

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Кузбасский государственный технический университет имени Т. Ф. Горбачева»

Кафедра электроснабжения горных и промышленных предприятий

Составитель
Г. В. Греф

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ

**Методические указания к лабораторным занятиям
для студентов всех форм обучения**

Рекомендованы учебно-методической комиссией направления
13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника» в качестве
электронного издания для использования в учебном процессе

Кемерово 2017

Рецензенты:

С.А. Захаров – заведующий кафедрой электроснабжения горных и промышленных предприятий

И. Ю. Семькина – председатель учебно-методической комиссии направления подготовки 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»

Греф Галия Вазиховна

Электроснабжение: методические указания к лабораторным занятиям [Электронный ресурс]: для студентов направления 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника», образовательная программа «Электроснабжение», всех форм обучения / сост. Г. В. Греф; КузГТУ. – Кемерово, 2017. – Систем. требования: PentiumIV; ОЗУ 8 Мб; Windows XP; мышь. – Загл. с экрана.

Составлено в соответствии с рабочей программой дисциплины «Электроснабжение» и предназначено для проведения лабораторных работ.

© КузГТУ, 2017

© Греф Г. В.,
составление, 2017

Содержание

Инструкция по регистрации к лабораторным работам	3
Лабораторная работа № 1. Графики электрических нагрузок.....	8
Лабораторная работа № 2. Компенсация реактивной мощности.....	28
Лабораторная работа № 3. Исследование режимов работы нейтрали.....	40
Лабораторная работа № 4. Исследование показателей качества электроэнергии в системах электроснабжения.....	50

ИНСТРУКЦИЯ ПО РЕГИСТРАЦИИ К ЛАБОРАТОРНЫМ РАБОТАМ

Образовательной программой «Электроснабжение» предусмотрено проведение лабораторных занятий по дисциплине «Электроснабжение» для студентов, обучающихся по направлению 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника», всех форм обучения.

Регистрация

После запуска программы для доступа к выполнению работ требуется пройти процедуру регистрации. Для этого надо нажать кнопку «Регистрация» и в появившемся окне ввести ваши личные данные. Фамилия, имя и отчество вводятся полностью. Буквенная составляющая наименования вашей группы вводится большими русскими буквами. Если в вашей группе всего одна подгруппа, следует вводить номер подгруппы – 1. После ввода личных данных нажмите кнопку «Зарегистрироваться», и если данные введены правильно, в строке «Статус» появится сообщение об успешной регистрации, а в строке «Присвоенный код» появится ваш личный код. Запишите его – он потребует вам во всем курсе лабораторных работ. После успешной регистрации нажмите кнопку «Выход» и вы вернетесь к окну «Вход в систему». Введите ваш личный код и затем нажмите кнопку «Вход».

Помните: неправильный ввод ваших личных данных приведет к тому, что даже полностью выполненная лабораторная работа не будет зачтена.

Главное меню

Перед вами появится главное меню программы. Для того чтобы ознакомиться с теоретическими материалами по лабораторным работам, выберите пункт «Теория». Чтобы приступить к выполнению лабораторных работ выберите пункт «Лабораторные работы». Если вы хотите проверить свои знания по данной теме, выберете пункт «Тест». Чтобы получить справку о работе программы, выберете пункт «Помощь». Для того, чтобы полу-

чить информацию о программе и авторах, выберете пункт «О программе».

Первые три пункта меню разбиты на подпункты, в зависимости от того, какая из лабораторных работ вас интересует.

Перед выполнением лабораторных работ рекомендуется ознакомиться с теоретическими материалами по данной лабораторной работе, однако следует помнить, что материала, содержащегося в теории, не вполне достаточно для полного и правильного выполнения работы, и вам необходимо пользоваться литературой, представленной в списке в конце теоретических материалов.

После ознакомления с теорией можно приступать непосредственно к выполнению лабораторных работ. В главном меню выберите пункт «Лабораторные работы», а затем выберите требуемую лабораторную работу из списка.

Помните: лабораторные работы выполняются в том порядке, в котором они даны в списке, поэтому нельзя, не выполнив предыдущую лабораторную работу, выбрать следующую.

Структура и правила выполнения лабораторных работ

Панель инструментов в лабораторной работе содержит следующие элементы:

- строка «Код», в которой отображается ваш личный код;
- кнопка «Сохранить», служащая для сохранения изменений в процессе выполнения лабораторной работы;
- кнопки «Перемотка вверх» и «Перемотка вниз» для перемотки хода выполнения лабораторной работы в начало или конец соответственно;
- кнопка «Помощь» для получения информации о правилах пользования программой;
- кнопка «Выход» для выхода в предыдущий пункт программы.

Помните: если вы не сохранили изменения в лабораторной работе нажатием кнопки «Сохранить», то при нажатии кнопки «Выход» все сделанные вами изменения будут потеряны.

Каждая лабораторная работа разделена на несколько шагов, выполняемых последовательно в представленном порядке.

Помните: нельзя выполнять шаги не по порядку, так как это приведет к ошибочным результатам.

В начале каждого шага может стоять кнопка «?», такие же кнопки могут располагаться около формул и графиков. Это означает, что по данному элементу лабораторной работы в теоретических материалах присутствует справка, и, нажав на кнопку «?», вы можете получить справку непосредственно в процессе выполнения лабораторной работы.

Если в шаге содержится таблица либо поля ввода, их необходимо заполнить.

Помните: вводить данные следует только в белые поля, попытка изменения данных, представленных в серых полях таблицы, не даст результатов. В поля вводятся только цифры, разделение целой и дробной части числа производится точкой «.» (например – 4.5).

Для того, чтобы по рассчитанным и введенным в поля ввода данным построить график, необходимо нажать на кнопку «Нарисовать график».

В конце каждого шага необходимо произвести проверку правильности его выполнения. Для этого служит кнопка «Проверка». После её нажатия вы увидите оценку правильности выполнения шага:

– «Неправильно» – в ходе выполнения данного шага вы допустили существенные ошибки и вам необходимо переделать шаг заново;

– «Близко к правде» – в ходе выполнения данного шага вы допустили неточности, вам рекомендуется их устранить, так как в дальнейшем эти неточности могут привести к все более существенным расхождениям ваших ответов с правдой;

– «Правильно» – шаг выполнен правильно, можно приступать к выполнению следующего шага.

После выполнения всей лабораторной работы следует сделать вывод в специально отведенном для этого поле ввода, в соответствии с требованиями программы.

После того как лабораторная работа полностью закончена и написан вывод, следует сохранить все изменения нажатием на кнопку «Сохранить», а затем сформировать отчет. Он формируется автоматически путем нажатия на кнопку «Сформировать отчет».

Отчет формируется в виде html-файла и содержит все необходимые данные, таблицы и графики, а также вывод по лабораторной работе. Отчет можно сохранить на дискету с последующей возможностью распечатки, либо при наличии сетевого принтера сразу же отправить на печать. Отчет потребуется студенту при защите лабораторной работы.

Помните: все данные о вас и выполненных вами лабораторных работах хранятся у преподавателя, поэтому не имеет смысла вносить какие-либо изменения в отчет вручную, так как любое несоответствие между отчетом и лабораторной работой приведет к автоматической незащите вами лабораторной работы.

Тест

Если вы хотите проверить ваши знания по какой-либо из работ, либо защита лабораторной работы проводится в форме теста, вы должны выбрать в главном меню программы пункт «Тест», а затем выбрать тему желаемого теста и нажать на кнопку «Начать тест».

Откроется окно, где наверху в центре будет написано название теста, наверху справа – оставшееся время на выполнение теста и процент отвеченных вопросов.

Помните: на выполнение каждого теста дается определенное время, по истечении которого выполнение теста будет автоматически прервано, произведена проверка данных ответов и выведен результат теста.

Для того, чтобы выбрать нужный ответ на вопрос, необходимо отметить его галочкой. Чтобы перейти к следующему вопросу, следует нажать кнопку «Вперед», а чтобы вернуться к предыдущему вопросу – кнопку «Назад». Кроме того, переходить к другому вопросу можно, указав мышкой вопрос в списке вопросов, расположенном под названием теста, и нажав на левую кнопку мыши. Номера вопросов, на которые вы еще не ответили, указываются на светло-сером фоне, номера вопросов, на которые вы ответили – на темно-сером фоне. Если вы сомневаетесь в своем ответе и хотите вернуться к нему позже, можно нажать на кнопку «Закладка +», и на номере вопроса появится черный контур – вопрос отмечен. После того, как вы ответили на вопрос,

помеченный закладкой, закладку можно снять, нажав на кнопку «Закладка →».

После ответа на все вопросы необходимо нажать на кнопку «Проверка» и программа произведет проверку правильности данных вами ответов и выведет отчет.

Если защита лабораторной работы производится в форме теста, обратитесь к преподавателю, чтобы он зафиксировал ваш результат.

Лабораторная работа № 1. ГРАФИКИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

Цель работы – определение показателей графиков электрических нагрузок.

Методические указания

При самостоятельной подготовке к лабораторной работе № 1 необходимо предварительно ознакомиться с теоретической частью.

Краткие теоретические сведения

При проектировании систем электроснабжения (СЭС) выполняется ряд расчетов, результаты которых позволяют выбрать оборудование подстанций, сечение и материал проводников, наиболее экономичные способы передачи электроэнергии, конфигурацию сети и т. п. Определение расчетных электрических нагрузок и учет изменения их во времени в этом случае является исходным материалом для всего последующего проектирования. При проектировании и эксплуатации электрических сетей промышленных предприятий приходится иметь дело с различными видами их нагрузок: по активной мощности P , по реактивной мощности Q и по току I .

Кривая изменения активной, реактивной и токовой нагрузки во времени называется **графиком нагрузки** по активной, реактивной мощностям и току соответственно.

Графики нагрузок дают возможность определить некоторые показатели, необходимые при расчетах нагрузок, и более рационально выполнить систему электроснабжения.

Назначение и классификация графиков нагрузок

Электрическая нагрузка характеризует потребление электрической энергии отдельными приемниками, группой приемников в цехе, цехом и заводом в целом. При проектировании и экс-

плуатации СЭС промышленных предприятий основными являются три вида нагрузок:

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

В расчетах СЭС промышленных предприятий используются следующие значения электрических нагрузок:

а) средняя нагрузка за наиболее загруженную смену – для определения расчетной нагрузки и расхода электроэнергии;

б) расчетный получасовой максимум активной и реактивной мощности – для выбора элементов систем электроснабжения по нагреву, отклонению напряжения и экономическим соображениям;

в) пиковый ток – для определения колебаний напряжения, выбора устройств защиты и их уставок.

Электрическая нагрузка может наблюдаться визуально по измерительным приборам. Регистрировать изменения нагрузки во времени можно самопишущим прибором (рис. 1.1). В условиях эксплуатации изменение нагрузки по активной и реактивной мощностям во времени записывают, как правило, в виде ступенчатой кривой по показаниям счётчиков активной и реактивной энергии, снятым через одинаковые интервалы времени $t_{\text{и}}$ (рис. 1.2).

Графики нагрузок подразделяют на индивидуальные и групповые.

Индивидуальные графики ($p(t)$, $q(t)$, $i(t)$) необходимы для определения нагрузок мощных приемников электроэнергии (электрические печи, преобразовательные агрегаты главных приводов прокатных станков и др.).

При проектировании СЭС промышленных предприятий используются, как правило, групповые графики нагрузок (от графиков нагрузок нескольких приемников электроэнергии до графиков предприятия в целом). Графики нагрузок всего промышленного предприятия дают возможность определить потребление активной и реактивной энергии предприятием, правильно и рационально выбрать питающие предприятие источники тока, а также выполнить наиболее рациональную схему электроснабжения.

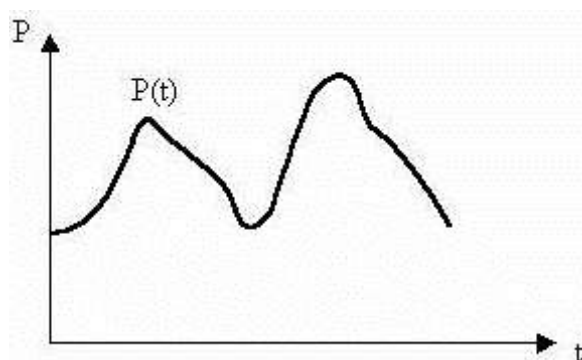


Рис. 1.1. График нагрузок по записи регистрирующих приборов

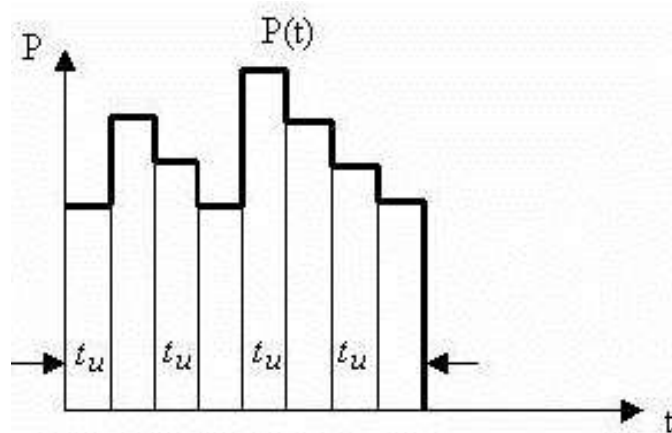


Рис. 1.2. График нагрузки по показаниям счетчика активной энергии

По продолжительности различают суточные и годовые графики нагрузок предприятия. Каждая отрасль промышленности имеет свой характерный график нагрузок, определяемый технологическим процессом производства. Групповой график нагрузок складывается из индивидуальных графиков нагрузок приемников, входящих в данную группу. Степень регулярности групповых графиков определяется типами индивидуальных графиков и взаимосвязью нагрузок отдельных приёмников по технологическому режиму работы.

Основные коэффициенты, применяемые при расчете электрических нагрузок:

Коэффициент использования – основной показатель для расчета нагрузки – это отношение средней активной мощности отдельного приемника (или их группы) к её номинальному значению.

$$K_{u,a} = \frac{P_c}{P_{ном}}; \quad K_{u,a} = \frac{P_c}{P_{ном}} = \frac{\sum_1^n K_{u,a} P_{ном}}{\sum_1^n P_{ном}}$$

Значения коэффициента использования должны быть отнесены к тому же периоду времени (циклу, году, смене), к которому отнесены мощности, на основе которых этот коэффициент вычисляется.

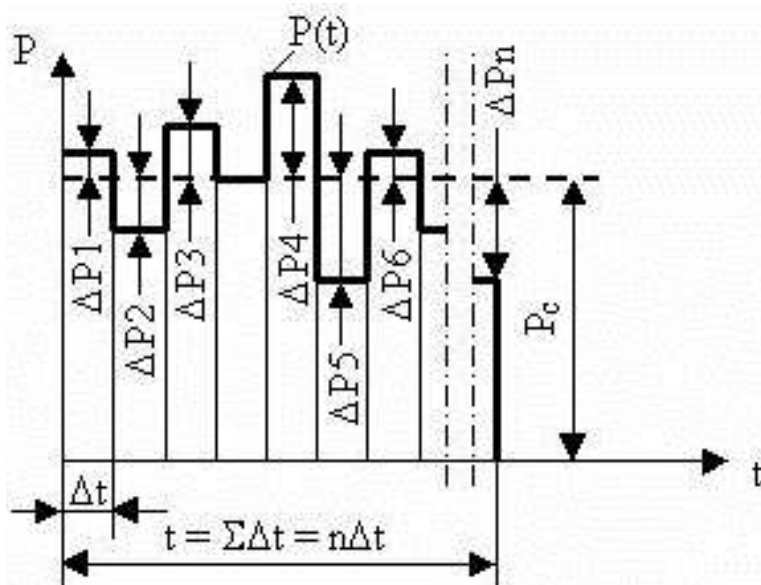


Рис. 1.3. Индивидуальный график активных нагрузок

Для графика активных нагрузок (рис. 1.3) средний коэффициент использования активной мощности приемника за смену может быть определен из выражения

$$K_{u,a} = \frac{P_1 t_1 + P_2 t_2 + P_3 t_3 + \dots + P_n t_n}{P_{ном} (t_1 + t_2 + t_3 + \dots + t_n + t_{науз})} = \frac{\mathcal{E}_a}{\mathcal{E}_{a, \text{возм}}},$$

где \mathcal{E}_a – энергия, потребляемая приемником за смену; $\mathcal{E}_{a, \text{возм}}$ – энергия, которая могла бы быть потреблена приемником за смену при номинальной загрузке его в течение всей смены.

Коэффициентом включения приемника k_B называется отношение продолжительности включения приемника в цикле t_B ко всей продолжительности цикла $t_{\text{ц}}$. Время включения приемника

за цикл складывается из времени работы t_p и времени холостого хода t_x

$$k_B = \frac{t_B}{t_{\text{ц}}} = \frac{t_p + t_x}{t_{\text{ц}}}.$$

Коэффициентом включения группы приемников или групповым коэффициентом включения K_B называется средневзвешенное (по номинальной активной мощности) значение коэффициентов включения всех приемников, входящих в группу, определяемое по формуле

$$K_B = \frac{\sum_1^n k_B P_{\text{ном}}}{\sum_1^n P_{\text{ном}}}.$$

Коэффициентом загрузки $k_{з,а}$ приемника по активной мощности называется отношение фактически потребляемой им средней активной мощности $P_{\text{ср}}$ (за время включения t_B в течение времени цикла $t_{\text{ц}}$) к его номинальной мощности

$$k_{з,а} = \frac{P_{\text{ср}}}{P_{\text{ном}}} = \frac{1}{P_{\text{ном}}} \times \frac{1}{t_B} \times \int_0^{t_{\text{ц}}} p(t) dt = \frac{P_{\text{ср}}}{P_{\text{ном}}} \times \frac{t_{\text{ц}}}{t_B} = \frac{k_{и,а}}{k_B}.$$

Групповым коэффициентом загрузки $K_{з,а}$ по активной мощности называется отношение группового коэффициента использования к групповому коэффициенту включения

$$K_{з,а} = \frac{K_{и,а}}{K_B}.$$

Коэффициентом формы $k_{\phi,а}$ индивидуального или группового графика нагрузок называется отношение среднеквадратичного тока (или среднеквадратичной полной мощности) приёмника или группы приёмников за определенный период времени к среднему значению его за тот же период времени

$$k_{\phi,а} = \frac{P_{\text{ск}}}{P_{\text{ср}}}.$$

Коэффициентом максимума $k_{m,a}$ активной мощности называется отношение расчетной активной мощности к средней нагрузке за исследуемый период времени. Исследуемый период времени принимается равным продолжительности наиболее загруженной смены.

$$k_{m,a} = \frac{P_p}{P_{cp}}.$$

Коэффициентом спроса $K_{c,a}$ по активной мощности называется отношение расчетной P_p (в условиях проектирования) или потребляемой $P_{п}$ (в условиях эксплуатации) активной мощности к номинальной (установленной) активной мощности группы приемников

$$K_{c,a} = \frac{P_p}{P_{ном}} \quad \text{или} \quad K_{c,a} = \frac{P_{п}}{P_{ном}}.$$

Коэффициентом заполнения графика нагрузок $K_{z,z,a}$ называется отношение средней активной мощности к максимальной за исследуемый период времени (обычно $P_m = P(30)$ – максимальная 30-и минутная заявляемая мощность).

Исследуемый период времени принимается равным продолжительности наиболее загруженной смены.

$$K_{z,z,a} = \frac{P_{cp}}{P_m}.$$

Коэффициентом разновременности максимума активных нагрузок $K_{p,m,a}$ называется отношение суммарного расчётного максимума активной мощности узла СЭС к сумме расчётных максимумов активной мощности отдельных групп приемников, входящих в данный узел системы электроснабжения. Этот коэффициент характеризует смещение максимума нагрузок отдельных групп приемников во времени, что вызывает снижение суммарного максимума узла по сравнению с суммой максимумов отдельных групп.

$$K_{p,m,a} = \frac{P_p}{\sum_1^n P_{p,i}},$$

где n – группы электроприёмников.

Основные показатели, характеризующие графики электрических нагрузок

Исходной базой для определения величины нагрузки от групп электроприёмников является номинальная мощность, достаточно достоверная исходная величина для расчета электрических нагрузок. Длительно допустимая по нагреву суммарная номинальная мощность всех приемников группы даёт возможность сделать самую грубую оценку верхнего предела значений расчётной групповой нагрузки. При этом номинальную мощность приемников приводят к нагрузке длительного режима их работы.

Групповая номинальная активная мощность – это сумма номинальных активных мощностей отдельных рабочих приемников

$$P_{ном} = \sum_{i=1}^n P_{ном,i}.$$

Групповая номинальная реактивная мощность – это алгебраическая сумма номинальных реактивных мощностей отдельных рабочих приёмников

$$Q_{ном} = \sum_{i=1}^n q_{ном,i}.$$

Области графиков нагрузки

График нагрузки условно можно разделить на три зоны:

- базисная часть графика нагрузки, остающаяся практически постоянной в течение суток, её можно определить как минимальное значение потребляемой мощности по графику;
- полупиковая зона, лежащая между минимальным значением потребляемой мощности и средним, по графику, её значением;
- пиковая зона, лежащая выше линии среднего значения потребляемой мощности.

Средние и среднеквадратические нагрузки

Среднее значение изменяющейся величины является её основной статистической характеристикой, следовательно, постоянные усредненные значения нагрузки характеризуют переменные нагрузки. Суммарная средняя нагрузка всех приемников электроэнергии группы дает возможность приближенно оценить нижний предел возможных значений расчетной нагрузки. В условиях эксплуатации средние нагрузки рассматривают за определенный характерный интервал времени и определяют по показаниям счетчиков активной и реактивной электроэнергии с помощью следующих выражений

$$P_{cp} = \frac{\int_0^t p(t) dt}{t};$$

$$Q_{cp} = \frac{\int_0^t q(t) dt}{t}.$$

Среднеквадратические нагрузки $P_{ск}$, $Q_{ск}$ за любой интервал времени в общем виде определяют из следующих выражений

$$P_{ск} = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^t P^2(t) dt};$$

$$Q_{ск} = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^t Q^2(t) dt}.$$

где T – рассматриваемый период времени.

Среднеквадратическая мощность $Q_{ск}$ имеет важное значение для оценки эффекта снижения потерь электроэнергии в сетях при повышении коэффициента мощности.

Максимальные и расчетные нагрузки

Максимальные и минимальные нагрузки по графику определяются, как наибольшее и наименьшее значения потребляемых мощностей соответственно.

Максимальные значения активной мощности p_m, P_m , реактивной мощности q_m, Q_m , полной мощности s_m, S_m и тока i_m, I_m представляют собой наибольшие из соответствующих средних значений за некоторый промежуток времени. Максимальные нагрузки характеризуются ожидаемой частотой появления за тот или иной период времени. По продолжительности различают два вида максимальных нагрузок:

1) максимальные длительные нагрузки различной продолжительности (10, 15, 30, 60, 120 мин);

2) максимальные кратковременные нагрузки – пиковые, длительностью 1–2 с, необходимые для проверки колебаний напряжения в сетях, проверки сетей по условиям самозапуска электродвигателей, расчета токов срабатывания максимальной токовой защиты.

Под расчетной нагрузкой по допустимому нагреву понимают такую длительную неизменную нагрузку элемента системы электроснабжения, которая эквивалентна ожидаемой изменяющейся нагрузке по наиболее тяжелому тепловому взаимодействию, максимальной температуре нагрева проводника или тепловому износу его изоляции.

Методы регулирования нагрузки

При разработке оптимальных планов режимов электропотребления необходимо выявить пути снижения нагрузки предприятий в часы максимума нагрузки энергосистемы.

Под регулированием режима электропотребления промышленных предприятий понимается управление, имеющее целью поддерживать изменения в установленных пределах потребляемой мощности и энергии. Регулирование режима электропотребления осуществляется при помощи регулировочных мероприятий. Регулировочные мероприятия осуществляются созданием искусственных режимов работы потребителей и различных организационно-технических мероприятий.

Регулировочные мероприятия можно разделить на следующие группы:

- мероприятия, непрерывно действующие в течение года и не требующие дополнительных капиталовложений;
- мероприятия, периодически действующие в течение года и требующие дополнительных капиталовложений;
- перспективные мероприятия, осуществление которых требует дополнительных капиталовложений.

Регулирование режима электропотребления можно производить за счет создания специальных режимов работы потребителей (потребителей-регуляторов).

Потребители электрической энергии, допускающие изменение электропотребления с учетом ограничений, накладываемых энергосистемой, называются потребителями-регуляторами.

В зависимости от типа графика нагрузки предприятия потребители-регуляторы можно разделить на три группы:

- суточные, обеспечивающие регулирование суточных графиков нагрузки;
- сезонные, обеспечивающие регулирование в часы максимума нагрузки энергосистем в годовом графике нагрузки;
- комбинированные, которые работают часть года как сезонные потребители, а другую часть года – в качестве суточных потребителей-регуляторов.

Задачу регулирования графиков нагрузки энергосистемы следует рассматривать применительно к действующим предприятиям (задача текущего планирования и управления) и к процессу проектирования.

Для успешного и эффективного внедрения регулирования режимов электропотребления необходимо знать технико-экономические и энергетические характеристики технологических процессов. Для этого необходимо:

- обследовать технологические схемы производств по группам основных, вспомогательных и общепроизводительных цехов, технологических установок, агрегатов, определить их технико-экономические и энергетические характеристики;
- выявить возможность снижения мощности технологических установок, агрегатов, глубину и продолжительность этих снижений;
- определить возможность неоднократного в течение суток ограничения (снижения) нагрузок;

- определить возможность создания промежуточных складов (емкостей) полуфабрикатов, сырья, позволяющих отключать на различные сроки отдельные агрегаты технологического процесса или всего процесса;

- определить возможность форсированной работы технологической установки, агрегатов, допустимую степень и длительность форсированного режима;

- определить технико-экономические и энергетические характеристики технологических установок и агрегатов в форсированном режиме;

- выявить потребителей, работу которых можно ограничить часами ночного провала графика нагрузок энергосистемы;

- определить возможность сезонного регулирования нагрузок;

- определить дополнительные затраты предприятия, вызванные регулированием режима электропотребления, в том числе и изменением количества и качества продукции;

- определить возможные варианты компенсации недопуска продукции на данном предприятии или других предприятиях отрасли и необходимые для этого дополнительные капитальные затраты, численность персонала и фонды заработной платы.

Следует отметить, что введение автоматизации способствует реализации регулирования режимов электропотребления.

Однако регулировочные мероприятия на действующих предприятиях ограничены возможностями установленного оборудования.

Регулирование потребляемой мощности в часы максимума нагрузки энергосистемы обычно проводится по следующему плану:

1. Определение глубины регулирования 30-минутной мощности за очередной квартал из графиков электрической нагрузки прошлого года

$$\Delta P = P_{\max} - P_{\min},$$

где P_{\max} , P_{\min} – соответственно наибольшая и наименьшая 30-минутная мощность предприятия за рассматриваемый период, кВт.

2. Выявление потребителей, работающих в период максимума нагрузки энергосистемы, и характера необходимости их участия в производственном процессе;

3. Анализ потребителей по экономической эффективности использования на предприятии;

4. Прогнозирование максимальной 30-минутной мощности предприятия на очередной квартал;

5. Расчет величины максимальной 30-минутной мощности на очередной квартал;

6. Разработка оптимальных планов-графиков регулировочных мероприятий, внедрение которых способствует выравниванию графиков и снижению потребления электрической энергии в период максимума нагрузки энергосистемы.

Практически все предприятия (за редким исключением) допускают в той или иной степени регулирование режима электропотребления, однако, возможности регулирования различны по отбельным предприятиям. Эти возможности ограничиваются схемой электроснабжения предприятия, характером производственных процессов, составом электроприёмников и отсутствием технических средств управления потребителями-регуляторами электрической энергии.

Ниже представлена таблица 1.1 наиболее характерных потребителей-регуляторов для различных отраслей промышленности.

Таблица 1.1

Потребители-регуляторы

Наименование предприятия и потребителя-регулятора	Мощность, % от P_{\max}	Минимальное время начала работы, ч	Максимальное время начала работы, ч	Стандартное время начала работы, ч	Фиксированная продолжительность работы, ч
Станкостроительное:					
вспомогательные производства	15	6	14	8	6
цех термической обработки	5	6	18	10	6
ремонтный цех	5	6	14	8	8

Наименование предприятия и потребителя-регулятора	Мощность, % от P_{\max}	Минимальное время начала работы, ч	Максимальное время начала работы, ч	Стандартное время начала работы, ч	Фиксированная продолжительность работы, ч
Ремонтно-механическое:					
вспомогательные производства	15	6	14	8	8
цех термической обработки	5	6	18	10	4
ремонтный цех	5	6	14	8	8
Шахта:					
водоотливные насосы	8	0	18	6	6
зарядные агрегаты транспорта	6	4	18	13	6
наземные потребители	10	6	14	8	8
Разрез:					
вспомогательные производства	10	6	14	8	6
буровые станки	8	6	12	8	4
ремонтный цех	5	6	14	8	6
Пищевое:					
ремонтный цех	5	6	12	8	8
склад	4	6	10	8	8
упаковочный цех	6	6	14	10	6
Деревообрабатывающее:					
ремонтный цех	10	6	14	8	6
цех первичной обработки	20	6	14	8	7
склад	5	6	12	10	8
Автомобильный завод:					
производство комплектующих	14	6	14	8	6
цех термической обработки	5	6	18	10	6
литейный цех	8	6	14	8	8
Тяжелое машиностроение:					
литейный цех	15	6	14	8	6

Наименование предприятия и потребителя-регулятора	Мощность, % от P_{\max}	Минимальное время начала работы, ч	Максимальное время начала работы, ч	Стандартное время начала работы, ч	Фиксированная продолжительность работы, ч
цех термической обработки	8	6	18	10	6
ремонтный цех	5	6	14	8	8
Нефтеперерабатывающее:					
насосные станции	4	2	18	14	6
компрессорные станции	6	0	16	12	8
электротермические установки	4	4	16	6	8
ремонтный цех	4	6	14	8	6
Завод легкой промышленности:					
ремонтный цех	5	6	12	8	6
склад	4	6	14	8	6
Прядильно-ткацкая фабрика:					
ремонтный цех	12	6	14	8	6
склад	6	6	12	8	8
Черной металлургии:					
литьевые машины	15	4	16	8	8
дробилки	5	2	16	6	8
компрессорные установки	6	2	14	10	8
Цветной металлургии:					
дробилки	5	0	16	6	8
насосы и компрессоры	3	2	14	8	6
АБК	2	6	14	8	6
склад	2	6	14	10	5
Химическое:					
электротермические установки	8	4	16	6	8
ремонтный цех	4	6	14	8	6
насосы и компрессоры	6	4	15	9	5
подготовительные	10	6	16	6	6

Наименование предприятия и потребителя-регулятора	Мощность, % от P_{\max}	Минимальное время начала работы, ч	Максимальное время начала работы, ч	Стандартное время начала работы, ч	Фиксированная продолжительность работы, ч
участки					
Печатная фабрика:					
участок печати газет	10	0	20	18	4
склад	5	6	14	8	5
ремонтный цех	5	6	12	8	8
Целлюлозно-бумажная фабрика:					
машины производства картона	12	6	12	10	8
вспомогательные производства	10	6	14	6	6
ремонтный цех	5	6	12	8	8

Методы определения максимальной заявляемой мощности

Методы определения заявляемой мощности можно условно разделить на две группы.

Первая группа включает в себя методы определения заявляемой мощности, не использующие теорию вероятности и математическую статистику, и называемые расчетными. Наиболее важными из них являются методы: удельного расхода электроэнергии и коэффициента максимума. Эти методы не дают необходимой точности и применяются в основном при проектировании систем электроснабжения.

Ко второй группе относятся методы, использующие вероятностно-статистический подход. Известны следующие методы определения заявляемой мощности: экстраполяционные, регистрационные, факторного анализа, вероятностный. Они являются надежным средством исследования, теоретического толкования явлений и совершенствования существующих методов определения заявляемой мощности.

Заявляемая мощность по *методу коэффициента максимума* определяется по выражению

$$P_{3\max}^{30} = k_{\max} P_{см},$$

где $P_{3\max}^{30}$ – максимальная 30-минутная заявляемая мощность; k_{\max} – коэффициент максимума; $P_{см}$ – среднесменная мощность.

К недостаткам метода относится низкая точность, так как заявляемая мощность определяется только по одному дню квартала, и максимальная мощность не всегда совпадает с часами максимума энергосистемы.

Метод коэффициентов темпа роста. Наиболее простым методом прогнозирования заявляемой мощности по временному ряду электрической максимальной нагрузки является применение среднего темпа роста. В этом случае заявляемая мощность

$$P_{3\max}^{30} = P_{0\max} \times k^t,$$

где $P_{0\max}$ – начальный уровень ряда; k – коэффициент среднего темпа роста; t – показатель степени.

Прогнозирование заявляемой мощности по методу темпа роста ведет к большим ошибкам прогнозирования, так как прогнозируется только детерминированная составляющая ряда динамики и не учитывается случайный компонент.

Определение заявляемой мощности *вероятностными методами* широко применяется и является удовлетворительным, если максимальная заявляемая мощность обладает свойствами стационарности. При нормальном распределении заявляемой мощности на достаточно большом интервале времени она полностью определяется средним значением максимальной электрической нагрузки в часы максимума энергосистемы $P_{i\max}^{30}$ и средним квадратическим отклонением σ_i^{30}

$$P_{3\max}^{30} = P_{i\max}^{30} + 3\sigma_i^{30}.$$

Вероятность попадания максимальной электрической нагрузки в часы максимума энергосистемы на верхнюю границу доверительного интервала мала, точность метода невелика. К недостаткам можно отнести необходимость наличия большого объема информации об электрической нагрузке.

К недостаткам всех вышерассмотренных методов относится невозможность учета формирования предыстории максимальных электрических нагрузок в часы максимума энергосистемы (проведение организационно-технических мероприятий по снижению максимальных нагрузок, установка нового оборудования, демонтаж старого оборудования, реконструкция предприятия, переход на новую технологию и т. п.).

Более приемлемым при прогнозировании является *байесовский подход* к определению заявляемой мощности.

Методы регулирования напряжения

Централизованное регулирование напряжения на шинах 6–10 кВ осуществляется комплексом мер. Эти меры могут быть описаны общим законом регулирования напряжения

$$U_2 = U_1 \pm U_{доб} - \frac{P_p R + (Q_p - Q_k)(X_L - X_C)}{U_{2ном}},$$

где U_1 – напряжение, подводимое к шинам ГПП, приведенное к напряжению U_2 ; U_2 и $U_{2ном}$ – текущее и номинальное напряжение в распределительной сети 10(6) кВ предприятия; R , X_L – активное, индуктивное сопротивления питающей линии, приведенные к уровню напряжения 10(6) кВ; X_C – емкостное сопротивление установок продольной компенсации; $U_{доб}$ – добавка напряжения за счет переключения отпаек трансформатора на ГПП; P_p – расчетная активная нагрузка; Q_p – расчетная реактивная нагрузка; Q_k – реактивная мощность компенсирующих устройств; $Q_p - Q_k$ – некомпенсированная реактивная мощность, передаваемая на предприятие.

Изменение напряжения U_1 производится либо за счет переключения отпаек на трансформаторе энергоснабжающей организации, либо за счет изменения тока возбуждения генераторов на электростанции.

Таким образом, основными методами регулирования напряжения на шинах 10(6) кВ ГПП являются:

- регулирование тока возбуждения генераторов на электростанциях;
- переключение отпаек трансформаторов на ГПП;
- компенсация индуктивного сопротивления питающей линии при помощи установок продольной компенсации;
- компенсация реактивной мощности, потребляемой предприятием при помощи различных мер, как организационных, так и технических.

Определение параметров питающей линии

Для определения параметров питающей линии ($U_{ном}$, S) необходимо:

1. Определить уровень питающего напряжения по эмпирической формуле Никогосова

$$U_n = 16\sqrt[4]{PL},$$

где P – максимальная мощность, протекающая по линии, МВт; L – длина линии, км.

Найденное значение напряжения округляется до ближайшего стандартного.

2. Найти ток в питающей линии по формуле

$$I_p = \frac{S}{\sqrt{3}U_n} = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{\sqrt{3}U_n},$$

где P – максимальная активная мощность, протекающая по линии, кВт; Q – соответствующая ей реактивная мощность, кВАр; U_n – номинальное напряжение питающей линии, кВ.

3. Выбрать сечение питающей линии в соответствии с рекомендациями ПУЭ. По длительно допустимому току выбирается ближайшее стандартное сечение питающей линии, у которого длительно допустимый ток больше, либо равен расчетному максимальному току в линии

$$I_{дон} \geq I_p,$$

где $I_{дон}$ – длительно допустимый ток для данного стандартного сечения проводника, в соответствии с ПУЭ. По допустимой поте-

ре напряжения выбирается такое сечение, при котором напряжение в конце линии не меньше номинального.

Определение потерь напряжения в линии

Потери напряжения в линии определяются по следующей формуле

$$\Delta U_i = \frac{P_i r_0 L + Q_i x_0 L}{U_n},$$

где P_i – активная мощность на i -м промежутке графика нагрузок, кВт; Q_i – соответствующая реактивная мощность, кВАр; L – длина питающей линии, км; r_0, x_0 – удельное активное и реактивное сопротивление линии, Ом/км; U_n – номинальное напряжение питающей линии, кВ.

В лабораторной работе необходимо рассчитать потери напряжения для каждого часа в течение суток.

Определение косинуса и тангенса φ

Из графика электрических нагрузок предприятия легко найти тангенс φ и по его значению определить косинус, соответствующий каждому участку графика нагрузок,

$$\operatorname{tg}\varphi = \frac{Q_i}{P_i},$$

где P_i – активная мощность на i -м промежутке графика нагрузок, кВт; Q_i – соответствующая реактивная мощность, кВАр.

Средневзвешенное значение $\cos\varphi$ определяется иначе, исходя из средних значений P и Q :

$$\operatorname{tg}\varphi_{\text{срвзв}} = \frac{Q_c}{P_c}.$$

Определение числа часов использования максимума нагрузки

Если отсортировать нагрузки в течение суток по возрастанию или убыванию, получится *упорядоченный график* электриче-

ских нагрузок. С помощью графика можно проанализировать время потребления электрической энергии предприятием в том или ином размере.

Для того чтобы охарактеризовать упорядоченный график нагрузок, вводят понятие числа часов использования максимума нагрузки. Оно определяется из равенства

$$P_{\max} T_{\max} = \sum_{i=1}^{24} P_i t_i.$$

Тогда, если интервал времени $t_i = 1$ час, можно определить T_{\max} по следующей формуле

$$T_{\max} = \frac{\sum_{i=1}^{24} P_i t_i}{P_{\max}} = \frac{\sum_{i=1}^{24} P_i}{P_{\max}} = \frac{P_c \times 24}{P_{\max}},$$

где P_c – среднее значение потребляемой активной мощности, кВт; P_{\max} – её максимальное значение, кВт.

Порядок выполнения

Выполнение работы заключается в формировании отчёта по лабораторной работе № 1 на электронном носителе.

После того как лабораторная работа № 1 полностью закончена следует написать вывод и ответить на контрольные вопросы.

Контрольные вопросы

1. От чего зависит коэффициент максимума электрических нагрузок, как он определяется?
2. Что такое типовые графики нагрузки? Какие графики используются в качестве типовых?
3. Каковы основные показатели графиков нагрузки? Разъяснить их смысл.
4. Как строится график нагрузки по продолжительности?
5. Назовите характерные показатели графиков нагрузок.
6. Как определяются показатели нагрузки узла сети по данным отдельных потребителей?
7. Какие характерные зоны выделяют в графиках нагрузки?

Лабораторная работа № 2. КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Цель работы – практическое ознакомление со способом повышения коэффициента мощности (компенсации реактивной мощности).

Методические указания

При самостоятельной подготовке к лабораторной работе № 2 необходимо предварительно ознакомиться с теоретической частью.

Краткие теоретические сведения

Режим работы электроприёмников связан с потреблением активной и реактивной мощности. Активная мощность передается к электроприёмникам от генераторов электростанций – единственных её источников – одновременно с сопутствующей ей реактивной мощностью, необходимой для обеспечения работы асинхронных двигателей, трансформаторов и других приемников, потребляющих реактивную (индуктивную) мощность. Индуктивная часть полной мощности идет на создание магнитного поля трансформаторов или двигателей переменного тока и т. п. и не совершает непосредственно полезную работу.

При передаче реактивной мощности от электростанции к месту её потребления в сети появляются дополнительные потери напряжения и электроэнергии. Эти дополнительные потери могут быть уменьшены при использовании источников реактивной мощности, расположенных максимально близко от мест потребления реактивной мощности.

В качестве компенсирующих источников реактивной мощности (ИРМ) могут быть использованы синхронные компенсаторы (СК), синхронные двигатели (СД), батареи конденсаторов поперечного включения (БК) и тиристорные ИРМ. Источником реактивной мощности является также емкость воздушных и кабельных линий.

Активная мощность равна

$$P = UI_a = UI \cos \varphi$$

и имеет единицы измерения: Вт, кВт, МВт.

Реактивная мощность

$$Q = UI_p = UI \sin \varphi$$

и имеет единицы измерения: ВАр, кВАр, МВАр.

Соответственно, полная мощность потребления приемников равна

$$S = UI$$

и измеряется в ВА, кВА, МВА.

Для трехфазной электрической цепи эти выражения соответственно равны

$$P = \sqrt{3}UI \cos \varphi;$$

$$Q = \sqrt{3}UI \sin \varphi;$$

$$S = \sqrt{3}UI.$$

Таким образом, коэффициентом, связывающим значения полной и активной мощности, является

$$\cos \varphi = \frac{P}{S}.$$

В этом случае он является показателем степени использования мощности потребляемой энергии для совершения полезной работы от полной мощности, вырабатываемой генераторами.

Различают мгновенное, среднее и средневзвешенное значения коэффициента мощности.

Мгновенный коэффициент мощности определяется для данного момента времени фазометром или показанием трех приборов (амперметра, вольтметра, ваттметра) по формуле

$$\cos \varphi = \frac{P}{\sqrt{3}UI}.$$

Средний коэффициент мощности определяется как среднеарифметическое значение, получаемое из ряда мгновенных значений коэффициента мощности,

$$\cos \varphi_{cp} = \frac{\cos \varphi_1 + \cos \varphi_2 + \dots + \cos \varphi_n}{n},$$

где n – число мгновенных значений.

Средневзвешенный коэффициент мощности вычисляется по показателям счетчиков активной (W_a) и реактивной (W_p) энергии за определенный промежуток времени

$$\cos \varphi_{cp.взв} = \frac{W_a}{\sqrt{(W_a)^2 + (W_p)^2}}.$$

Влияние значения коэффициента мощности на энергетические параметры сети и его нормирование

Наличие избыточной реактивной мощности в сети, то есть низкое значение коэффициента мощности, приводит к:

- увеличению нагрева генераторов, а, следовательно, к снижению активной составляющей их мощности;
- снижению пропускной способности линий электропередач и трансформаторов;
- увеличению потерь мощности и энергии в сети

$$\Delta P = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} R_{Л} = \frac{P^2}{U^2} R_{Л} + \frac{Q^2}{U^2} R_{Л} = \Delta P_a + \Delta P_p,$$

где $R_{Л}$ – активное сопротивление линии, ΔP_a – составляющая потерь активной мощности от передачи активной мощности, кВт, ΔP_p – составляющая потерь активной мощности от передачи реактивной мощности, кВт;

- снижению уровня напряжения у приёмника из-за увеличения потерь в линии, которые определяются по формуле

$$\Delta U = \sqrt{3}(IR_{Л} \cos \varphi + IX_{Л} \sin \varphi),$$

где $X_{Л}$ – индуктивное сопротивление линии, Ом.

Компенсация реактивной мощности дает возможность регулировать уровень напряжения на зажимах электроприёмника.

Способы компенсации реактивной мощности делятся на организационные и технические.

Организационные мероприятия по компенсации реактивной мощности

1. Правильный выбор оборудования при проектировании. Минимум реактивных потерь будет в том случае, когда режим, на который рассчитан принятый к установке двигатель, соответствует режиму работы производственного механизма. В противном случае всегда будут дополнительные потери, снижающие коэффициент мощности.

2. Повышение загрузки электродвигателей путём изменения технологического процесса. Значение коэффициента мощности можно записать в виде

$$\cos \varphi = \frac{P}{\sqrt{P^2 + (Q_{=} + Q_{\approx})^2}},$$

где $Q_{=}$ – реактивная мощность, идущая на создание основного магнитного поля (на намагничивание); Q_{\approx} – реактивная мощность, расходуемая на создание поля рассеивания (зависит от степени загрузки двигателя).

Поэтому при малой нагрузке двигателя ($P_{XX} \approx Q_{=}$) значение $\cos \varphi = 0,2 - 0,3$. При увеличении нагрузки, несмотря на некоторое увеличение реактивной мощности, значение коэффициента мощности растет и достигает номинального значения $\cos \varphi = 0,7 - 0,8$.

Повышение $\cos \varphi_{cp}$ асинхронного двигателя в данном случае ведут путем увеличения нагрузки за счет интенсификации производственного процесса, не выходя при этом за пределы допустимых перегрузок.

3. Замена малозагруженных двигателей. Физический процесс повышения коэффициента мощности аналогичен предыдущему случаю, но способ достижения другой.

По опыту эксплуатации асинхронных двигателей считается, что при коэффициенте загрузки 0,45 замена на менее мощный двигатель целесообразна, а при 0,75 – нет, так как экономический эффект от повышения $\cos \varphi_{cp}$ не окупает затраты на ремонт и возможное сокращение срока службы за счет более интенсивного нагрева в рабочем режиме. При коэффициенте загрузки

0,45-0,75 требуются дополнительный анализ и расчет для определения целесообразной замены, который производится только для мощных двигателей.

4. Повышение качества ремонта. Капитальный ремонт электродвигателей часто сопровождается проточкой магнитопровода статора и ротора. При этом за счет нарушения изоляции пластин магнитопровода резко возрастают потери холостого хода, что ведет к снижению коэффициента мощности.

5. Ограничение длительности холостого хода двигателей. Как уже указывалось, при холостом ходе значение коэффициента мощности мало, и это отрицательно сказывается на значении среднего коэффициента мощности всего предприятия в целом. Поэтому необходимо поддерживать минимально возможное время работы электродвигателей на холостом ходу, определяемое технологическим процессом.

6. Установка трансформаторов требуемой мощности и отключение части их в ночное время. Это мероприятие направлено на снижение тока намагничивания (тока холостого хода) и соответственно потребления реактивной энергии. В ночные часы, когда нагрузка резко падает, отключение части параллельно работающих трансформаторов снижает потери холостого хода и повышает степень загрузки трансформаторов, оставшихся в работе.

7. Более равномерное и полное использование оборудования в течение суток (введение многосменной работы).

8. Применение источников света с более высокой световой отдачей.

9. Замена реостатных регулировочных пунктов полупроводниковыми.

10. Внедрение высокочастотных электронных пускорегулирующих устройств.

11. Автоматическое включение, отключение и регулирование освещения.

Технические мероприятия по компенсации реактивной мощности

Для компенсации реактивной мощности, потребляемой электроустановками промышленного предприятия, используют

синхронные компенсаторы, синхронные двигатели, батареи конденсаторов и специальные статические источники реактивной мощности.

Синхронные машины. Синхронные компенсаторы представляют собой синхронные двигатели облегченной конструкции без нагрузки на валу. Они могут работать как в режиме генерирования реактивной мощности (при возбуждении компенсатора), так и в режиме её потребления (при недовозбуждении).

В настоящее время отечественная промышленность изготавливает синхронные компенсаторы мощностью 5000–160000 кВА.

К достоинствам синхронных компенсаторов, как источников реактивной мощности, относятся: положительный регулирующий эффект, заключающийся в том, что при уменьшении напряжения в сети генерируемая мощность компенсатора увеличивается; возможность плавного и автоматического регулирования генерируемой реактивной мощности, что повышает устойчивость режимов работы системы и улучшает режимные параметры сети; достаточная термическая и электродинамическая стойкость обмоток компенсаторов во время КЗ; возможность восстановления поврежденных синхронных компенсаторов путем проведения ремонтных работ.

К недостаткам синхронных компенсаторов относятся удорожание и усложнение эксплуатации (по сравнению, например, с батареями конденсаторов) и значительный шум во время работы. Потери активной мощности в синхронных компенсаторах при их полной загрузке довольно значительны, и, в зависимости от номинальной мощности, находятся в пределах 0,011–0,03 кВт/кВАр.

Синхронные двигатели, применяемые для электропривода, в основном изготавливают с коэффициентом мощности 0,9 при опережающем токе. Они являются эффективным средством компенсации реактивной мощности. Наибольший верхний предел возбуждения синхронного двигателя определяется допустимой температурой обмотки ротора с выдержкой времени, достаточной для форсирования возбуждения при кратковременных снижениях напряжения. Максимальное значение генерируемой реактивной мощности синхронного двигателя $Q_{сд}$ зависит от загрузки дви-

гателя активной мощностью, подводимого напряжения и технических данных двигателя

$$Q_{CD} = \alpha \frac{P_{ном} \operatorname{tg} \varphi_{ном}}{\eta},$$

где $P_{ном}$ – номинальная активная мощность двигателя; α – коэффициент, зависящий от загрузки двигателя; η – коэффициент полезного действия.

Основным критерием для выбора рационального режима возбуждения синхронного двигателя являются дополнительные потери активной мощности на генерацию реактивной мощности

$$\Delta P = \frac{k_1}{Q_{ном}} Q + \frac{k_2}{Q_{ном}^2} Q^2,$$

где k_1 и k_2 – расчетные коэффициенты, зависящие от параметров двигателя.

Потери активной мощности на генерацию реактивной мощности синхронными двигателями существенно зависят от номинальной мощности и частоты вращения двигателя. Чем ниже значение номинальной мощности и частоты вращения синхронного двигателя, тем значительно выше потери в двигателе на генерацию реактивной мощности.

Конденсаторы – специальные емкости, предназначенные для выработки реактивной мощности. По своему действию они эквивалентны перевозбужденному синхронному компенсатору и могут работать лишь как генераторы реактивной мощности. Конденсаторы изготавливают на номинальные напряжения 660 В и ниже мощностью 12,5–60 кВАр в трех- и однофазном исполнении, а на 1050 В и выше мощностью 25–100 кВАр – в однофазном исполнении. Из таких элементов собирают батареи конденсаторов требуемой мощности, которые могут быть разделены на секции. Схема батареи конденсаторов определяется техническими данными конденсаторов и режимом работы в системе электроснабжения.

В настоящее время выпускаются комплектные конденсаторные установки, регулируемые на напряжение 380 В, мощностью 150–750 кВАр (одна – пять секций по 150 кВАр) и нерегулируе-

мые на напряжения 6–10 кВ, мощностью 300–1125 кВАр с шагом 150 кВАр.

Конденсаторы по сравнению с другими источниками реактивной мощности обладают следующими преимуществами:

- малыми потерями активной мощности (0,0025–0,005 кВт/кВАр);
- простотой эксплуатации (ввиду отсутствия вращающихся и трущихся частей);
- простотой производства монтажных работ (малая масса, отсутствие фундаментов);
- возможностью установки конденсаторов в любом сухом помещении.

К недостаткам конденсаторов следует отнести:

- зависимость генерируемой реактивной мощности от напряжения

$$Q = \left(\frac{U_{отн}}{U_{б,к,отн}} \right)^2 Q_{ном},$$

где $U_{отн}$ – относительное напряжение сети в месте присоединения; $U_{б,к,отн}$ – отношение номинального напряжения конденсаторов к номинальному напряжению сети;

- чувствительность к искажениям питающего напряжения;
- недостаточную прочность, особенно при КЗ и перенапряжениях.

Установки конденсаторов бывают индивидуальные, групповые и централизованные. Индивидуальные установки применяют чаще всего на напряжениях до 660 В. В этих случаях конденсаторы присоединяют наглухо к зажимам приемника. Такой вид установки компенсирующих устройств обладает существенным недостатком – плохим использованием конденсаторов, так как с отключением приемника отключается и компенсирующая установка. При групповой установке конденсаторы присоединяют к распределительным пунктам сети. При этом использование установленной мощности конденсаторов несколько увеличивается. При централизованной установке батареи конденсаторов присоединяют на стороне высшего напряжения трансформаторной подстанции промышленного предприятия. Использование уста-

новленной мощности в этом случае получается наиболее высоким.

Во избежание существенного возрастания затрат на отключающую аппаратуру, измерительные приборы и др. не рекомендуется установка батарей конденсаторов напряжением 6–10 кВ мощностью менее 400 кВАр с помощью отдельного выключателя и менее 100 кВАр с помощью общего выключателя с силовым трансформатором, асинхронным двигателем и другими приемниками.

В ПУЭ записаны условия включения высоковольтных конденсаторов:

1. Конденсаторная батарея должна иметь средства для разряда запасенной энергии.
2. Батарея должна иметь средства защиты.
3. Батарея должна подключаться через собственный выключатель.
4. Батареи можно комплектовать из банок одного напряжения.

Пример схемы подключения высоковольтной КУ изображен на рис. 2.1.

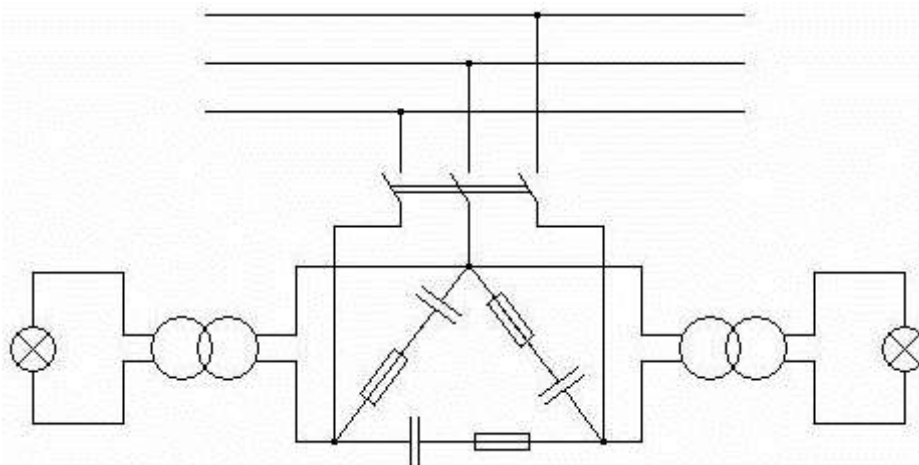


Рис. 2.1. Схема подключения высоковольтной конденсаторной установки

При батарее ставится защита, сигнализирующая о сгорании предохранителя. При подключении установки к сети возникает ток заряда. От этого тока отстраивается защита.

К низковольтным конденсаторным установкам (КУ) предъявляются такие же требования. Должны предусматриваться средства защиты, разрядки накопленного заряда и собственный коммутационный аппарат.

На рис. 2.2 представлена схема подключения низковольтной КУ.

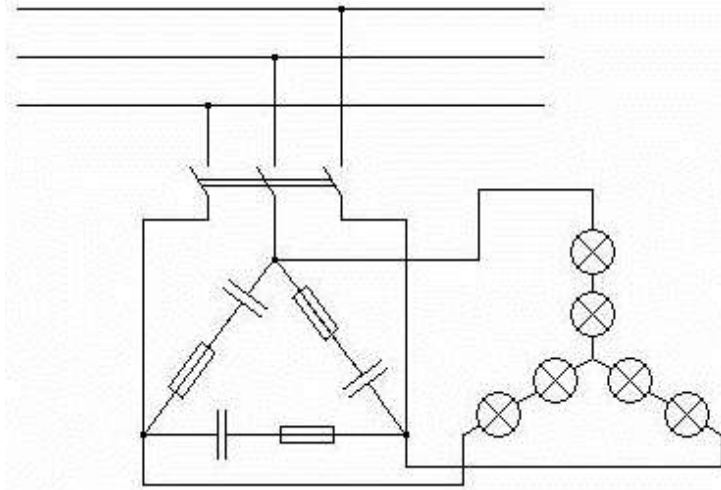


Рис. 2.2. Схема подключения низковольтной конденсаторной установки

Появление мощных приемников с резкопеременной нагрузкой (главные приводы непрерывных и обжимных прокатных станов, дуговые сталеплавильные печи и т. п.) привело к необходимости создания принципиально новых источников реактивной мощности – статических компенсирующих устройств.

Набросы реактивной мощности, сопровождающие работу этих приемников, вызывают значительные изменения питающего напряжения. Кроме того, эти приемники, как нелинейные элементы в системе электроснабжения, вызывают дополнительные искажения токов и напряжений. Поэтому к компенсирующим устройствам предъявляют следующие требования:

- высокое быстродействие изменения реактивной мощности;
- достаточный диапазон регулирования реактивной мощности;
- возможность регулирования и потребления реактивной мощности;

– минимальные искажения питающего напряжения.

Основными элементами статических компенсирующих устройств являются конденсатор и дроссель – накопители электромагнитной энергии и вентили (тиристоры), обеспечивающие её быстрое преобразование.

На рис. 2.3 приведены некоторые варианты статических компенсирующих устройств. Они содержат фильтры высших гармоник (генерирующая часть) и регулируемый дроссель в различных исполнениях. В настоящее время известно большое количество вариантов схем, которые можно разделить на три группы:

- мостовые источники реактивной мощности с индуктивным накопителем на стороне постоянного тока (рис. 2.3, а);
- реакторы насыщения с нелинейной вольтамперной характеристикой (рис. 2.3, б);
- реакторы с линейной вольтамперной характеристикой и последовательно включенными встречно-параллельными управляемыми вентилями (рис. 2.3, в).

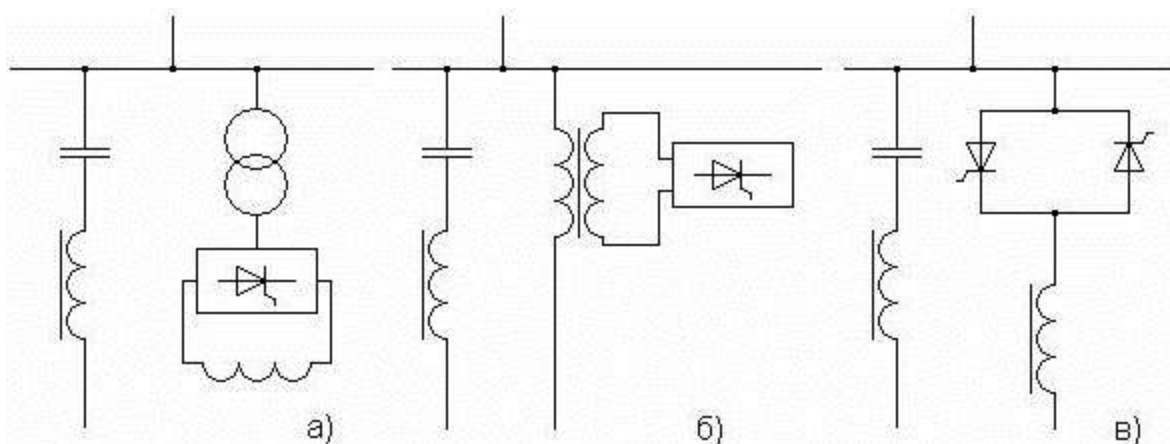


Рис. 2.3. Однолинейные принципиальные схемы статических компенсирующих устройств

Основными достоинствами этих устройств являются высокое быстродействие, надежность работы и малые потери активной мощности. К недостатку их можно отнести необходимость установки дополнительного регулируемого дросселя.

К техническим мероприятиям по компенсации реактивной мощности относятся также понижение напряжения в сети и снижение напряжения у электродвигателей.

Понижение напряжения в сети осуществляется путем переключения отпаек трансформатора на стороне высшего напряжения. При этом величина потребляемой реактивной мощности трансформатора пропорциональна потерям холостого хода (на намагничивание) и потерям на создание поля рассеивания обмоток. Оба эти вида потерь пропорциональны напряжению, то есть могут быть регулируемы.

Снижение напряжения в сети вызывает уменьшение аналогичных потерь и в асинхронных двигателях, включенных в эту сеть. Тем самым снижается расход реактивной энергии на предприятии без применения специальных компенсирующих устройств. Применяется понижение напряжения у электродвигателей путем переключения обмотки с треугольника на звезду. Физический процесс уменьшения потребления реактивной мощности асинхронных двигателей в этом случае такой же, как у трансформаторов, и происходит за счет уменьшения напряжения на обмотках двигателя в $\sqrt{3}$ раза.

Порядок выполнения

Выполнение работы заключается в формировании отчёта по лабораторной работе № 2 на электронном носителе.

После того как лабораторная работа № 2 полностью закончена следует написать вывод и ответить на контрольные вопросы.

Контрольные вопросы

1. Для чего применяется поперечная компенсация?
2. Как подключают батареи конденсаторов в поперечной компенсации?
3. Что нужно для получения значения напряжения в начале передачи к напряжению в конце передачи?
4. В каком режиме напряжение в конце передачи может быть больше напряжения в начале передачи?

5. Из-за чего уменьшается ток, мощность и потеря напряжения в линии электропередач?
6. Как устанавливается КУ вблизи от потребителей?
7. Как рассчитывается значение тангенса нагрузки?

Лабораторная работа № 3. ИССЛЕДОВАНИЕ РЕЖИМОВ РАБОТЫ НЕЙТРАЛИ

Цель работы – изучить виды режимов нейтрали электроустановок напряжением до и выше 1000 В; ознакомиться с влиянием способа заземления нейтрали на надежность работы сети и электроприемников.

Методические указания

При самостоятельной подготовке к лабораторной работе

стью.

Краткие теоретические сведения

Под режимом нейтрали понимается режим нулевой точки вторичной обмотки силового трансформатора или генератора, питающего данную сеть.

Нулевая точка трансформатора может быть изолирована от земли, соединена с ней металлически (глухо) или соединена через активное или индуктивное сопротивление. В зависимости от этого различают сети с изолированной, глухозаземленной и компенсированной нейтралью, которые обладают различными свойствами и имеют различную область применения.

В низковольтных сетях электроснабжения наибольшее распространение получили четырёхпроводные сети с глухозаземленной нейтралью 220/380 В, а в условиях с повышенной опасностью трехпроводные сети с изолированной нейтралью напряжением 127, 220, 380, 660 и 1140 В.

В системах электроснабжения выше 1000 В применяются сети с изолированной нейтралью напряжением 6, 10, 20 и 35 кВ. Эти же сети могут быть и с компенсированной нейтралью. Сети напряжением 110, 220, 330, 500, 750 и 1150 кВ выполняются

трехпроводными с глухозаземленной нейтралью. Режимы работы нейтрали приведены на рис. 3.1.

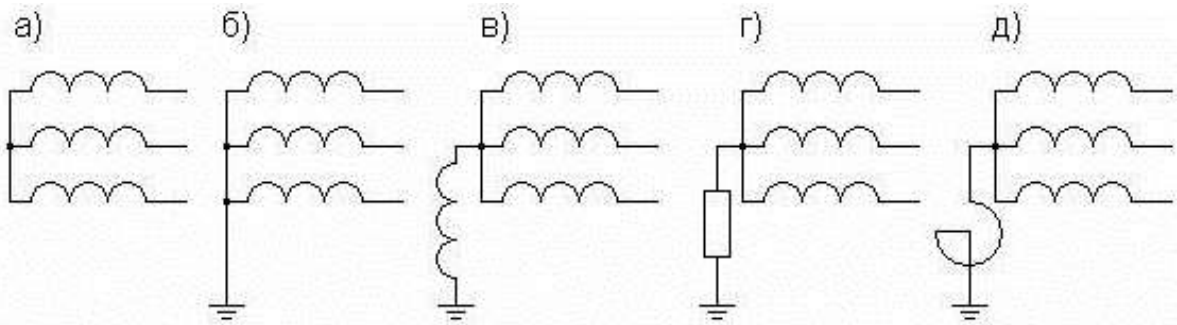


Рис. 3.1. Режимы работы нейтрали электрических сетей:
 а – изолированная нейтраль; б – глухозаземленная нейтраль;
 в – нейтраль, заземленная через дугогасительную катушку;
 г – нейтраль, заземленная через активное сопротивление;
 д – нейтраль, заземленная через реактор

Основные свойства сетей с глухозаземленной нейтралью

Нулевая точка силового трансформатора или генератора соединяется с землёй посредством заземляющего проводника и рабочего заземлителя. В сетях напряжением 220/380 В помимо трех фаз А, В, С прокладывается и четвертый нейтральный провод N, который многократно соединяется с землей (рис. 3.2, а).

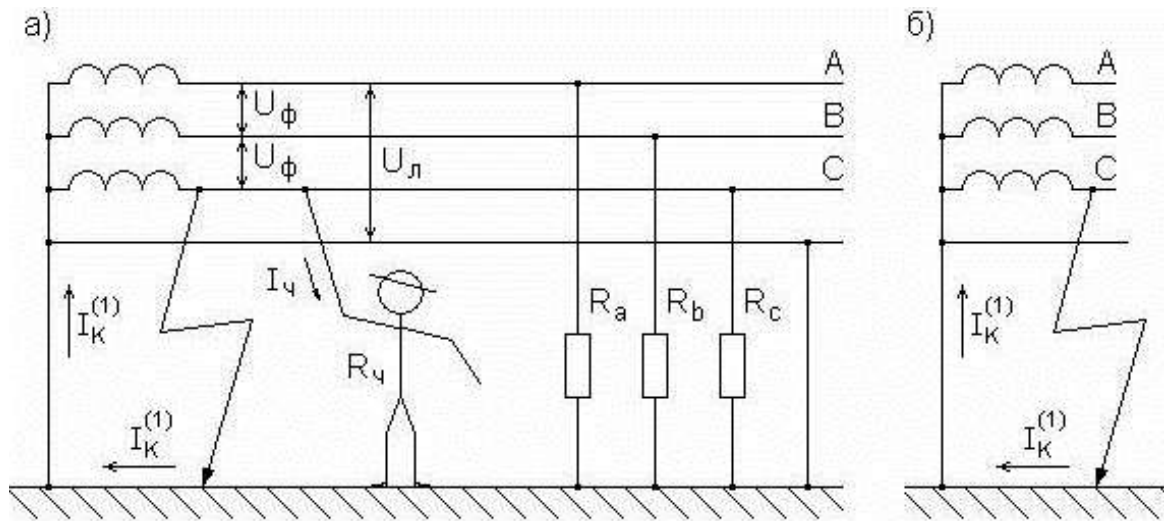


Рис. 3.2. Схемы сетей с глухозаземленной нейтралью:
 а – четырехпроводная сеть 220/380 В;
 б – трехпроводная сеть 110 кВ и выше

Условные обозначения на (рис. 3.2): где R_a, R_b, R_c – активное сопротивление изоляции фаз относительно земли; U_l – линейное напряжение; U_ϕ – фазное напряжение; I_ψ – ток, протекающий через тело человека; R_ψ – сопротивление тела человека; I_k – ток однофазного КЗ.

Основные преимущества четырехпроводной сети с глухозаземленной нейтралью:

1. В данной системе без дополнительной трансформации можно получить два вида напряжений: линейное 380 В – между фазами А, В, С – для подключения трехфазных силовых нагрузок и фазное 220 В – между нулевым проводом N и любой из фаз А, В, С – для подключения однофазных потребителей (осветительные приборы, различные коммунально-бытовые нагрузки и др.). Это свойство сети определило её широкое и преимущественное распространение для электроснабжения городов, поселков и промышленных предприятий.

2. Исключается возможность работы сети с поврежденной изоляцией на землю, так как образуется однофазное короткое замыкание на землю, что приводит к немедленному автоматическому отключению поврежденного участка сети максимальными защитами.

3. Ёмкость фаз относительно земли не влияет на поражение людей электрическим током, так как фазы через нулевую точку трансформатора соединены с землей и емкость фаз зашунтирована.

В системе электроснабжения с глухозаземленной нейтралью 220/380 В имеются недостатки, которые исключают её применение в условиях с повышенной опасностью:

1. Система является опасной с точки зрения поражения людей электрическим током. Человек, имеющий сопротивление тела 1000 Ом, при прикосновении к токоведущей части любой из фаз, с одной стороны, и заземленной металлической части электроустановки или земле, с другой стороны, попадает под фазное напряжение, и через тело начинает протекать опасный ток

$$I = \frac{U_\phi}{R} = \frac{220}{1000} = 220 \text{ мА},$$

где U_ϕ – фазное напряжение, В.

Допустимая величина тока для человека составляет 20–30 мА. Сопротивление изоляции других фаз относительно земли не играет никакой защитной роли.

2. Система имеет повышенную опасность с точки зрения пожаров и взрывов взрывоопасной атмосферы, так как при повреждении изоляции любой из фаз на землю образуется однофазное короткое замыкание, сопровождающееся появлением довольно мощной дуги или искрения в месте замыкания. Поэтому данную систему не применяют при подземной добыче полезных ископаемых, взрыво- и пожароопасных химических производствах, в особо сырых помещениях.

Системы электроснабжения 110 кВ и выше выполняются с глухозаземленной нейтралью (рис. 3.2, б). Данная система делается трехпроводной, то есть без нулевого провода. Основным достоинством этих сетей является то, что при однофазных замыканиях на землю напряжение неповрежденных фаз по отношению к земле не повышается, то есть остается практически равным фазному. Благодаря этому, за счет облегчения изоляции фаз по отношению к земле, существенно уменьшаются расходы на сооружение ЛЭП, трансформаторов и другого оборудования. Экономия тем больше, чем выше напряжение сети.

Недостатком является отключение ЛЭП при каждом однофазном замыкании на землю. Этот недостаток значительно уменьшается путем широкого применения устройств автоматического повторного включения (АПВ). При кратковременном отключении линии защитой повреждение изоляции относительно земли самоликвидируется и последующая автоматическая подача напряжения, как правило, бывает успешной.

Вторым недостатком являются большие токи замыкания на землю, что усложняет устройство и эксплуатацию средств заземления электрооборудования. Ограничение токов короткого замыкания на землю иногда осуществляется путём включения токоограничивающего реактора между нулевой точкой трансформатора и землей (рис. 3.1, д).

Основные свойства сетей с изолированной нейтралью

В сетях с изолированной нейтралью нулевая точка трансформатора изолирована от земли. Сети выполняются трехпроводными, что позволяет получить только линейные напряжения. Каждая единица длины сети обладает емкостью и активным сопротивлением изоляции по отношению к земле. Распределение вдоль линии емкости и сопротивления изоляции каждого провода относительно земли условно могут быть представлены в виде сосредоточенных эквивалентных ёмкостей C_a, C_b, C_c и активных сопротивлений R_a, R_b, R_c (рис. 3.3, б).

Сети с малой емкостью

К таким сетям относят сети напряжением до 1000 В сравнительно малой протяженности, в которых ёмкостью сети относительно земли можно пренебречь (рис. 3.3, а). Считают, что $C_a = C_b = C_c = 0$; $R_a = R_b = R_c = R$.

Если человек, стоящий на земле, прикоснется к одной из фаз, то через тело человека, землю и сопротивление изоляции двух других фаз потечет ток, который определяется по следующей формуле

$$I = 3 \frac{U_\phi}{3R_\chi + R},$$

где R_χ – сопротивление человека, Ом; R – сопротивление изоляции, Ом.

Если принять $U_\phi = 220$ В, $R_\chi = 1000$ Ом, $R = 19000$ Ом, то ток, протекающий через тело человека, составит 30 мА. Следовательно, данная сеть является более безопасной, чем сеть с глухозаземленной нейтралью. Сопротивление изоляции включается последовательно и ограничивает ток, проходящий через человека. При замыкании на землю короткого замыкания не происходит. Через место замыкания потекут небольшие токи утечки $I_{ут}$. Система менее пожаро- и взрывоопасна.

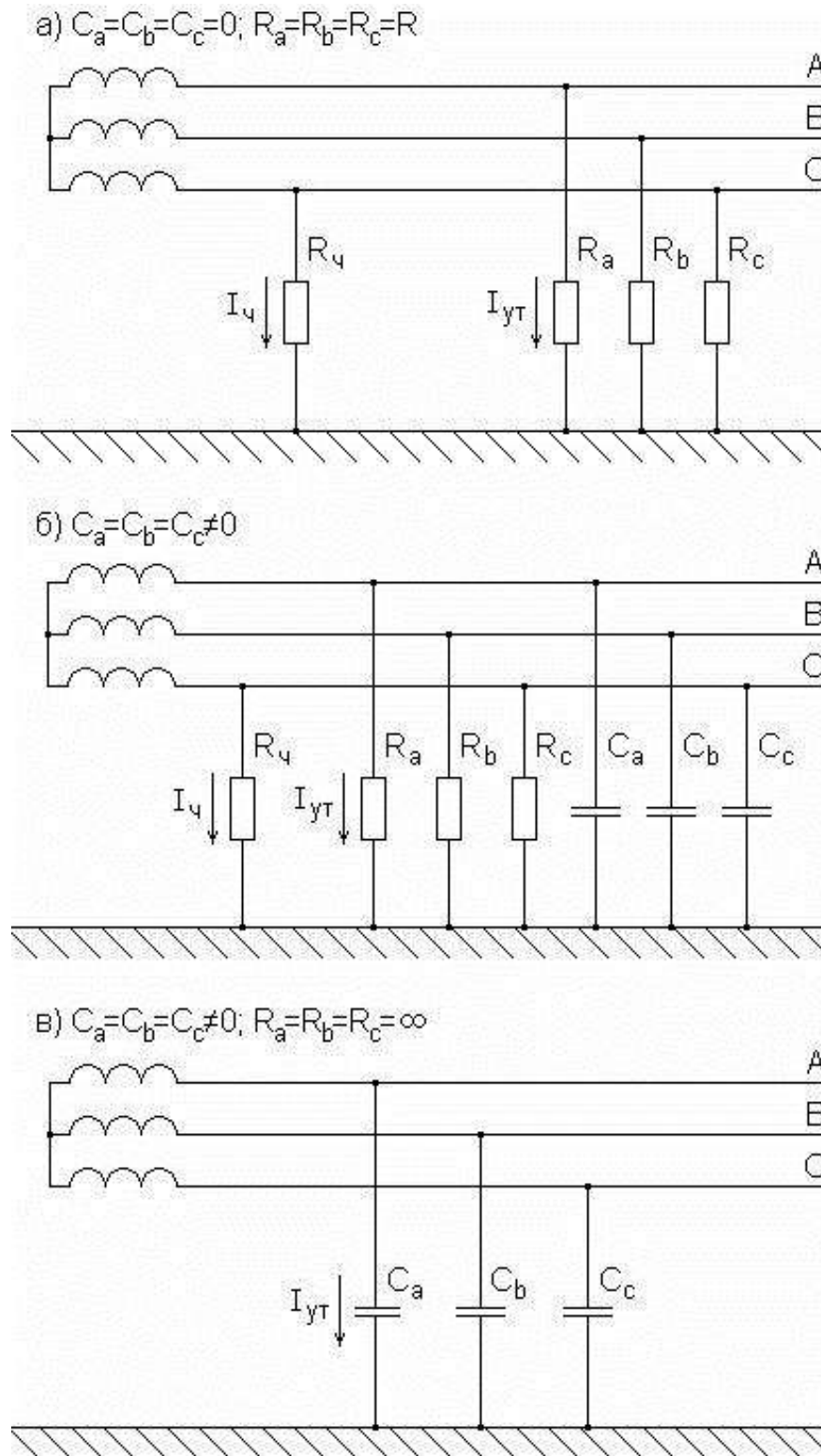


Рис. 3.3. Схемы сетей с изолированной нейтралью:
 а – сети с малой емкостью; б – сети с большой емкостью;
 в – высоковольтная сеть

Сети с большой ёмкостью

К таким сетям относят кабельные линии напряжением ниже 1000 В значительной протяженности, в которых величина емкости фазы относительно земли достаточно велика и может значительно повышать опасность поражения током (рис. 3.3, б), а также все сети напряжением выше 1000 В (рис. 3.3, в). Ёмкость фаз значительно снижает полное сопротивление изоляции относительно земли и увеличивает опасность применения электрической энергии. С учетом ёмкости ток, протекающий через тело человека, определяется по формуле

$$I_u = \frac{U_\phi}{\sqrt{R \left(1 + \frac{R(R + 6R_u)}{9R^2(1 + R_u^2\omega^2C^2)} \right)}},$$

где $\omega = 2\pi f$ – частота питающей сети; C – ёмкость фаз относительно земли, мкФ.

При $U_\phi = 220$ В, $R_u = 1000$ Ом, $R = 19000$ Ом и $C = 1$ мкФ ток, протекающий через тело человека, будет 140 мА, то есть в 4,7 раза больше, чем в сети с малой ёмкостью. Соответственно увеличиваются токи утечки при замыкании фазы на землю. Следовательно, ёмкость фаз увеличивает опасность поражения людей при прикосновении к токоведущей части, а также возрастает пожаро- и взрывоопасность.

В высоковольтных сетях 6, 10, 20 и 35 кВ активное сопротивление изоляции фаз довольно высоко, то есть $R_a = R_b = R_c = \infty$, и активными утечками пренебрегают (рис. 3.3, в). Считают, что утечки определяются только емкостными токами, которые зависят от величины напряжения U , частоты сети ω и емкости фаз C , то есть $I_c = U\omega C$. Ток протекающий через тело человека, определяется выражением

$$I_u = \frac{3U_\phi\omega C}{\sqrt{9R^2\omega^2C^2 + 1}}.$$

При $U_\phi = 6$ кВ, $\omega = 314$ рад/с, $C = 1$ мкФ, $R_u = 1000$ Ом, ток, протекающий через тело человека, составит 2330 мА. В сетях

свыше 1000 В прикосновение к токоведущей части любой фазы, даже при идеальной изоляции сети, является смертельным для человека. Токи утечки при замыкании фазы на землю могут достигать нескольких десятков ампер и вызывать опасные искрения и перенапряжения с последующим пробоем изоляции других фаз. С целью уменьшения емкостной составляющей токов утечки в высоковольтных сетях между нулевой точкой трансформатора и землей включают индуктивную катушку (рис. 3.4, а).

Индуктивный ток катушки находится в противофазе с емкостным током утечки и компенсирует его. Поэтому данные сети называются сетями с компенсированной нейтралью.

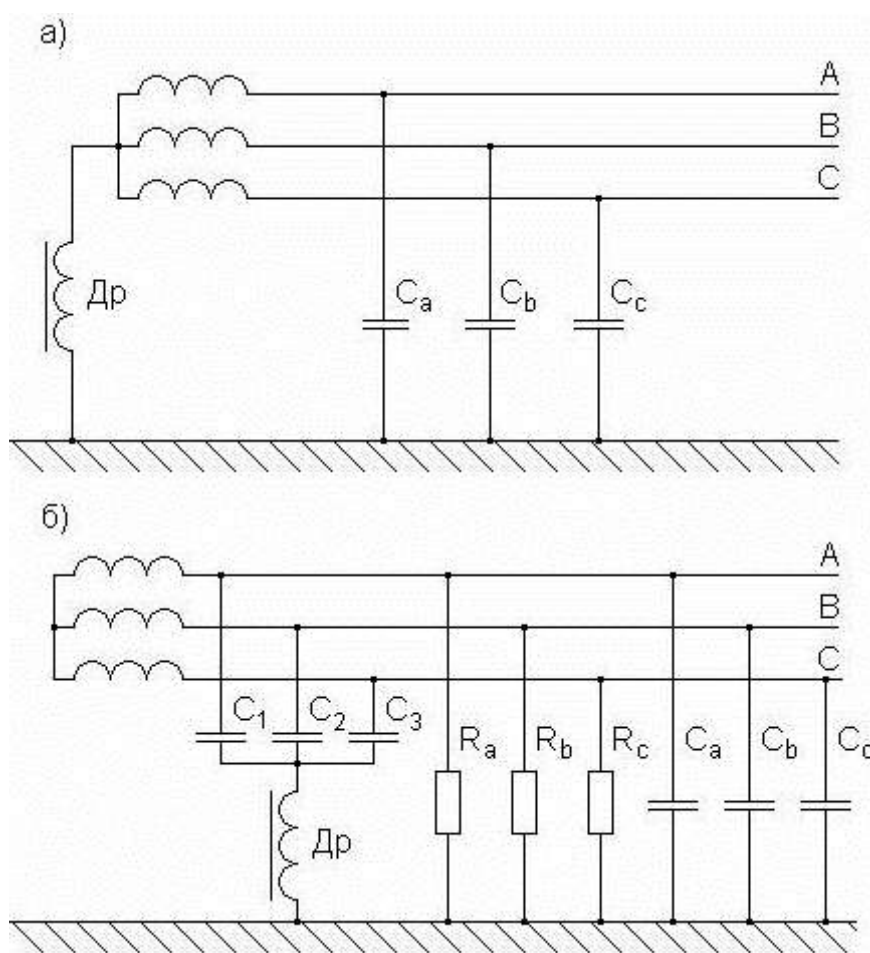


Рис. 3.4. Компенсация емкостей сети:

а – высоковольтная сеть; б – низковольтная сеть

В шахтных низковольтных сетях для уменьшения емкостной составляющей токов утечки также используют дроссель, который

подключается не к нулевой точке трансформатора, а к нулевой точке, образованной с помощью конденсаторов С1, С2, С3 (рис. 3.4, б). Дроссель располагается в корпусе реле утечки УАКИ или АЗАК и др.

Сети с изолированной или компенсированной нейтралью называются сетями с малыми токами замыкания на землю. В данных сетях могут быть только двух- и трехфазные замыкания, поэтому максимальную защиту достаточно устанавливать только в двух фазах.

Сети с глухозаземленными нейтралью называют сетями с большими токами замыкания на землю (500 А и более). В них могут происходить одно-, двух- и трехфазные короткие замыкания.

Максимальная защита должна устанавливаться во всех трех фазах.

Сети с нейтралью, заземленной через резистор

В сетях, где величина емкостного тока замыкания на землю недостаточна для надежного действия защитного отключения, возникает необходимость в искусственном увеличении тока. Одним из способов создания таких условий является наложение на естественный емкостный ток замыкания на землю искусственной активной составляющей за счет заземления нейтрали через резистор (рис. 3.1, д). За рубежом, например, величина накладываемого активного тока достигает 25 А, реже – 50 А.

К достоинствам использования такого режима нейтрали относят:

1. Возможность ограничения наложенного активного тока до величины, обеспечивающей необходимый уровень электробезопасности.
2. Возможность применения простых, надежных и селективных защит от замыкания.
3. Предотвращение перемежающихся дуг и ограничения чрезмерных перенапряжений на неповрежденных фазах при замыкании на землю.

Порядок выполнения

Выполнение работы заключается в формировании отчёта по лабораторной работе № 3 на электронном носителе.

После того как лабораторная работа № 3 полностью закончена следует написать вывод и ответить на контрольные вопросы.

Контрольные вопросы

1. Какие существуют основные способы заземления нейтрали?
2. Что характеризует коэффициент замыкания на землю?
3. Перечислите достоинства и недостатки различных режимов нейтрали?
4. Какие существуют особенности выбора режима нейтрали для электроустановок напряжением до 1000 В и выше?
5. Поясните основные расчетные соотношения и векторные диаграммы для систем напряжений с заземленной и изолированной нейтралью?
6. Какие существуют особенности обеспечения электробезопасности в зависимости от режима нейтрали?

Лабораторная работа № 4. ИССЛЕДОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Цель работы – ознакомиться с показателями качества электроэнергии. Изучить причины снижения качества электроэнергии и способы его повышения.

Методические указания

При самостоятельной подготовке к лабораторной работе № 4 необходимо предварительно ознакомиться с теоретической частью.

Краткие теоретические сведения

Электроэнергия, как особый вид продукции, обладает определенными характеристиками, позволяющими судить о её пригодности в различных производственных процессах.

Совокупность характеристик, при которых приемники электроэнергии способны выполнять заложенные в них функции, объединены общим понятием качества электроэнергии.

Усложнение производственных процессов обусловило широкое применение регулируемых вентильных электроприводов, мощных дуговых печей, сварочных установок. Характерной особенностью работы этих потребителей является влияние их на качество электроэнергии питающих сетей. В свою очередь нормальная работа электрооборудования зависит от качества электроэнергии питающей системы. Взаимное влияние электрооборудования и питающей системы называют электромагнитной совместимостью.

Решение проблемы электромагнитной совместимости связано с определением и поддержанием оптимальных показателей качества электроэнергии, при которых выполняются технические требования с минимальными затратами.

Качество электроэнергии у потребителей, присоединенных к электрическим сетям, регламентируется ГОСТ Р 54149-2010, в соответствии с которым введены следующие показатели:

1. При питании от сетей трехфазного тока:

- отклонение частоты;
- размах колебания частоты;
- отклонение напряжения;
- размах изменения напряжения;
- коэффициент несинусоидальности напряжения;
- коэффициент несимметрии напряжения;
- коэффициент неуравновешенности напряжения.

2. Для сетей однофазного тока установлены те же показатели качества, что и для сетей трехфазного тока, но отсутствуют показатель несимметрии напряжения и коэффициент неуравновешенности напряжения.

3. При питании от электрических сетей постоянного тока:

- отклонение напряжения;
- размах изменения напряжения;
- коэффициент пульсации напряжения.

Рассмотрим теперь подробнее перечисленные показатели.

Отклонение частоты – разность, усредненная за 10 мин, между фактическим значением основной частоты и номинальным её значением (рис. 4.1). Отклонение частоты от номинального значения в нормальном режиме работы допускается в пределах $\pm 0,1$ Гц, в аварийных $\pm 0,2$ Гц.

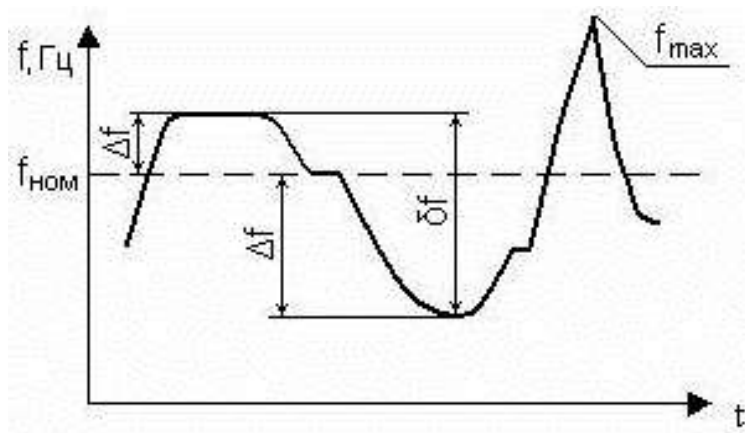


Рис. 4.1. График отклонения частоты и размаха колебания частоты

Размах колебаний частоты – разность между наибольшим и наименьшим значениями основной частоты (рис. 4.1) в процессе достаточно быстрого изменения параметров режима, когда скорость изменения частоты не меньше 0,2 Гц в секунду. Размахи колебаний частоты не должны превышать 0,2 Гц сверх допустимых отклонений 0,1 Гц.

Колебания напряжения оцениваются следующим образом:

а) *размахом изменения напряжения* – разностью между следующими друг за другом экстремумами огибающей действующих значений напряжения, %

$$\delta U = \frac{U_{\max} - U_{\min}}{U_{\text{ном}}} \times 100;$$

б) *частотой изменения напряжения*, с⁻¹

$$F = \frac{m}{T},$$

где m – количество изменений напряжения со скоростью более 1 % в секунду за время T ;

в) *интервалом* между следующими друг за другом изменениями напряжения за 12 секунд.

Под отклонением напряжения понимают разность между фактическим значением напряжения U_{ϕ} и его номинальным значением $U_{\text{ном}}$ для данной сети, выраженную в процентах

$$\Delta U = \frac{U_{\phi} - U_{\text{ном}}}{U_{\text{ном}}} \times 100.$$

Допустимые отклонения напряжения:

а) (-5)÷(+10) % на зажимах электродвигателей и аппаратов для их пуска и управления;

б) (-2,5)÷(+5) % на зажимах приборов рабочего освещения, а также в прожекторных установках наружного освещения;

в) на зажимах остальных приемников электроэнергии ±5 %;

г) в электрических сетях сельскохозяйственных районов, кроме животноводческих комплексов и птицефабрик, и в сетях, питающихся от шин тяговых подстанций электрифицированного транспорта, с разрешения вышестоящих организаций, допускаются другие значения отклонения напряжения;

д) в послеаварийных режимах работы сети допускается дополнительное снижение напряжения на 5 %.

Несинусоидальность формы кривой напряжения характеризуется *коэффициентом несинусоидальности напряжения* $K_{нс}$, представляющим собой отношение действующего значения гармонического содержания несинусоидального напряжения к напряжению основной частоты в процентах

$$K_{нс} = \frac{\sqrt{\sum_{v=2}^n U_v^2}}{U_{ном}} \times 100,$$

где U_v – действующее значение напряжения v -й гармоники, n – номер последней учитываемой гармоники.

Предельно допустимое значение $K_{нс} = 5 \%$.

Коэффициент несимметрии напряжений $K_{нес}$ представляет собой отношение напряжения обратной последовательности (U_2) основной частоты к номинальному линейному напряжению $U_{ном}$, %

$$K_{нес} = \frac{U_2}{U_{ном}} \times 100.$$

Предельно допустимое значение $K_{нес} = 2 \%$.

Коэффициент неуравновешенности напряжений $K_{неур}$ – это отношение напряжений нулевой последовательности фаз U_0 основной частоты к номинальному фазному напряжению $U_{н.ф.}$, %

$$K_{неур} = \frac{U_0}{U_{н.ф.}} \times 100.$$

Его значение ГОСТом не нормируется.

Коэффициент пульсации выпрямленного напряжения $K_{п}$ – это отношение действующего значения переменной составляющей пульсирующего напряжения к его номинальному значению, %

$$K_{п} = \frac{\sqrt{\sum_{v=1}^n U_v^2}}{U_{ном}} \times 100.$$

Значение K_{π} на зажимах двигателей постоянного тока не должно превышать 5 %. В случае питания электроизмерительных и радиотехнических устройств пульсация напряжения недопустима.

Причины снижения качества электроэнергии

1. Отклонение и колебание частоты происходят, в основном: вследствие перегрузок генераторов на электростанции, которые возникают в случае устойчивых коротких замыканий; аварийного отключения параллельно работающих генераторов в часы максимумов нагрузки потребителей, особенно в зимнее время.

2. Отклонения напряжения происходят из-за неправильного выбора элементов сети, нерационального регулирования напряжения путем переключения отпаяк у трансформатора, ограниченной мощности источника питания под действием ударных нагрузок.

3. Колебания напряжения в сети обусловлены мощной ударной нагрузкой, сварочными агрегатами, неправильным выбором параметров элементов системы электроснабжения.

4. Несинусоидальность напряжения в сети обусловлена вентильными преобразователями, сварочными выпрямителями, дугоплавильными печами и другой аналогичной нагрузкой. При этом происходит искажение синусоидальной формы тока и напряжения в сети. Большое влияние на коэффициент несинусоидальности оказывают режим работы нагрузки, параметры сети и величина нагрузки.

5. Различают длительную и кратковременную несимметрию напряжений. Длительная несимметрия возникает при наличии в сети осветительной нагрузки, однофазных сварочных установок, плавильных печей и т. п. Кратковременная несимметрия обычно связана с аварийными процессами в электрических сетях, такими как КЗ, обрывы проводов, замыкания на землю.

6. Неуравновешенность напряжений возникает при увеличении сопротивления цепи нулевого провода в системе с глухозаземленной нейтралью или в системе с изолированной нейтралью при несимметричной нагрузке.

Последствия снижения качества электроэнергии

Отклонение и колебания частоты приводят к увеличению потерь мощности и напряжения, так как потребляемая мощность P пропорциональна частоте f , а именно

$$P = af^n,$$

где $n = 0 \div 4$ в зависимости от характера нагрузки.

Отклонение напряжения вызывает наиболее неблагоприятные последствия и наносит наибольший материальный ущерб по сравнению с изменением других показателей качества электроэнергии, даже если оно находится в пределах ГОСТа.

Для асинхронных двигателей (АД) изменение напряжения на 10 % меняет пусковой, рабочий и максимальный момент примерно на 20 % (табл. 4.1).

Таблица 4.1

Изменение параметров асинхронного электродвигателя при отклонении напряжения от номинального значения

Характеристики двигателей	Изменение характеристики при изменении напряжения, %	
	-10 %	+10 %
Пусковой и максимальный вращающий моменты	-19	21
Синхронная частота вращения	const	const
Скольжение	23	-17
Частота вращения при номинальной нагрузке	-1,5	1
Коэффициент полезного действия при нагрузке		
100 % P_H	-2	1
75 % P_H	const	const
50 % P_H	-1÷2	1÷2
Коэффициент мощности при нагрузке		
100 % P_H	1	-3
75 % P_H	2÷3	-4
50 % P_H	4÷5	(-5)÷(-6)

Характеристики двигателей	Изменение характеристики при изменении напряжения, %	
	-10 %	+10 %
Ток ротора при номинальной нагрузке	14	11
Ток статора при номинальной нагрузке	10	-7
Пусковой ток	$(-10) \div (-12)$	$10 \div 12$
Прирост температуры обмотки при номинальной нагрузке	$5 \div 6^\circ$	Не меняется

Кроме того, меняются скольжение, коэффициент полезного действия, ток статора и ротора и т. д.

Увеличиваются активные и реактивные потери. Увеличение напряжения на 1 % увеличивает потребляемую реактивную мощность на 3 %. При установке АД в поточных линиях изменение напряжения сказывается на производительности и качестве из-за изменения скорости вращения двигателя.

При сварочных работах ухудшается качество шва и растет расход реактивной энергии.

Увеличение напряжения резко сокращает срок службы осветительных приборов. Так, увеличение напряжения всего на 5 % сокращает срок службы вдвое, а на 10 % – в четыре раза.

Уменьшение напряжения резко сокращает световой поток, так как он пропорционален квадрату тока, что резко снижает комфортные условия и может вызвать травматизм.

Электронные устройства вообще не допускают отклонения напряжения, поэтому они снабжаются стабилизаторами.

Колебания напряжения увеличивают травматизм с позиции освещения, так как резко возрастает утомляемость людей. У ламп дневного света возможен стробоскопический эффект, а в сетях, содержащих конденсаторы для компенсации реактивной мощности, появление резонансных явлений.

При протекании токов высших гармоник по элементам СЭС в них возникают дополнительные потери энергии, которые пропорциональны \sqrt{v} . Под воздействием токов высших гармоник происходит более интенсивное старение изоляции, чем от действия первой гармоники, так как увеличивается нагрев обмоток двигателей. Например, при $K_{нс} = 10\%$ стоимость ремонта кабелей возрастает на 20 %. В конденсаторах под воздействием выс-

ших гармоник возникают резонансные явления, повышающие эквивалентный ток в 3–5 раз. Несинусоидальность резко снижает точность измерительных приборов, вредно действует на работоспособность релейной защиты.

Наличие несимметрии нагрузок фаз вызывает появление токов обратной и нулевой последовательностей.

В АД несимметрия напряжений обуславливает дополнительный нагрев, а также обратный вращающий момент. Снижение момента пропорционально квадрату коэффициента несимметрии.

Поскольку сопротивление обратной последовательности обмоток АД в 5÷7 раз меньше сопротивления прямой последовательности, то возникает дополнительный нагрев ротора и статора, снижающий допустимую нагрузку и срок службы двигателя. Например, при $K_{нс} = 4\%$ срок службы АД сокращается в два раза.

Мероприятия по повышению качества электроэнергии делятся на организационно-технические и технические.

Технические мероприятия по повышению качества электроэнергии

1. Уменьшение сопротивления элементов СЭС с помощью параллельной работы трансформаторов, установки сдвоенных реакторов продольной компенсации реактивной мощности;

2. Изменение напряжений симметричных составляющих путем создания симметричной системы напряжений;

3. Ограничение токов симметричных составляющих в местах их возникновения (реактивные фильтры).

Для повышения качества частоты на электростанциях применяются авторегуляторы расхода пара турбины, автоматическая форсировка тока возбуждения ротора генератора, устройство автоматической разгрузки по частоте, отключающее часть менее ответственных потребителей.

Регулирование отклонения напряжения может быть централизованным и местным. Централизованное – это переключение отпаяк с высокой стороны, которое позволяет получить добавки

2,5; 5,0 и 7,5 %. Двух- и трехобмоточные трансформаторы с первичным напряжением 110 кВ имеют диапазон регулирования $\pm 16\%$ с числом ступеней 9.

Переключение может быть ручное (со снятием напряжения) и автоматическое (без снятия напряжения), то есть регулировка под нагрузкой (РПН). Местное регулирование осуществляется за счет установки компенсаторов реактивной мощности (БК) с устройством автоматического регулирования мощности в функции напряжения.

Имеют широкое применение линейные регуляторы напряжения (ЛР), включенные в сеть последовательно. Эти регуляторы имеют проходную мощность от 16 до 110 МВА. Схемы включения РПН и ЛР представлены на рис. 4.2. Эти схемы отличаются степенью и точностью регулирования. Регулирование напряжения необходимо вести с учетом его изменения во всех точках сети и изменения нагрузки.

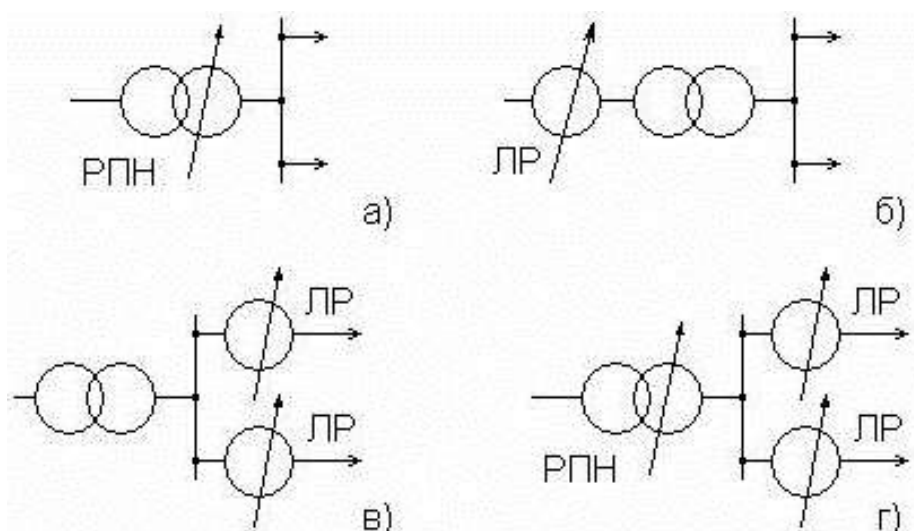


Рис. 4.2. Схема регулирования уровня напряжения

Организационно-технические мероприятия повышения качества электроэнергии

1. Рациональное построение системы электроснабжения путем применения глубоких вводов, применение трансформаторов с оптимальным коэффициентом загрузки, применение токопроводов.

2. Правильный выбор ответвлений обмоток у трансформаторов.

3. Использование перемычек на низкой стороне напряжения, обеспечивающих отключение части трансформаторов в часы минимума нагрузки.

4. Снижение сопротивления внутризаводского электропитания путем параллельной работы трансформаторов.

5. Использование регулировочной способности синхронных двигателей.

Снижение колебаний напряжения достигается, в основном, за счет рационального построения схем электроснабжения:

а) выделение мощных (ударных) нагрузок на отдельный питающий трансформатор;

б) подключение ударной и прочей нагрузки на разные плечи сдвоенного реактора;

в) применение трансформаторов с расщепленной обмоткой и разделение нагрузок;

г) увеличение мощности КЗ за счет параллельной работы трансформаторов;

д) выделение наиболее чувствительной к колебаниям напряжения части нагрузки на отдельный фидер;

е) установка разделительных трансформаторов.

Уменьшение несинусоидальности напряжения возможно при увеличении числа фаз выпрямителя.

В данном случае резко уменьшается число гармоник и их проявление. Это достигается, например, применением в выпрямителе двух одинаковых силовых трансформаторов, но имеющих первичные обмотки с разными схемами (в треугольник и звезду). В результате имеем два выпрямительных моста со сдвигом фаз между напряжениями 30° , что равнозначно увеличению числа фаз выпрямителя вдвое (рис. 4.3); установка фильтров высших гармоник (рис. 4.4), которые представляют собой последовательное соединение реактора и батареи конденсаторов, настроенных на определенную частоту. Сопротивление звена фильтра высшим гармоникам будет

$$X_{\phi} v_i = X_i v_i - \frac{X_c}{v_i}.$$

рис. 4.6). В случае активной нагрузки полное симметрирование будет при

$$Q_L = Q_C = \frac{P_0}{\sqrt{3}},$$

где P_0 – активная мощность однофазной нагрузки.

Если нагрузка имеет реактивную индуктивную нагрузку, то присоединяется параллельно нагрузке конденсатор.

Симметрирование можно осуществить подключением конденсаторов в две, а не три фазы (неполнофазная компенсация) и за счет этого выровнять напряжение пофазно.

В 4-проводной системе электроснабжения необходимо компенсировать токи обратной последовательности. Для этого надо стремиться к равномерной загрузке фаз, а если это не удастся, то заменяют трансформатор с соединением обмоток звездой на трансформатор с соединением обмоток треугольником, в котором токи обратной последовательности, кратные трем, замыкаются в первичной обмотке (в треугольнике), снижая тем самым степень несимметрии во вторичной обмотке.

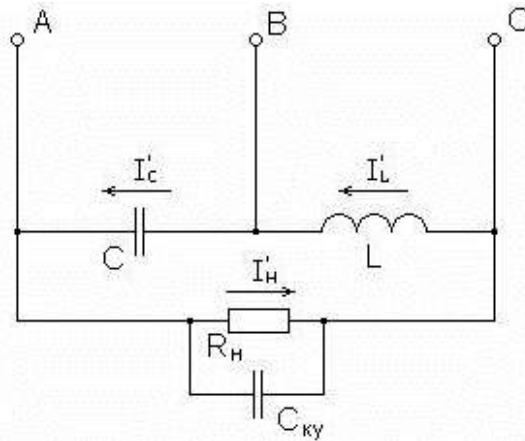


Рис. 4.5. Схема симметрирования однофазной нагрузки Штейнметца

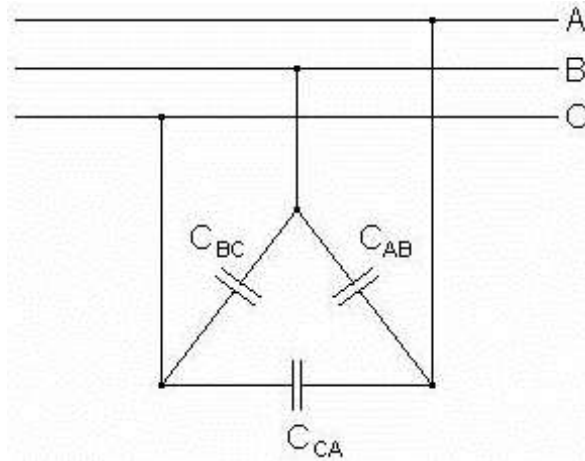


Рис. 4.6. Схема симметрирования несимметричной трехфазной нагрузки с помощью конденсаторной батареи

Порядок выполнения

Выполнение работы заключается в формировании отчёта по лабораторной работе № 4 на электронном носителе.

После того как лабораторная работа № 4 полностью закончена следует написать вывод и ответить на контрольные вопросы.

Контрольные вопросы

1. Показатели качества энергии по ГОСТ Р 54149-2010.
2. Влияние качества электроэнергии на работу токоприёмников.
3. Причины снижения каждого показателя качества энергии.
4. Мероприятия по повышению каждого показателя качества энергии.
5. Анализ каждой полученной функциональной зависимости.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Правила устройства электроустановок (ПУЭ). – 7-е изд. – Москва : Энергоатомиздат, 2016.

2. Железко Ю. С. Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электроэнергии: Руководство для практических расчетов [Электронный ресурс]. – Москва : ЭНАС, 2009. – 456 с.

3. Сибикин Ю. Д. Электроснабжение промышленных предприятий и установок: учебник [Электронный ресурс]. – Москва, Берлин : Директ-Медиа, 2014. – 337 с.

4. Стрельников, Н. А. Электроснабжение промышленных предприятий: учеб. пособие [Электронный ресурс]. – Новосибирск : НГТУ, 2013. – 100 с.

5. Кудрин, Б. И. Электроснабжение потребителей и режимы: учеб. пособие / Б. И. Кудрин, Б. В. Жилин, Ю. В. Матюнина. – Москва : Издательский дом МЭИ, 2013. – 412 с.