задачи является определение местоположения подстанций с учётом динамики электропотребления как отдельных цехов, так и всего промышленного предприятия.

Рабочее задание

1. Подготовить исходные данные в соответствии с вариантом задания.
2. Занести исходные данные в электронную таблицу, выполняющую расчет картограммы нагрузок и параметров зоны рассеяния условного центра электрической нагрузки для промышленного предприятия.
3. Получить распечатку результатов расчета.
4. Выполнить построение картограммы нагрузок и эллипса зоны рассеяния условного центра нагрузок на плане размещения цехов предприятия.

Порядок выполнения работы:

1. Загрузить программу EXCEL.
2. В соответствующей клетке указать ФИО выполняющего лабораторную работу.
3. Заполнить исходными данными таблицу для расчета центра электрических нагрузок: координаты (X_i, Y_i) и нагрузку P_i для i -го объекта на генплане согласно заданного варианта.
4. Подобрать в соответствующей клетке значение масштаба m (кВт/см) для расчета радиусов окружностей.
5. Заполнить графики нагрузок в таблице для расчета зоны рассеяния условно ЦЭН в соответствии с вариантом задания. Программа ав-

томатически выполнит расчеты и разместит результаты в соответствующих клетках таблицы.

6. Результаты расчетов вывести на печать. Пример результата расчета приведен в табл. 7.1.

Контрольные вопросы

1. Понятие центра электрических нагрузок, для чего его определяют?
2. Какие существуют методы определения ЦЭН?
3. Понятие зоны рассеяния ЦЭН и причины ее возникновения.
4. Для чего определяют зону рассеяния ЦЭН и от чего зависят ее размеры?
5. Картограмма нагрузок, для чего ее выполняют и каким образом?
6. Какие характеристики электропотребления отображают на картограмме нагрузок?

Таблица 13.1

Результаты расчета картограммы нагрузок

Выполнил		ФИО				Дата	20.11.02 8:14	
Масштаб	m=	2	кВт/см ²					
<i>Расчет условного ЦЭН</i>								
Параметр	Потребитель						Центр	
	1	2	3	4	5	6		
X, м	210	320	220	590	590	1010	789	
Y, м	560	370	200	460	210	410	390	
P, кВт	90	45	85	185	160	860		
R _a , см	3,78	2,68	3,68	5,43	5,05	11,70		
<i>Расчет условного ЦЭН и зоны рассеяния</i>								
T, час	Суточный график						X ₀	Y ₀
1	30	11	41	110	81	186	696	377
2	25	10	40	100	80	170	694	372
3	25	10	35	95	77	153	689	373
4	20	10	30	95	73	140	692	373
5	15	10	30	95	76	140	697	369
6	10	10	30	100	81	150	709	367
7	20	12	35	110	98	195	714	370
8	50	20	56	132	121	410	751	381
Центр эллипса		Среднее значение					705	373
Статистические параметры нагрузок		Ср. квадрат-е откл-е				σ^2	2901	144
		Стандартное откл-е				σ	19,0	4,2
		Ковариация				cov		329
		Корреляция				K		0,51
Угол наклона осей эллипса						α	0,117	рад
							6,7	град
		Дисперсия по оси ψ				σ_ψ	19,17	
		Дисперсия по оси φ				σ_φ	3,63	
Радиусы полуосей эллипса						R _{ψ}	47,0	м
						R _{φ}	8,9	м

Список литературы

1. Электрические нагрузки промышленных предприятий / С.Д. Волобринский, Г.М. Каялов, П.Н. Клейн и др. Л.: Энергия, 1971.
2. Конюхова Е.А. Электроснабжение объектов. –М.: Издательство «Мастерство», 2001. – 320с.
3. Шидловский А.К., Вагин Г.Я., Куренный Э.Г. Расчеты электрических нагрузок систем электроснабжения промышленных предприятий. – М.: Энергоатомиздат, 1992. – 224с.
4. Радкевич В.Н. Проектирование систем электроснабжения: Учеб. пособие. – Мн.: НПООО "ПИОН", 2001. –292с.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	3
Лабораторная работа № 1. Использование графиков электрических нагрузок в решении задач электроснабжения.....	4
Лабораторная работа № 2. Определение параметров схемы замещения трехобмоточного трансформатора	33
Лабораторная работа № 3. Режимы работы нейтрали в электрических сетях	42
Лабораторная работа № 4. Определение групп соединения трехфазных трансформаторов	59
Лабораторная работа № 5. Защита цеховых электрических сетей предохранителями и автоматическими выключателями	67
Лабораторная работа № 6. Основные элементы систем электроснабжения промышленных предприятий	79
Лабораторная работа № 7. Оперативные переключения в схемах электроснабжения	82
Лабораторная работа № 8. Исследование влияния отклонения напряжения на работу асинхронного двигателя	96
Лабораторная работа № 9. Исследование влияния режимов работы потребителя на потери мощности и регулирование реактивной мощности нагрузки	107
Лабораторная работа № 10. Измерение и учет электрической энергии на предприятиях	117
Лабораторная работа № 11. Исследование режимов напряжения сельской радиальной сети	128
Лабораторная работа № 12. Расчет электрических нагрузок по коэффициенту расчетной активной мощности	136
Лабораторная работа № 13. Составление картограммы электрических нагрузок завода	144

Бахмутская Валентина Владимировна

**ПОТРЕБИТЕЛИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ
И ЭЛЕКТРОМАГНИТНАЯ СОВМЕСТИМОСТЬ**

**Лабораторный практикум
по одноименному курсу для студентов специальности
1-43 01 02 «Электроэнергетические системы и сети»
дневной формы обучения**

Подписано к размещению в электронную библиотеку
ГГТУ им. П. О. Сухого в качестве электронного
учебно-методического документа 05.06.12.

Пер. № 9Е.

<http://www.gstu.by>