

Министерство образования Республики Беларусь

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

Кафедра «Электроснабжение»

# **КАЧЕСТВО И НАДЕЖНОСТЬ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ**

**КУРС ЛЕКЦИЙ  
для студентов специальности 1-43 01 03  
«Электроснабжение (по отраслям)»**

**Электронный аналог печатного издания**

**Гомель 2006**

УДК 621.311.031.004.12(075.8)  
ББК 31.29-5я73  
К30

*Рекомендовано к изданию научно-методическим советом  
энергетического факультета ГГТУ им. П. О. Сухого  
(протокол № 6 от 30.05.2005 г.)*

Авторы-составители: *О. Г. Широков, Т. В. Алферова*

Рецензент: директор филиала РУП «Гомельэнерго» «Гомельские электрические сети»  
*А. И. Рябков*

К30 **Качество** и надежность электроснабжения : курс лекций для студентов специальности 1-43 01 03 «Электроснабжение (по отраслям)» / авт.-сост.: О. Г. Широков, Т. В. Алферова. – Гомель : ГГТУ им. П. О. Сухого, 2006. – 85 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://gstu.local/lib>. – Загл. с титул. экрана.

ISBN 985-420-479-0.

Приведены термины и определения основных понятий изучаемых дисциплиной, а также термины по ГОСТ 13109-97. Данный курс лекций включает пять основных тем дисциплины; соответствует рабочей программе, иллюстрирован конкретными примерами.

Для студентов специальности 1-43 01 03 «Электроснабжение (по отраслям)».

УДК 621.311.031.004.12(075.8)  
ББК 31.29-5я73

ISBN 985-420-479-0

© Широков О. Г., Алферова Т. В., составление, 2006  
© Учреждение образования «Гомельский государственный технический университет имени П. О. Сухого», 2006

## ВВЕДЕНИЕ

Расширяющееся применение современных высокоавтоматизированных технологий, основанных на использовании электронных и микроэлектронных устройств, сопровождается ростом установленной мощности нелинейных, резкопеременных и несимметричных нагрузок. Возрастание доли такой специфичной нагрузки обуславливает существенное увеличение уровня электромагнитных помех в электрических сетях предприятий и энергосистем. В свою очередь, эти помехи, в зависимости от их характера, интенсивности, продолжительности и других параметров, неблагоприятно влияют на силовые электроустановки, системы электронного контроля, управления, обработки данных, системы телемеханики, связи и релейной защиты, что приводит к снижению надежности электроснабжения, увеличению потерь электроэнергии, нарушению технологических процессов. Указанные обстоятельства обострили проблемы качества электрической энергии или, иначе говоря, электромагнитной совместимости электроприемников и электрических сетей.

Вместе с тем, проблемы качества электрической энергии вытекают из сложности свойств самой электрической энергии.

Понятие качества электроэнергии (КЭ) значительно отличается от бытовых понятий качества других видов продукции, что в первую очередь определяется невозможностью визуального восприятия самой энергии. КЭ проявляется через качество функционирования оборудования и устройств, потребляющих электроэнергию, а так как качество их функционирования зависит и от качества изготовления самих устройств, то определение неудовлетворительной работы устройства в каждом конкретном случае возможно лишь с помощью анализа качества подводимой электроэнергии, осуществляемого на основе соответствующих измерений.

*Второй* особенностью электроэнергии, отличающей ее от других видов продукции, является неразрывность во времени процессов ее производства и потребления. В каждый момент времени производится ровно столько энергии, сколько потребляется. Электроэнергия не может отбраковываться, и потребляется при любом ее качестве (в пределах уставок срабатывания защитных устройств, отключающих оборудование от сети при недопустимых параметрах режима).

*Третьей* особенностью электроэнергии является тот факт, что ее качество в пунктах производства (на электростанциях) не может слу-

жить гарантией ее качества в пунктах потребления. Характер самого процесса потребления существенно влияет на параметры электроэнергии, характеризующие ее качество. КЗ в узле сети до и после подключения потребителя резко изменяется. Ситуация, в которой на качество продукции влияет потребитель уже в процессе ее транспортировки к месту потребления, существенно отличает проблему повышения КЭ от проблем повышения качества других видов продукции. Это влияние усиливается по мере приближения к точкам присоединения потребителей к системе, поэтому контроль КЭ в первую очередь необходимо производить в точках ее реализации потребителю. На крупных подстанциях энергосистем, расположенных далеко от узлов нагрузки, понятие «качество электроэнергии» теряет свой смысл, так как качество любой продукции проявляется при ее потреблении. Контроль параметров электроэнергии на этих подстанциях должен производиться с целью оценки уровней помех, влияющих на работу оборудования энергосистем.

Термин «качество электроэнергии» не отражает факта влияния на него потребителей и большинством пользователей (особенно не специалистов в данной области) воспринимается как понятие, характеризующее качество поставляемой продукции, при несоответствии которого нормам претензии предъявляются поставщику. Более правильный термин – «электромагнитная совместимость» (ЭМС) оборудования, отражающий отмеченную специфику, принят в международных документах. *Под ЭМС понимают способность оборудования нормально функционировать в его электромагнитной среде, не создавая недопустимых электромагнитных помех для другого оборудования, функционирующего в этой среде.*

Различие применяемых терминов объясняется тем, что в СССР на протяжении длительного времени первоочередное внимание уделялось нормализации положения с уровнями частоты и напряжения, т. е. параметрам, практически полностью зависящим от деятельности энергоснабжающих организаций. Термин «качество электроэнергии» для этих параметров адекватно отражает существо вопроса.

Вместе с тем, в проблеме нормализации уровней частоты и напряжения практически нет нерешенных научных вопросов, существуют и технические средства поддержания этих параметров в заданных пределах. Эта проблема является организационно-хозяйственной, а не научно-технической. В качестве подтверждения можно привести ситуацию с пониженными уровнями частоты, наблюдавшимися в те-

чение длительного времени и нормализованными изменением лишь механизма экономического стимулирования персонала электрических станций. Аналогичный результат может быть достигнут и в части уровней напряжения при разработке соответствующего механизма стимулирования персонала электрических сетей.

За рубежом основные научные исследования посвящены другим показателям (высшие гармоники, кратковременные провалы напряжения, быстрые его изменения и т. п.), которые более правильно могут быть определены термином «помехи».

Техническая и экономическая оценка последствий низкого КЭ затрудняется следующими обстоятельствами:

– воздействие КЭ на качество и количество выпускаемой продукции, а также на сроки службы электроприемников (ЭП) носит интегральный характер, а показатели КЭ в силу зависимости от режимов работы большого числа потребителей постоянно изменяются во времени. Выход ЭП из строя может наступить в период относительно высокого КЭ вследствие чрезмерного воздействия искажений за предшествующий период;

– последствия низкого КЭ проявляются в окончательном продукте, на качественные и количественные характеристики которого, кроме КЭ, воздействуют многие факторы. Трудности экспериментального выделения последствий низкого КЭ из суммарного воздействия всех факторов и возможности частичной компенсации этих последствий с помощью физического труда человека затрудняют количественную их оценку. В связи с этим, эффект от недоотпуска продукции четко проявляется лишь в системах автоматизированного круглосуточного производства, где его компенсация практически невозможна ни с помощью интенсификации труда человека, ни с помощью увеличения продолжительности работ.

– пока еще не налажен систематический контроль КЭ в электрических сетях. Специальные приборы такого контроля стали производиться только с 1985 года. В связи с этим отсутствуют данные отчетного характера, позволяющие оценить реальный ущерб от низкого КЭ. Все подобного рода оценки базируются на экспериментах, проводившихся различными научно-исследовательскими организациями для отдельных видов оборудования или для отдельных предприятий в рамках хоздоговорных работ. Поэтому систематизированные оценки для всех отраслей промышленности отсутствуют.

## Термины и определения основных понятий, изучаемых дисциплиной

### Термины и определения по ГОСТ 23875-88

Качество электрической энергии	Степень соответствия параметров электрической энергии их установленным значениям
Параметр электрической энергии	Величина, количественно характеризующая какое-либо свойство электрической энергии <i>Примечание.</i> Под параметрами электрической энергии понимают напряжение, частоту, форму кривой электрического тока
Показатель качества электрической энергии	Величина, характеризующая качество электрической энергии по одному или нескольким ее параметрам
Норма качества электрической энергии <i>Норма качества</i>	Установленное предельное значение показателя качества электрической энергии
Контроль качества электрической энергии <i>Контроль качества</i>	Проверка соответствия показателей качества электрической энергии установленным нормам качества
Анализ качества электрической энергии	Установление причин несоответствия качества электрической энергии установленным значениям
Управление качеством электрической энергии	Воздействия на условия и факторы, влияющие на качество электрической энергии
Мгновенное значение параметра электрической энергии <i>Мгновенное значение</i>	Значение параметра электрической энергии в рассматриваемый момент времени
Нестабильность параметра электрической энергии <i>Нестабильность параметра</i>	Непостоянство параметра электрической энергии, вызываемое воздействием влияющих величин
Отклонение параметра электрической энергии <i>Отклонение параметра</i>	Величина, равная разности между текущим значением параметра электрической энергии и его номинальным или базовым значением. <i>Примечание.</i> В качестве базового значения параметра может быть принято среднее рабочее, расчетное, предельное или обусловленное договором на электроснабжение

## Термины и определения по ГОСТ 13109-97

Система электроснабжения	Совокупность электроустановок и электрических устройств, предназначенных для обеспечения потребителей электрической энергии
Система электроснабжения общего назначения	Совокупность электроустановок и электрических устройств энергоснабжающей организации, предназначенная для обеспечения электрической энергией различных потребителей (приемников электрической энергии)
Электрическая сеть общего назначения	Электрическая сеть энергоснабжающей организации, предназначенная для передачи электрической энергии различным потребителям (приемникам электрической энергии)
Точка общего присоединения	Точка электрической сети общего назначения электрически ближайшая к сетям рассматриваемого потребителя электрической энергии (входным устройствам рассматриваемого приемника электрической энергии), к которой присоединены или могут быть присоединены электрические сети других потребителей (входные устройства других приемников)
Потребитель электрической энергии	Юридическое или физическое лицо, осуществляющее пользование электрической энергией (мощностью)
Кондуктивная электромагнитная помеха в системе электроснабжения	Электромагнитная помеха, распространяющаяся по элементам электрической сети
Уровень электромагнитной совместимости в системе электроснабжения	Регламентированный уровень кондуктивной электромагнитной помехи, используемый в качестве эталонного для координации между допустимым уровнем помех, вносимым техническими средствами энергоснабжающей организации и потребителей электрической энергии, и уровнем помех, воспринимаемым техническими средствами без нарушения их нормального функционирования

# 1. ОБЩЕЕ ПОНЯТИЕ О КАЧЕСТВЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

## 1.1. Классификация и характеристика основных факторов, обуславливающих качество электрической энергии

Качество электрической энергии определяется уровнями следующих основных типов помех в электрических сетях:

- высшие гармоники (кратные основной частоте);
- некратные гармоники (интергармоники);
- отклонения напряжения;
- колебания напряжения (резкие его изменения);
- провалы напряжения и кратковременные перерывы питания;
- импульсы напряжения;
- временные перенапряжения;
- несимметрия напряжений (в трехфазных системах);
- сигналы систем управления, посылаемые по проводам линий электропередачи;
- отклонения частоты.

Высшие гармоники (кратные) представляют собой синусоидальные напряжения или токи, частота которых отличается от основной частоты в целое число раз. Обычно их подразделяют на две группы: *четные* и *нечетные* гармоники. Нечетные гармоники в электрических сетях наиболее выражены, что объясняется спецификой используемого оборудования.

Некратные гармоники представляют собой синусоидальные токи или напряжения, частота которых отличается от основной частоты не в целое число раз. Они могут проявляться в двух формах; в виде дискретных частот и непрерывного спектра частот.

Кратные и некратные гармоники, имеющие частоту меньше основной, называют *субгармониками*.

Колебания напряжения представляют собой серию изменений случайного или циклического характера. Их амплитуда обычно не превышает 10 % номинального напряжения, в связи с чем договорные условия поддержания напряжения в пределах  $\pm 5\%$  могут выполняться. Частые изменения напряжения внутри допустимого диапазона приводят к отрицательным последствиям.

При анализе общего процесса изменения напряжения следует выделять:



– медленные изменения напряжения, обусловленные изменением нагрузки сетей в течение суток и соответствующей работой регулирующих устройств (трансформаторов с переключением ответвлений под нагрузкой);

– колебания напряжения, обусловленные работой резкопеременных нагрузок и происходящие с частотой от нескольких раз в минуту до 20 раз в секунду;

– кратковременные посадки (провалы) напряжения, амплитуда которых превышает 10 % и может достигать 100 % (перерывы питания). Посадки напряжения происходят достаточно редко и вызываются коммутационными переключениями в системах, обусловленными повреждениями линий и работой устройств релейной защиты и автоматики.

В документах МЭК выделяются 4 типа формы колебаний напряжения:

- 1) периодические прямоугольные колебания;
- 2) серия скачков напряжения с неодинаковыми интервалами времени между ними и одинаковой или неодинаковой амплитудой, происходящих в положительном или отрицательном направлении;
- 3) четко разделимые колебания, часть которых может иметь форму скачка, а часть – треугольную или более плавную форму;
- 4) случайные колебания произвольной формы, не описываемой аналитическими функциями.

Два или более скачков, происходящих в одном направлении с перерывом между ними не более 30 мс, рассматриваются как один.

Кратковременные провалы напряжения представляют собой неожиданные снижения напряжения с его восстановлением через интервал времени от нескольких периодов основной частоты до нескольких электрических градусов. Кратковременные перерывы питания представляют собой исчезновение напряжения на период до 1 мин и могут рассматриваться как провал напряжения со 100 % амплитудой. Амплитуды посадок напряжения в различных фазах могут быть неодинаковыми. Провал напряжения может иметь одинаковое значение в течение всего времени снижения, а может иметь и более сложную форму, состоящую из двух или более последовательных посадок.

Несимметрия трехфазной системы напряжения возникает, если фазные или междуфазные напряжения не равны по амплитуде или угол сдвига между ними не равен 120 эл. град.

Сигналы управляющих систем, передаваемые по линиям электропередачи, предназначены для управления нагрузками, переключения многотарифных счетчиков и других операций. Проблема ЭМС управляющих систем рассматривается в трех аспектах:

- обеспечение совместимости различных управляющих систем;
- устранение ложной работы управляющих систем вследствие помех в сети;
- устранение помех в работе другого оборудования, подключенного к сети, создаваемых сигналами, передаваемыми управляющими системами.

Отклонения частоты возникают вследствие несоответствия мощности генераторов и нагрузок. При превышении генераторной мощностью мощности нагрузки скорость генераторов возрастает, пропорционально ей возрастает частота. Мощность, потребляемая нагрузкой, также увеличивается, при определенном значении частоты наступает баланс между генерируемой и потребляемой мощностью. Аналогичная картина снижения частоты наблюдается, если мощность нагрузки превышает мощность генераторов.

## **1.2. Источники помех**

### **1.2.1. Гармоники**

Гармонические искажения напряжений и токов возникают из-за наличия в сетях элементов или оборудования с нелинейной вольт-амперной характеристикой. Основные источники гармонических помех – преобразовательные и выпрямительные установки, индукционные и дуговые печи, люминесцентные лампы. Из бытового оборудования наиболее сильными источниками гармонических помех являются телевизоры. Определенный уровень гармонических помех может создавать и оборудование энергосистем: вращающиеся машины, трансформаторы. Однако, как правило, эти источники не основные.

Основными источниками некрatных гармоник являются:

- статические преобразователи частоты (СПЧ);
- циклоконверторы;
- индукционные двигатели;
- сварочные машины;
- дуговые печи;
- системы управления токами наложенной частоты.

СПЧ состоят из выпрямителя переменного тока исходной частоты в постоянный ток и преобразователя постоянного тока в переменный требуемой частоты. Напряжение постоянного тока модулируется выходной частотой преобразователя, вследствие чего во входном токе возникают некратные гармоники. СПЧ используются, главным образом, для двигателей с регулируемой скоростью вращения, применение которых быстро развивается. Двигатели мощностью до нескольких десятков киловатт присоединяются непосредственно к низковольтным сетям, более мощные – к сетям среднего напряжения через собственные трансформаторы. Существует несколько схем выполнения СПЧ с различными характеристиками. Частоты некратных гармоник зависят от выходной частоты и пульсности преобразователя. Подобные преобразователи используются также для печей, работающих на средних частотах.

Циклоконверторы представляют собой трехфазные преобразователи большой мощности (несколько мегаватт), которые превращают трехфазный ток исходной частоты в трехфазный или однофазный ток пониженной частоты (обычно менее 15 Гц), используемый для питания тихоходных двигателей большой мощности. Они состоят из двух управляемых выпрямителей, проводящих ток попеременно то в одном, то в другом направлении. Циклоконверторы используются в очень редких случаях. Токи интергармоник достигают 8–10 % от тока основной частоты. В связи с большой мощностью циклоконверторов они присоединяются к сетям с большой мощностью короткого замыкания, поэтому напряжения интергармоник оказываются малыми. Измерения, проведенные на двух таких установках в Швейцарии показали, что их величины в сетях 50 и 220 кВ не превышают 0,1 % от номинального напряжения.

Индукционные двигатели могут в ряде случаев генерировать интергармоники из-за наличия зазора между статором и ротором, особенно в сочетании с насыщением стали. При нормальной скорости вращения ротора частоты интергармоник находятся в диапазоне 500–2000 Гц, но при запуске двигателя «пробегают» весь диапазон частот вплоть до установившегося значения. Помехи, создаваемые двигателями, могут быть значительными при установке их в конце длинной линии низкого напряжения (более 1 км). В этих случаях были замерены интергармоники величиной до 1 %.

Сварочные машины и дуговые сталеплавильные печи (ДСП) генерируют широкий и непрерывный спектр гармоник.

Частоты гармоник и интергармоник, генерируемых преобразовательным оборудованием определяются по выражению:

$$f_{\nu} = (pm \pm 1)50 \pm 6n \cdot F, \quad (1.1)$$

где  $p$  – пульсность преобразователя (6 или 12);  $F$  – выходная частота;  $m = 1, 2, 3, \dots$ ;  $n = 0, 1, 2, \dots$ .

Для преобразователей переменного тока в постоянный (выпрямители)  $F = 0$  и  $f_{\nu}$  определяется только первым слагаемым формулы. Комбинация значений  $p$  и  $m$  дает частоты кратных гармоник, а  $n$  и  $F$  – частоты боковых интергармоник, которые изменяются при регулировании выходной частоты  $F$ .

В шестипульсных преобразователях отсутствуют гармоники кратные трем.

### 1.2.2. Отклонение напряжения

Отклонения напряжения обуславливаются изменением нагрузок потребителей в течение суток и соответствующей работой устройств, регулирующих напряжения (трансформаторы с РПН).

### 1.2.3. Колебания напряжения

Колебания напряжения вызываются работой электроприемников с резко-переменным характером потребления мощности и происходят при работе следующего оборудования:

- сварочных машин сопротивления и дуговых;
- прокатных станов;
- мощных двигателей с изменяющейся нагрузкой;
- электродуговых сталеплавильных печей;

Скачкообразные изменения напряжения могут возникать также при коммутациях нагрузок и электрооборудования (например: конденсаторных батарей).

### 1.2.4. Кратковременные провалы напряжения

Кратковременные провалы напряжения вызываются коммутационными процессами в энергосистемах, связанных с короткими замыканиями, а также запуском мощных двигателей. Определенное количество таких провалов, вызванных работой автоматики энергосистем по ликвидации коротких замыканий, не может быть устранено и потребители должны учитывать это обстоятельство.

### **1.2.5. Импульсы напряжения**

Источниками импульсов напряжения являются коммутационные операции в сетях энергосистем и грозовые явления.

### **1.2.6. Несимметрия трехфазной системы напряжений**

Несимметрия трехфазной системы напряжений может быть вызвана тремя причинами:

1) несимметрией параметров воздушных линий вследствие отсутствия транспозиции проводов или применения удлиненных циклов транспозиции. Этот фактор проявляется преимущественно на линиях высокого напряжения;

2) неравенством нагрузок фаз вследствие неравномерного распределения их между фазами (систематическая несимметрия) либо неодновременностью их работы (вероятностная несимметрия);

3) неполнофазными режимами линий электропередач (после отключения одной из фаз вследствие повреждения).

Степень несимметрии напряжений, вызываемая несимметрией параметров линий электропередач, как правило, невелика (до 1 %). Наиболее существенная несимметрия возникает при неполнофазных режимах работы линий электропередач, однако такие режимы бывают весьма редко. Поэтому основной наиболее распространенной причиной несимметрии являются нагрузки сети. В сетях промышленных предприятий источниками несимметрии могут быть:

– мощные однофазные нагрузки – индукционные плавильные и нагревательные печи, сварочные агрегаты, печи электрошлакового переплава;

– трехфазные электроприемники длительно работающие в несимметричном режиме – электродуговые сталеплавильные печи.

### **1.2.7. Отклонения частоты**

Отклонения частоты возникают вследствие несоответствия мощности генераторов вырабатывающих электроэнергию и потребляемой нагрузки.

### **1.2.8. Системы управления токами наложенной частоты**

Системы управления токами наложенной частоты разделяются на 4 типа в зависимости от частоты и вида сигнала:

1. Низкочастотные, использующие синусоидальные сигналы в диапазоне частот от 110 до 2000 Гц. Такие системы применяются, главным образом, в электрических сетях энергоснабжающих организаций, иногда в сетях промышленных предприятий. Они находятся

в эксплуатации уже более 50 лет, широко распространены, хорошо изучены, условия их совместимости известны.

2. Высокочастотные, использующие синусоидальные сигналы в диапазоне частот от 3 до 20 кГц. Применяются преимущественно энергоснабжающими организациями. Такие системы начали производиться за рубежом несколько лет тому назад. Правила их совместимости еще не определены.

3. Радиочастотные, использующие синусоидальные сигналы в диапазоне частот от 30 до 150 кГц. Эти системы находятся практически в стадии разработки.

4. Системы с несинусоидальными сигналами, выражаемыми обычно в виде кратковременного понижения напряжения, как правило, в точке пересечения нуля, чтобы избежать фликера. В наименованиях сигналов принята следующая терминология: «длинный импульс» (1,5–2 мс); «короткий импульс» (20–50 мкс); «импульс основной частоты» (полпериода или целый период). Амплитуда длинного импульса обычно находится в пределах 2 % амплитуды основной частоты, короткого – 2–5 %.

### **1.3. Влияние кондуктивных электромагнитных помех на работу электрооборудования**

#### **1.3.1. Гармоники**

Высшие гармоники напряжения и тока оказывают влияние на элементы систем электроснабжения и линии связи.

Основными формами воздействия высших гармоник на системы электроснабжения являются:

- увеличение токов и напряжений высших гармоник вследствие параллельного и последовательного резонансов;
- снижение эффективности процессов генерации, передачи, использования электроэнергии;
- старение изоляции электрооборудования и сокращение вследствие этого срока его службы;
- ложная работа оборудования.

*Влияние резонансов на системы.* Резонансы в системах электроснабжения обычно рассматриваются применительно к конденсаторам, в частности к силовым конденсаторам. При превышении гармониками тока уровней, предельно допустимых для конденсаторов, последние не ухудшают свою работу, однако через некоторое время выходят из строя.

Другой областью, где резонансы могут приводить к выходу из строя элементов оборудования, являются системы управления нагрузкой с помощью тональных частот. Для того, чтобы предотвратить поглощение сигнала силовыми конденсаторами, их цепи разделяют настроенным последовательным фильтром (фильтр-«пробка»). В случае местного резонанса гармоники тока в цепи силового конденсатора резко возрастают, что приводит к отказу настроенного конденсатора последовательного фильтра.

В одной из установок фильтры, настроенные на частоту 530 Гц с проходным током 100 А каждый, заблокировали цепь силовой конденсаторной установки, имеющей 15 секций по 65 квар. Конденсаторы этих фильтров вышли из строя через два дня. Причиной оказалось наличие гармоники с частотой 350 Гц, в непосредственной близости к которой были обнаружены условия резонанса между настроенным фильтром и силовыми конденсаторами.

*Влияние гармоник на вращающиеся машины.* Гармоники напряжения и тока приводят к дополнительным потерям в обмотках статора, в цепях ротора, а также в стали статора и ротора. Потери в проводниках статора и ротора из-за вихревых токов и поверхностного эффекта при этом больше, чем определяемые омическим сопротивлением.

Токи утечки, вызываемые гармониками в торцевых зонах статора и ротора, приводят к дополнительным потерям.

В индукционном двигателе с ротором со скошенными пазами и пульсирующими магнитными потоками в статоре и роторе высшие гармоники вызывают дополнительные потери в стали. Величина этих потерь зависит от угла скоса пазов и характеристик магнитопровода.

Среднее распределение потерь от высших гармоник характеризуется следующими данными: обмотки статора 14 %; цепи ротора 41 %; торцевые зоны 19 %; асимметричные пульсации 26 %.

За исключением потерь на асимметричные пульсации их распределение в синхронных машинах приблизительно аналогично.

Следует отметить, что соседние нечетные гармоники в статоре синхронной машины вызывают в роторе гармонику одинаковой частоты. Например, 5-я и 7-я гармоники в статоре вызывают в роторе гармоники тока 6-го порядка, вращающиеся в разные стороны. Для линейных систем средняя плотность потерь на поверхности ротора пропорциональна величине  $(I_5^2 + I_7^2)$ , однако из-за разного направления вращения плотность потерь в некоторых точках пропорциональна величине  $(I_5 + I_7)^2$ .

Дополнительные потери – одно из самых отрицательных явлений, вызываемое гармониками во вращающихся машинах. Они приводят к повышению общей температуры машины и к местным перегревам, наиболее вероятным в роторе. Двигатели с ротором типа «беличья клетка» допускают более высокие потери и температуру, чем двигатели с фазным ротором. Некоторые руководства ограничивают допустимый уровень тока обратной последовательности в генераторе 10 %, а уровень напряжения обратной последовательности на вводах индукционных двигателей 2 %. Допустимость гармоник в этом случае определяют по тому, какие уровни напряжений и токов обратной последовательности они создают.

*Моменты вращения, создаваемые гармониками.* Гармоники тока в статоре вызывают соответствующие моменты вращения: гармоники, образующие прямую последовательность в направлении вращения ротора, а образующие обратную последовательность – в обратном направлении.

Токи гармоник в статоре машины вызывают движущую силу, приводящую к появлению на валу вращающихся моментов в направлении вращения магнитного поля гармоники. Вращающий момент от  $\nu$ -й гармоники определяется по следующему выражению:

$$M \cdot \nu = (U_{\nu} / \nu)(r_{2\nu} / x_1), \quad (1.2)$$

где  $U_{\nu}$  – напряжение  $\nu$ -й гармоники;  $\nu$  – номер гармоники;  $r_{2\nu}$ ,  $x_1$  – сопротивления ротора и статора.

Обычно они очень малы и к тому же частично компенсируются из-за противоположного направления. Несмотря на это, они могут привести к вибрации вала двигателя.

*Влияние гармоник на статическое оборудование, линии электропередачи.* Гармоники тока в линиях приводят к дополнительным потерям электроэнергии и напряжения.

В кабельных линиях гармоники напряжения увеличивают воздействие на диэлектрик пропорционально увеличению максимального значения амплитуды. Это, в свою очередь, увеличивает число повреждений кабеля и стоимость ремонтов.

В линиях сверхвысокого напряжения гармоники напряжения по той же причине могут вызывать увеличение потерь на корону.

*Трансформаторы.* Гармоники напряжения вызывают в трансформаторах увеличение потерь на гистерезис и потерь, связанных



с вихревыми токами в стали, а так же потерь в обмотках. Сокращается также срок службы изоляции.

Увеличение потерь в обмотках наиболее важно в преобразовательном трансформаторе, так как наличие фильтра, присоединяемого обычно к стороне переменного тока, не снижает гармоники тока в трансформаторе. Поэтому требуется устанавливать большую мощность трансформатора. Наблюдаются также локальные перегревы бака трансформатора.

Отрицательный аспект воздействия гармоник на мощные трансформаторы состоит в циркуляции утроенного тока нулевой последовательности в обмотках, соединенных в треугольник. Это может привести к их перегрузке.

*Батареи конденсаторов.* Дополнительные потери в электрических конденсаторах от гармоник определяются по выражению:

$$\delta P = \sum \Delta P_0 \cdot \omega \cdot C \cdot \nu U_\nu, \quad (1.3)$$

где  $\Delta P_0$  – удельные потери на основной частоте кВт/квар;  $C$  – емкость конденсатора;  $U_\nu$  – напряжение  $\nu$ -й гармоники.

Эти потери приводят к перегреву конденсаторов. В общем случае конденсаторы проектируются так, чтобы допускать определенную токовую перегрузку. Конденсаторы, выпускаемые в Великобритании, допускают перегрузку 15 %, в Европе и Австралии – 30 %, в США – 80 %, в СНГ – 30 %. При превышении этих величин, наблюдающихся в условиях повышенных напряжении высших гармоник на вводах конденсаторов, последние перегреваются и выходят из строя.

*Влияние на устройства защиты энергосистем.* Гармоники могут нарушать работу устройств защиты или ухудшать их характеристики. Характер нарушения зависит от принципа работы устройства. Цифровые реле и алгоритмы, основанные на анализе выборки данных или точки пересечения нуля, особенно чувствительны к гармоникам.

Чаще всего изменения характеристик несущественны. Большинство типов реле нормально работает при коэффициенте искажения до 20 %. Однако увеличение доли мощных преобразователей в сетях может в будущем изменить ситуацию.

Проблемы, возникающие из-за гармоник, различны для нормальных и аварийных режимов и ниже рассмотрены отдельно.

*Влияние гармоник в аварийных режимах.* Устройства защиты обычно реагируют на напряжение или ток основной частоты, а все

гармоники в переходном режиме либо отфильтровываются, либо не воздействуют на устройство. Последнее характерно для электромеханических реле, особенно используемых в максимальной токовой защите. Эти реле имеют большую инерцию, что делает их практически не чувствительными к высшим гармоникам,

Более существенным оказывается влияние гармоник на работу защиты, строящейся на измерении сопротивления. Дистанционная защита, в которой производится измерение сопротивлений на основной частоте, может давать значительные ошибки в случае наличия в токе короткого замыкания высших гармоник (особенно 3-го порядка). Большое содержание гармоник обычно наблюдается в случаях, когда ток короткого замыкания течет через землю (сопротивление земли доминирует в общем сопротивлении контура). Если гармоники не отфильтровываются, вероятность ложной работы весьма высока.

В случае металлического короткого замыкания в токе преобладает основная частота. Однако в связи с насыщением трансформатора возникает вторичное искажение кривой, особенно в случае большой апериодической составляющей в первичном токе. При этом также возникают проблемы обеспечения нормальной работы защиты.

В установившихся режимах работы нелинейность, связанная с перевозбуждением трансформатора, вызывает только гармоники нечетного порядка. В переходных режимах могут возникнуть любые гармоники, наибольшие амплитуды имеют обычно 2-я и 3-я.

Однако при правильном проектировании большинство из перечисленных проблем легко разрешаются. Правильный выбор оборудования устраняет множество трудностей, связанных с измерительными трансформаторами,

Фильтрация гармоник, особенно в цифровых защитах, наиболее важна для дистанционных защит. Работы, выполненные в области цифровых способов фильтрации, показали, что хотя алгоритмы такой фильтрации часто достаточно сложны, получение нужного результата не представляет особых трудностей.

*Влияние гармоник на системы защиты в нормальных режимах работы электрических сетей.* Низкая чувствительность устройств защиты к параметрам режима в нормальных условиях обуславливает практическое отсутствие проблем, связанных с гармониками в этих режимах. Исключение составляет проблема, связанная с включением в сеть мощных трансформаторов, сопровождающимся броском намагничивающего тока.

Амплитуда пика зависит от индуктивности трансформатора, сопротивления обмотки и момента времени, в который происходит включение. Остаточный поток в момент перед включением несколько увеличивает или уменьшает амплитуду в зависимости от полярности потока по отношению к начальному значению мгновенного напряжения. Так как ток на вторичной стороне в течение намагничивания отсутствует, большой первичный ток может вызвать ложное срабатывание дифференциальной защиты.

Наиболее простым способом исключения ложных срабатываний является использование задержки времени, однако это может привести к серьезному повреждению трансформатора, если авария произойдет во время его включения. На практике нехарактерную для сетей 2-ю гармонику, присутствующую в токе включения, используют для блокировки защиты, хотя защита остается достаточно чувствительной к внутренним повреждениям трансформатора во время включения.

*Воздействие гармоник на оборудование потребителей*

Телевизоры. Гармоники, увеличивающие пик напряжения, могут вызвать искажения изображения и изменение яркости.

Люминесцентные и ртутные лампы. Балластные устройства этих ламп иногда содержат конденсаторы и при определенных условиях может возникнуть резонанс, приводящий к выходу ламп из строя.

Компьютеры. Существуют пределы на допустимые уровни искажений в сетях, питающих компьютеры и системы обработки данных. В некоторых случаях они выражаются в процентах от номинального напряжения (для компьютера IBM – 5 %) либо в виде отношения пика напряжения к действующему значению (CDC устанавливает допустимые его пределы значениями  $1,41 \pm 0,1$ ).

Преобразовательное оборудование. Вырезы на синусоиде напряжения, возникающие во время коммутации вентилях, могут влиять на синхронизацию другого подобного оборудования или устройств, управление которыми осуществляется в момент перехода кривой напряжения нулевого значения.

Оборудование с тиристорно-регулируемой скоростью вращения.

Теоретически гармоники могут влиять на такое оборудование несколькими способами:

- вырезы на синусоиде напряжения вызывают неправильную работу из-за пропусков зажигания тиристором;
- гармоники напряжения могут вызвать зажигание не в требуемый момент;

– возникающий резонанс при наличии разных типов оборудования может привести к перенапряжениям и качаниям машин.

Описанные выше воздействия могут ощущаться и другими потребителями, присоединенными к той же сети. Если потребитель не испытывает затруднений с тиристорно-управляемым оборудованием в своих сетях, он вряд ли окажет влияние на других потребителей. Потребители, питающиеся от разных шин, теоретически могут влиять друг на друга, однако электрическая удаленность снижает вероятность такого взаимодействия.

*Влияние гармоник на измерение мощности и энергии.* Измерительные устройства обычно калибруются при чисто синусоидальном напряжении и увеличивают погрешность при наличии высших гармоник. Величина и направление гармоник являются важными факторами, т. к. знак погрешности определяется направлением гармоник.

Погрешности измерения, вызываемые гармониками, сильно зависят от типа измерительной аппаратуры. Обычные индукционные счетчики, как правило, завышают показания на несколько процентов (по 6 %) при наличии у потребителя источника искажения. Такие потребители оказываются автоматически наказанными за внесение искажений в сеть, поэтому в их собственных интересах установить соответствующие средства для подавления этих искажений.

Количественных данных о влиянии гармоник на точность измерения максимума нагрузки нет. Влияние гармоник на точность измерения максимума нагрузки предположительно такое же, как и на точность измерения энергии.

Точное измерение энергии независимо от формы кривых тока и напряжения обеспечивается электронными счетчиками, имеющими более высокую стоимость.

Гармоники оказывают воздействие и на точность измерения реактивной мощности, которая четко определена лишь для случая синусоидальных токов и напряжения и на точность измерения коэффициента мощности.

Редко упоминается влияние гармоник на точность поверки и калибровки приборов в лабораториях, хотя эта сторона вопроса также важна.

*Влияние гармоник на цепи связи.* Гармоники в силовых цепях вызывают шумы в цепях связи. Малый уровень шума приводит к определенному дискомфорту, при его увеличении часть передаваемой информации теряется, в предельных случаях связь становится вообще невозможной. В связи с этим при любых технологических изменениях

систем электроснабжения и систем связи необходимо рассматривать влияние линий электропередачи на линии телефонной связи.

Воздействие гармоник на шумы в телефонных линиях зависит от порядка гармоник. В среднем, система телефонный аппарат – человеческое ухо имеет функцию чувствительности с максимальным значением на частоте порядка 1 кГц. Для оценки влияния различных гармоник на шумы в телефоне используются коэффициенты, представляющие собой сумму гармоник, взятых с определенными весами. Наибольшее распространение получили два коэффициента: *психометрического взвешивания* и *C-передачи*. Первый коэффициент разработан Международным консультативным комитетом по телефонным и телеграфным системам (МККТТ) и используется в Европе, второй – Телефонной компанией «Белла» и Эдисоновским электротехническим институтом – используется в США и Канаде.

Токи гармоник в трех фазах не полностью компенсируют друг друга из-за неравенства амплитуд и фазовых углов и воздействуют на телекоммуникации возникающим при этом током нулевой последовательности (аналогично токам замыкания на землю и токам в земле от тяговых систем).

Влияние может быть также вызвано самими токами гармоник в фазах вследствие различия расстояний от фазных проводов до расположенных поблизости линий телекоммуникации.

Эти типы влияния могут быть уменьшены правильным выбором трасс линий, однако при неизбежных пересечениях линий такое влияние возникает. Особенно сильно оно проявляется в случае вертикального расположения проводов линии электропередачи и при транспозиции проводов линии связи вблизи от линии электропередачи.

При больших расстояниях (более 100 м) между линиями ток нулевой последовательности оказывается основным влияющим фактором, При снижении номинального напряжения линии электропередачи влияние падает, но оно оказывается заметным из-за использования общих опор или траншей для прокладки силовых линий низкого напряжения и линий связи.

### **1.3.2. Колебания и провалы напряжения**

Колебания и провалы напряжения в электрической сети приводят к следующим последствиям:

– колебаниям светового потока осветительных приборов (фликер – эффект);

- ухудшению качества работы телевизионных приемников;
- нарушению в работе рентгеновского оборудования;
- ложной работе регулирующих устройств и ЭВМ;
- нарушениям в работе преобразователей;
- колебаниям момента на валу вращающихся машин, вызывающим дополнительные потери электроэнергии и увеличенный износ оборудования, а также нарушения технологических процессов, требующих стабильной скорости вращения.

Степень влияния на работу оборудования определяется амплитудой колебаний и их частотой.

Колебания нагрузки большой мощности, например, прокатных станов, вызывают колебания момента, активной и реактивной мощности генераторов местных электростанций.

Колебания и провалы напряжения с глубиной более 10 % могут привести к погасанию газоразрядных ламп, повторное зажигание которых в зависимости от типа лампы может происходить только через значительный промежуток времени. При глубоких колебаниях и провалах напряжения (более 15 %) могут отпасть контакты магнитных пускателей, вызвав сбой в производстве.

Колебания с размахом в 10–12 % могут привести к выходу из строя конденсаторов, а также вентилях выпрямительных агрегатов.

Резкие колебания напряжения отрицательно сказываются на динамике ведения поездов. Скачки тока и тягового усилия, вызываемые колебаниями напряжения, снижают надежность работы контакторов и опасны с точки зрения возникновения буксования. Для электроподвижного состава опасны колебания порядка 4–5 %.

На качество дуговой электросварки колебания напряжения практически не влияют (в силу инерционности тепловых процессов в металле шва), но заметно влияют на качество точечной сварки.

Увеличение потерь электроэнергии во внутризаводских сетях, вызванное колебаниями напряжения с амплитудой в 3 %, не превышает 2 % от начального значения потерь.

На металлургических заводах колебания напряжения более 3 % приводят к рассогласованию скоростей работы приводов клеток станов непрерывной прокатки металла, что снижает качество (стабильность толщины) прокатываемой ленты.

Заметное влияние оказывают колебания и провалы напряжения на асинхронные двигатели малой мощности. Это представляет опасность для текстильного, бумагоделательного и других производств,

предъявляющих высокие требования к стабильности скорости вращения электроприводов. В частности, колебания напряжения на заводах химического волокна приводят к нестабильности вращения намоточных устройств. В результате капроновые нити либо рвутся, либо получаются с неравномерной толщиной.

При производстве хлора и каустической соды колебания напряжений вызывают резкое увеличение износа анодов и снижение производительности.

Провалы напряжения при производстве химического волокна вызывают остановку оборудования, на повторный запуск которого затрачивается от 15 мин в случае отказа 10 % оборудования) до 24 ч при отказе 100 % оборудования). Брак продукции составляет от 2,2 до 800 % от тоннажа одного технологического цикла. Время же полного восстановления технологического процесса достигает 3 суток.

### **1.3.3. Несимметрия напряжений**

Несимметрия трехфазной системы напряжений приводит к возникновению токов обратной последовательности, а в 4-проводных сетях дополнительно и токов нулевой последовательности. Токи обратной последовательности вызывают дополнительный нагрев вращающихся машин, появление нехарактерных гармоник при работе многофазных преобразователей и другие явления.

При несимметрии напряжений в 2 % сроки службы асинхронных двигателей сокращаются на 10,8 % синхронных – на 16,2 %; трансформаторов – на 4 %; конденсаторов – на 20 %. Нагрев оборудования осуществляется за счет расхода дополнительной электроэнергии, что снижает КПД электроустановок. Скорость вращения асинхронных двигателей несколько снижается, возрастают вибрация вала и шум.

Для того чтобы избежать перегрева двигателя, его загрузку приходится снижать. В соответствии с публикацией 892 МЭК полная загрузка двигателя допускается только при коэффициенте обратной последовательности напряжения не более 1 %. При 2 % загрузка должна быть снижена до 96 %, при 3 % – до 90 %, при 4 % – до 83 % и при 5 % – до 76 %.

Если технологические установки оснащены защитой от перекоса напряжений, то при больших уровнях несимметрии они могут отключаться, что приводит к технологическому ущербу (снижение качества и недоотпуск продукции, брак).

Тем не менее, основным эффектом несимметрии напряжений является нагрев оборудования, поэтому в течение некоторого времени допустимые значения могут превышать, если в последующие моменты это компенсируется пониженным уровнем несимметрии. Данное положение относится к изменению несимметрии в течение времени, не превышающего времени нагрева оборудования.

#### **1.3.4. Отклонение напряжения и частоты**

Отклонения напряжения в положительную сторону приводят к снижению потерь в сетях, увеличению производительности механизмов приводимых в действие асинхронными двигателями, однако, расход энергии увеличивается, сокращаются сроки службы оборудования, особенно ламп накаливания.

Отклонение от номинала в отрицательную область приводит к противоположным явлениям, за исключением того, что сроки службы двигателей тоже сокращаются. Оптимальное напряжение на двигателе (исходя из срока его службы) не всегда равно номинальному, но при отклонении от него срок службы снижается.

Отклонения частоты в еще меньшей степени сказываются на сроках службы оборудования и потерях энергии, чем отклонение напряжения.

Основная составляющая ущерба от отклонений напряжения и частоты определяется некоторым снижением производительности оборудования и аналогична ущербу от ограничений, накладываемых на объем используемой энергии.

На большинстве производств это снижение компенсируется увеличением продолжительности работы механизмов или сверхурочными работами. Экспериментально его можно зафиксировать лишь на автоматических линиях непрерывного производства.

В ряде случаев снижение напряжения в допустимых пределах используют для сокращения потребления энергии, рассматривая это как энергосберегающее мероприятие.

## **2. ПАРАМЕТРЫ КОНДУКТИВНЫХ ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫХ ПОМЕХ И ИХ НОРМИРОВАНИЕ В ФОРМЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ**

На практике в соответствии с ГОСТ 13109-97 параметры кондуктивных электромагнитных помех описываются и нормируются в форме показателей качества электроэнергии.



Показателями КЭ являются:

- установившееся отклонение напряжения  $\delta U_y$ ;
- размах изменения напряжения  $\delta U_i$ ;
- доза фликера  $P_i$ ;
- коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения  $K_U$ ;
- коэффициент  $n$ -й гармонической составляющей напряжения  $K_{U(n)}$ ;
- коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности  $K_{2U}$ ;
- коэффициент несимметрии напряжений по нулевой последовательности  $K_{0U}$ ;
- отклонение частоты  $\Delta f$ ;
- длительность провала напряжения  $\Delta t_{п}$ ;
- импульсное напряжение  $U_{имп}$ ;
- коэффициент временного перенапряжения  $K_{пер U}$ .

При определении значений некоторых показателей КЭ используют следующие *вспомогательные параметры электрической энергии*:

- частоту повторения изменений напряжения  $F_{\delta U_i}$ ;
- интервал между изменениями напряжения  $\Delta t_{i, i+1}$ ;
- глубину провала напряжения  $\delta U_{п}$ ;
- частоту появления провалов напряжения  $F_{п}$ ;
- длительность импульса по уровню 0,5 его амплитуды  $\Delta t_{имп 0,5}$ ;
- длительность временного перенапряжения  $\Delta t_{пер U}$ .

Установлены два вида норм КЭ: *нормально допустимые и предельно допустимые*.

## 2.1. Отклонение напряжения

Отклонение напряжения – величина равная разности между значением напряжения в данной точке системы электроснабжения в рассматриваемый момент времени и его номинальным или базовым значением [1]:

$$\delta U_y = \frac{U_y - U_{ном}}{U_{ном}} \cdot 100, \quad (2.1)$$

где  $U_{ном}$  – номинальное междуфазное (фазное) напряжение, кВ.

На рис. 2.1 приведена обобщенная форма отклонения напряжения в соответствии с [2].

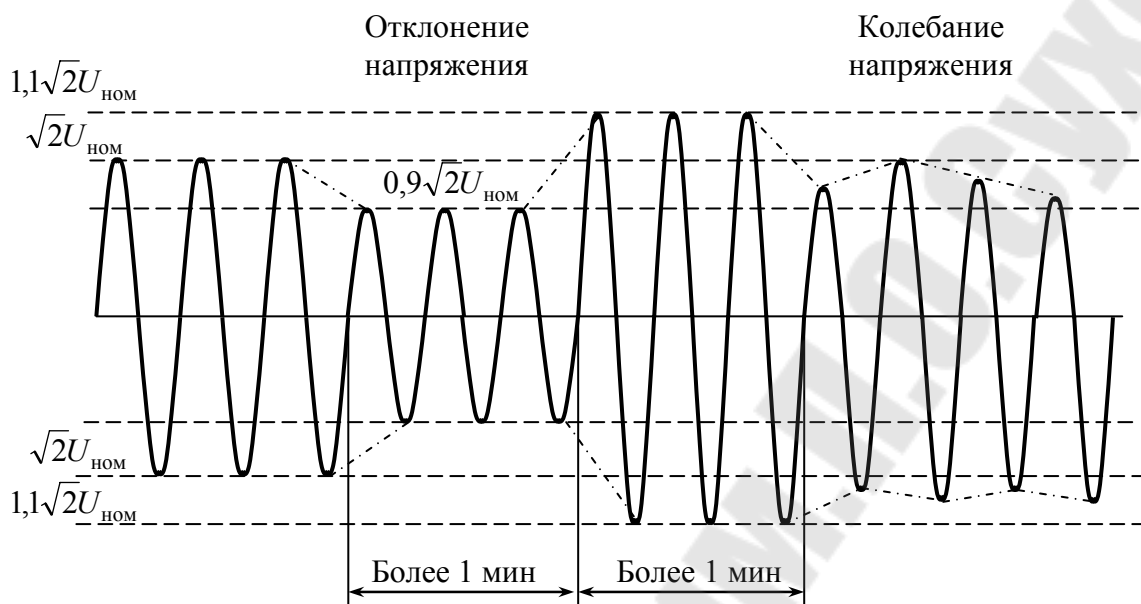


Рис. 2.1. Форма отклонения напряжения по ГОСТ 13109-97

Отклонение напряжения характеризуется показателем установившегося отклонения напряжения  $\delta U_y$ , для которого установлены следующие нормы:

- нормально допустимые и предельно допустимые значения установившегося отклонения напряжения  $\delta U_y$  на выводах приемников электрической энергии равны соответственно  $\pm 5$  и  $\pm 10$  % от номинального напряжения электрической сети по ГОСТ 721 и ГОСТ 21128 (номинальное напряжение);

- нормально допустимые и предельно допустимые значения установившегося отклонения напряжения в точках общего присоединения потребителей электрической энергии к электрическим сетям напряжением 0,38 кВ и более должны быть установлены в договорах на пользование электрической энергией между энергоснабжающей организацией и потребителем с учетом необходимости выполнения указанных норм на выводах приемников электрической энергии. Определение указанных нормально допустимых и предельно допустимых значений проводят в соответствии с нормативными документами, утвержденными в установленном порядке.

## 2.2. Колебания напряжения

На рис. 2.2 и 2.3 приведена обобщенная форма колебаний напряжения в соответствии с [2].

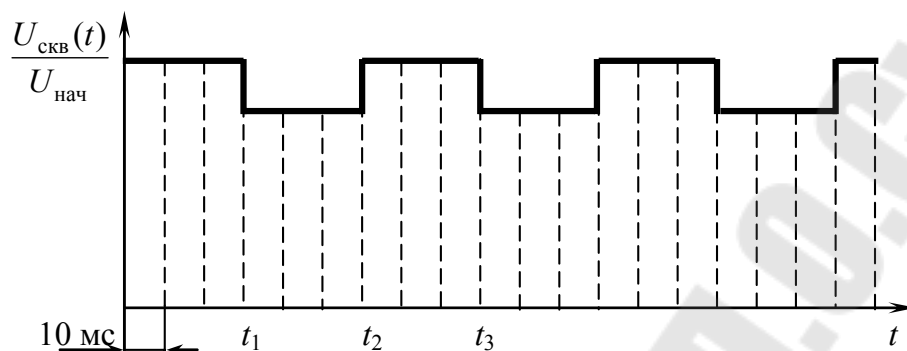


Рис. 2.2. Колебания напряжения, имеющие форму меандра

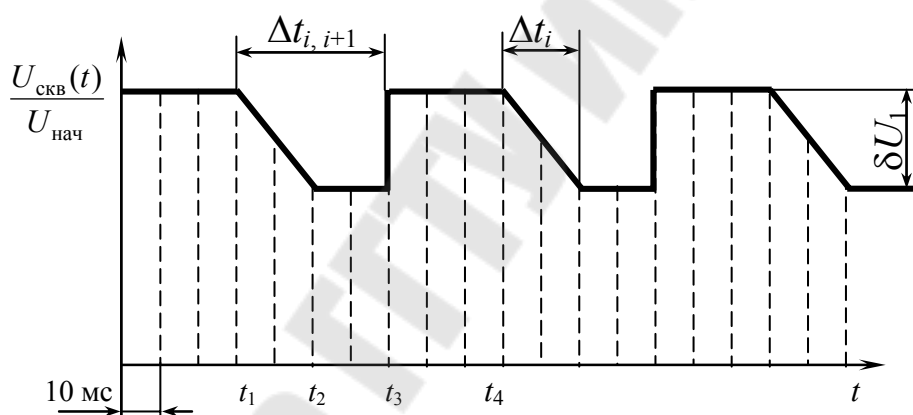


Рис. 2.3. Колебания напряжения произвольной формы

Колебания напряжения характеризуются следующими показателями:

- а) размахом изменения напряжения  $\delta U_i$ ;
- б) дозой фликера  $P_t$ .

Размах изменения напряжения  $\delta U_t$ , в процентах (в соответствии с рис. 2.2, 2.3) вычисляют по формуле:

$$\delta U_i = \frac{|U_i - U_{i+1}|}{U_{\text{ном}}} \cdot 100, \quad (2.2)$$

где  $U_i, U_{i+1}$  — значения следующих один за другим экстремумов или экстремума и горизонтального участка огибающей среднеквадратич-

ных значений напряжения основной частоты, определенных на каждом полупериоде основной частоты, В.

*Огибающая среднеквадратичных значений напряжения – ступенчатая временная функция, образованная среднеквадратичными значениями напряжения, дискретно определенными на каждом полупериоде напряжения основной частоты.*

Допускается при коэффициенте искажения синусоидальности напряжения, не превышающем 5 %, определять размах изменения напряжения  $\delta U_t$ , в процентах по формуле:

$$\delta U_t = \frac{|U_{ai} - U_{ai+1}|}{\sqrt{2}U_{\text{ном}}} \cdot 100, \quad (2.3)$$

где  $U_{ai}$ ,  $U_{ai+1}$  – значения следующих один за другим экстремумов или экстремума и горизонтального участка огибающей амплитудных значений напряжения на каждом полупериоде основной частоты, В, кВ.

Предельно допустимые значения размаха изменения напряжения  $\delta U_t$  в точках общего присоединения к электрическим сетям при колебаниях напряжения, огибающая которых имеет форму меандра (рис. 2.2), в зависимости от частоты повторения изменений напряжения  $F_{\delta U_t}$ , или интервала между изменениями напряжения  $\Delta t_{i,i+1}$  равны значениям, определяемым по кривой 1 (рис. 2.4), а для потребителей электрической энергии, располагающих лампами накаливания, в помещениях, где требуется значительное зрительное напряжение, – равны значениям, определяемым по кривой 2 (рис. 2.4). Перечень помещений с разрядами работ, требующих значительного зрительного напряжения, устанавливаются в нормативных документах, утверждаемых в установленном порядке.

*Частота повторения изменений напряжения – число одиночных изменений напряжения за единицу времени.*

Частоту повторения изменений напряжения  $F_{\delta U_t}$  с<sup>-1</sup>, мин<sup>-1</sup>, при периодических колебаниях напряжения вычисляют по формуле:

$$F_{\delta U_t} = \frac{m}{t}, \quad (2.4)$$

где  $m$  – число изменений напряжения за время  $t$ ;  $t$  – интервал времени измерения, принимаемый равным 10 мин.

Значение частоты повторения изменений напряжения, равное двум изменениям напряжения в секунду, соответствует 1 Гц.

Длительность изменения напряжения — интервал времени от начала одиночного изменения напряжения до его конечного значения.

Интервал времени между изменениями напряжения  $\Delta t_{i,i+1}$  в секундах или минутах вычисляют по формуле:

$$\Delta t_{i,i+1} = t_{i+1} - t_i, \quad (2.5)$$

где  $\Delta t_i, \Delta t_{i+1}$  — начальные моменты следующих один за другим изменений напряжения, с, мин.

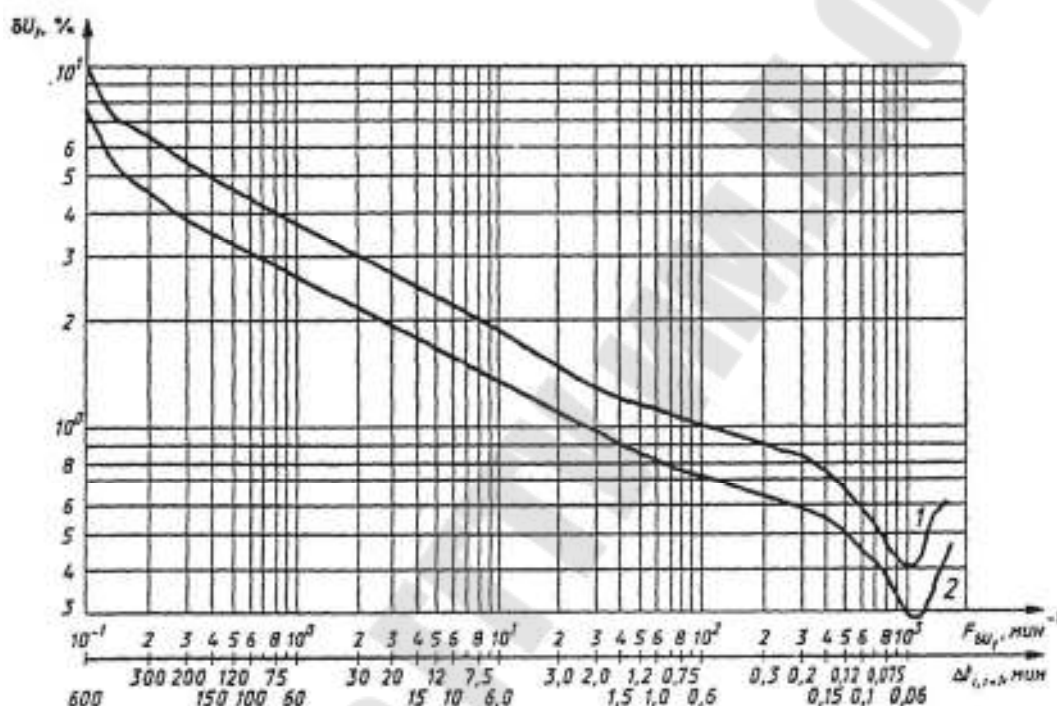


Рис. 2.4. Предельно допускаемые размахи изменений напряжения в зависимости от частоты повторения изменений напряжения за минуту для колебаний напряжения, имеющих форму меандра

Если интервал времени между окончанием одного изменения и началом следующего, происходящего в том же направлении, менее 30 мс, то эти изменения рассматривают как одно.

Предельно допустимое значение суммы установившегося отклонения напряжения  $\delta U_y$  и размаха изменений напряжения  $\delta U_t$  в точках присоединения к электрическим сетям напряжением 0,38 кВ равно  $\pm 10\%$  от номинального напряжения.

Фликер — субъективное восприятие человеком колебаний светового потока искусственных источников освещения, вызванных колебаниями напряжения в электрической сети, питающей эти источники.

*Доза фликера — мера восприимчивости человека к воздействию фликера за установленный промежуток времени.*

*Время восприятия фликера – минимальное время для субъективного восприятия человеком фликера, вызванного колебаниями напряжения определенной формы.*

Предельно допустимое значение для кратковременной дозы фликера  $P_{st}$  при колебаниях напряжения с формой, отличающейся от меандра, равно 1,38 о. е., а для длительной дозы фликера  $P_{Lt}$ , при тех же колебаниях, напряжения равно 1,0 о. е.

Кратковременную дозу фликера определяют на интервале времени наблюдения, равном 10 мин. Длительную дозу фликера определяют на интервале времени наблюдения, равном 2 ч.

Предельно допустимое значение для кратковременной дозы фликера  $P_{st}$  в точках общего присоединения потребителей электрической энергии, располагающих лампами накаливания в помещениях, где требуется значительное зрительное напряжение, при колебаниях напряжения с формой, отличающейся от меандра, равно 1,0 о. е., а для длительной дозы фликера  $P_{Lt}$  в этих же точках равно 0,74 о. е.

### 2.3. Несинусоидальность напряжения

На рис. 2.5 приведена форма несинусоидального напряжения в соответствии с [2].

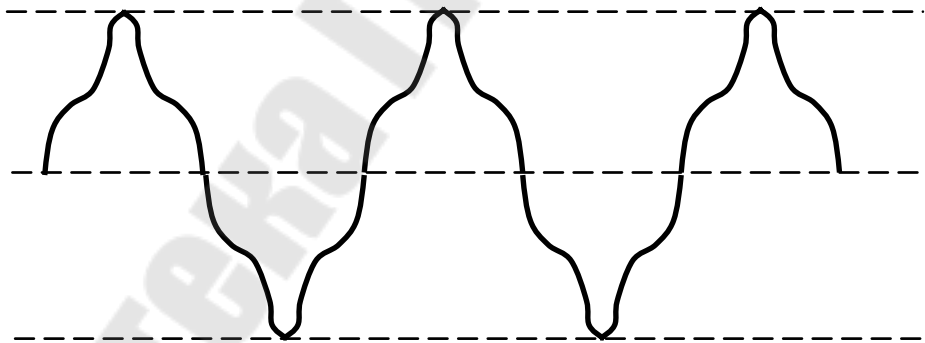


Рис. 2.5. Несинусоидальность напряжения

Спектр *высших гармоник*, кратных и некратных основной частоте, а также субгармоники и их фазовые углы определяют кривую переменного напряжения.

На практике несинусоидальность напряжения характеризуется следующими показателями:

– коэффициентом искажения синусоидальности кривой напряжения  $K_U$ :

$$K_{U_i} = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{40} U_{(n)i}^2}}{U_{(1)i}} 100, \quad (2.6)$$

где  $U_{1(i)}$  – действующее значение междуфазного (фазного) напряжения основной частоты для  $i$ -го наблюдения, В, кВ;  $K_{U(n)}$  – коэффициент  $n$ -й гармонической составляющей напряжения.

$$K_{U(n)i} = \frac{U_{(n)i}}{U_{1(i)}} 100, \quad (2.7)$$

где  $U_{1(i)}$  – действующее значение напряжения основной частоты на  $i$ -м наблюдении в вольтах, киловольтах.

Нормально допустимые и предельно допустимые значения коэффициента искажения синусоидальности кривой напряжения в точках общего присоединения к электрическим сетям с разным номинальным напряжением приведены в табл. 2.1.

Нормально допустимые значения коэффициента  $n$ -й гармонической составляющей напряжения в точках общего присоединения к электрическим сетям с разным номинальным напряжением  $U_{\text{ном}}$  приведены в табл. 2.1.

Таблица 2.1

**Значения коэффициента искажения синусоидальности  
кривой напряжения, в процентах**

Нормально допустимое значение при $U_{\text{ном}}$ , кВ				Предельно допустимое значение при $U_{\text{ном}}$ , кВ			
0,38	6–20	35	110–330	0,38	6–20	35	110–330
8,0	5,0	4,0	2,0	12,0	8,0	6,0	3,0

Предельно допустимое значение коэффициента  $n$ -й гармонической составляющей напряжения вычисляют по формуле:

$$K_{U(n)\text{пред}} = 1,5K_{U(n)\text{норм}}, \quad (2.8)$$

где  $K_{U(n)\text{норм}}$  – нормально допустимое значение коэффициента  $n$ -й гармонической составляющей напряжения, определяемое по табл. 2.2.

Таблица 2.2

Значения коэффициента  $n$ -й гармонической составляющей напряжения

Нечетные гармоники, не кратные 3, при $U_{\text{ном}}$ , кВ					Нечетные гармоники, кратные 3**, при $U_{\text{ном}}$ , кВ					Четные гармоники при $U_{\text{ном}}$ , кВ				
$n^*$	0,38	6–20	35	110–330	$n^*$	0,38	6–20	35	110–330	$n^*$	0,38	6–20	35	110–330
5	6,0	4,0	3,0	1,5	3	5,0	3,0	3,0	1,5	2	2,0	1,5	1,0	0,5
7	5,0	3,0	2,5	1,0	9	1,5	1,0	1,0	0,4	4	1,0	0,7	0,5	0,3
11	3,5	2,0	2,0	1,0	15	0,3	0,3	0,3	0,2	6	0,5	0,3	0,3	0,2
13	3,0	2,0	1,5	0,7	21	0,2	0,2	0,2	0,2	8	0,5	0,3	0,3	0,2
17	2,0	1,5	1,0	0,5	>21	0,2	0,2	0,2	0,2	10	0,5	0,3	0,3	0,2
19	1,5	1,0	1,0	0,4						12	0,2	0,2	0,2	0,2
23	1,5	1,0	1,0	0,4						>12	0,2	0,2	0,2	0,2
25	1,5	1,0	1,0	0,4										
>25	0,2+	0,2+	0,2+	0,2+										
	+1,3×	+0,8×	+0,6×	+0,2×										
	×25/n	×25/n	×25/n	×25/n										

\*  $n$  – номер гармонической составляющей напряжения.

\*\* Нормально допустимые значения, приведенные для  $n$ , равных 3 и 9, относятся к однофазным электрическим сетям.

В трехфазных трехпроводных электрических сетях эти значения принимают вдвое меньшими приведенных в таблице



## 2.4. Несимметрия напряжений

Несимметрия напряжений характеризуется следующими показателями:

– коэффициентом несимметрии напряжений по обратной последовательности  $K_{2U}$ ;

$$K_{2U_i} = \frac{U_{2(1)i}}{U_{1(1)i}} \cdot 100, \quad (2.9)$$

где  $U_{2(1)i}$  – действующее значение напряжения обратной последовательности основной частоты трехфазной системы напряжений в  $i$ -м наблюдении, В, кВ;  $U_{1(1)i}$  – действующее значение напряжения прямой последовательности основной частоты в  $i$ -м наблюдении, В, кВ;

– коэффициентом несимметрии напряжений по нулевой последовательности  $K_{0U}$ .

$$K_{0U_i} = \frac{\sqrt{3}U_{0(1)i}}{U_{1(1)i}} \cdot 100, \quad (2.10)$$

где  $U_{0(1)i}$  – действующее значение напряжения нулевой последовательности основной частоты трехфазной системы напряжений в  $i$ -м наблюдении В, кВ;  $U_{1(1)i}$  – действующее значение междуфазного напряжения прямой последовательности основной частоты, В, кВ.

Нормально допустимое и предельно допустимое значения коэффициента несимметрии напряжений по обратной последовательности в точках общего присоединения к электрическим сетям равны 2,0 и 4,0 % соответственно.

Нормально допустимое и предельно допустимое значения коэффициента несимметрии напряжений по нулевой последовательности в точках общего присоединения к четырехпроводным электрическим сетям с номинальным напряжением 0,38 кВ равны 2,0 и 4,0 % соответственно.

## 2.5. Отклонение частоты

Отклонение частоты напряжения переменного тока в электрических сетях характеризуется показателем *отклонения частоты*  $\Delta f$ :

$$\Delta f = f_y - f_{\text{ном}}, \quad (2.11)$$

где  $f_{\text{ном}}$  – номинальное значение частоты, Гц.

Для  $\Delta f$  установлены следующие нормы: нормально допустимое и предельно допустимое значения отклонения частоты равны  $\pm 0,2$  и  $\pm 0,4$  Гц соответственно.

## 2.6. Провал напряжения

На рис. 2.5 приведена обобщенная форма отклонения напряжения в соответствии с [2].

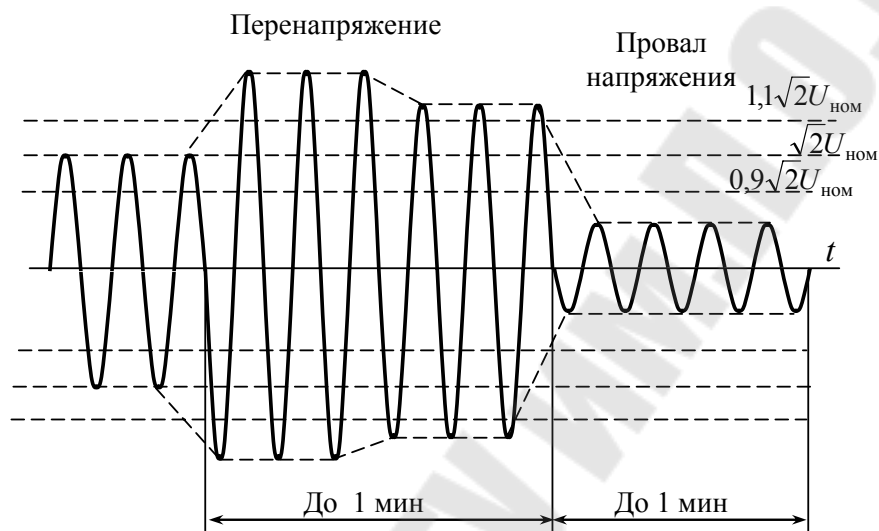
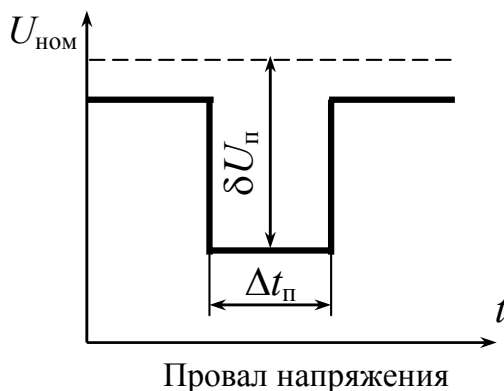


Рис. 2.5. Форма провала напряжения по ГОСТ 13109-97

Провал напряжения характеризуется показателем *длительности провала напряжения*  $\Delta t_{\text{п}}$ , а также вспомогательными параметрами – *глубиной провала напряжения*  $\delta U_{\text{п}}$ ; *частотой появления провалов напряжения*  $F_{\text{п}}$ .

*Провал напряжения* – внезапное понижение напряжения в точке электрической сети ниже  $0,9U_{\text{НОМ}}$ , за которым следует восстановление напряжения до первоначального или близкого к нему уровня через промежуток времени от десяти миллисекунд до нескольких десятков секунд.



*Длительность провала напряжения* – интервал времени между начальным моментом провала напряжения и моментом восстановления напряжения до первоначального или близкого к нему уровня:

$$\Delta t_{\text{п}} = t_{\text{к}} - t_{\text{н}},$$

где  $t_{\text{н}}$  и  $t_{\text{к}}$  – начальный и конечный моменты времени провала напряжения.

*Глубину провала* напряжения  $\delta U_{\text{п}}$  в процентах определяют следующим образом:

$$\delta U_{\text{п}} = \frac{U_{\text{ном}} - U_{\text{min}}}{U_{\text{ном}}} \cdot 100,$$

где  $U_{\text{min}}$  – минимальное из всех измеренных среднеквадратичных значений напряжения в вольтах, киловольтах.

*Частота появления провалов напряжения* – число провалов напряжения определенной глубины и длительности за определенный промежуток времени по отношению к общему числу провалов за этот же промежуток времени.

Частота появления провалов напряжения  $F_{\text{п}}$  в процентах вычисляют по формуле:

$$F_{\text{п}} = \frac{m(\delta U_{\text{п}}, \Delta t_{\text{п}})}{M},$$

где  $m(\delta U_{\text{п}}, \Delta t_{\text{п}})$  – число провалов напряжения глубиной  $\delta U_{\text{п}}$  и длительностью  $\Delta t_{\text{п}}$  за период времени наблюдения  $T$ ;  $M$  – суммарное число провалов напряжения за период времени наблюдений  $T$ .

Для длительности провалов напряжения  $\Delta t_{\text{п}}$  установлена следующая норма:

– предельно допустимое значение длительности провала напряжения в электрических сетях напряжением до 20 кВ включительно равно 30 с. Длительность автоматически устраняемого провала напряжения в любой точке присоединения к электрическим сетям определяется выдержками времени релейной защиты и автоматики.

## 2.7. Импульс напряжения

На рис. 2.6 приведена обобщенная форма импульса напряжения в соответствии с [2].

Импульс напряжения характеризуется показателем импульсного напряжения  $U_{\text{имп}}$ , а также вспомогательным параметром – длительность импульса по уровню 0,5 его амплитуды  $\Delta t_{\text{имп} 0,5}$  (рис. 2.7).

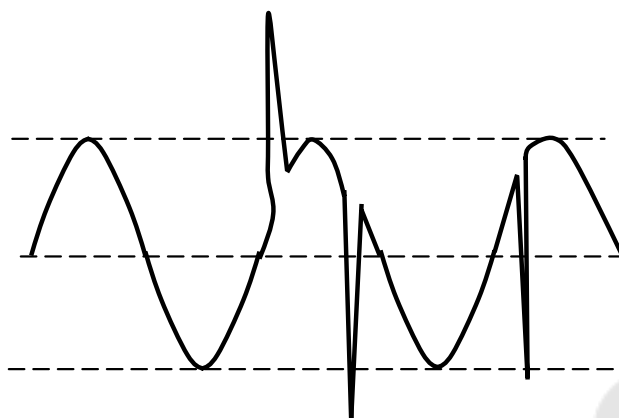


Рис. 2.6. Форма импульсов напряжения по ГОСТ 13109-97

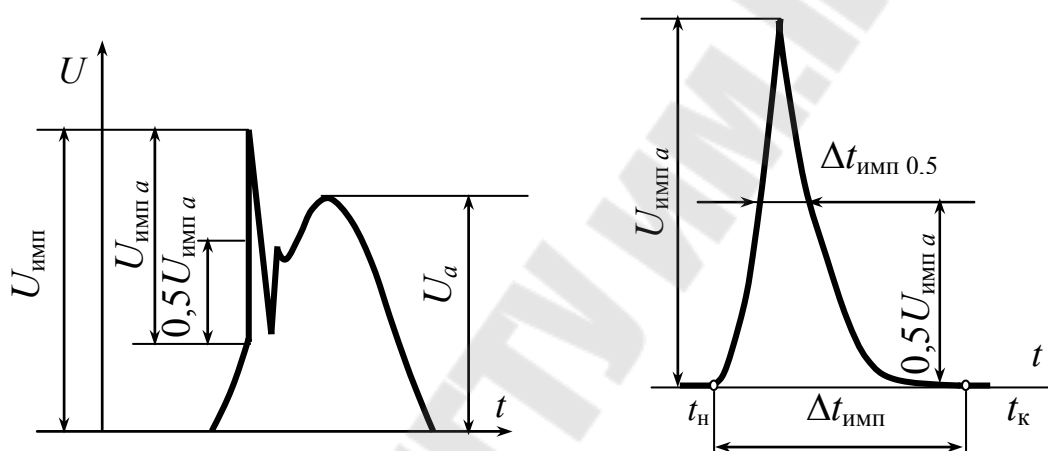


Рис. 2.7. Параметры импульсного напряжения

*Импульс напряжения* – резкое изменение напряжения в точке электрической сети, за которым следует восстановление напряжения до первоначального или близкого к нему уровня за промежуток времени до нескольких миллисекунд (мс).

*Амплитуда импульса* – максимальное мгновенное значение импульса напряжения.

*Длительность импульса* – интервал времени между начальным моментом импульса напряжения и моментом восстановления мгновенного значения напряжения до первоначального или близкого к нему уровня.

Импульсное напряжение  $U_{\text{имп}}$  в вольтах, киловольтах измеряют как максимальное значение напряжения при резком его изменении (длительность фронта импульса не более 5 мс).

Длительность импульса напряжения по уровню 0,5 его  $\Delta t_{\text{имп } 0,5}$  в микросекундах, миллисекундах измеряют следующим образом.

Выделяют из общей кривой напряжения импульс напряжения и определяют амплитуду этого импульса  $U_{\text{имп.}a}$  – в вольтах, киловольтах как максимальное значение импульса напряжения.

Определяют моменты времени  $t_{\text{н}0,5}$ ,  $t_{\text{к}0,5}$  в микросекундах, миллисекундах, соответствующие пересечению кривой импульса напряжения горизонтальной линией, проведенной на половине амплитуды импульса, в микросекундах, миллисекундах.

Вычисляют  $\Delta t_{\text{имп}0,5}$  по формуле:

$$\Delta t_{\text{имп}0,5} = t_{\text{к}0,5} - t_{\text{н}0,5}.$$

Значения импульсных напряжений для грозовых и коммутационных импульсов, возникающих в электрических сетях энергоснабжающей организации, приведены в табл. 2.3, 2.4.

Расчетные значения грозовых и коммутационных импульсных напряжений в точках присоединения электрической сети общего назначения (рис. 2.8) приводятся для фазных номинальных напряжений сети и справедливы при условии, что распределительные устройства и линии электропередачи в электрических сетях энергоснабжающей организации и потребителей выполнены в соответствии с правилами устройства электроустановок.

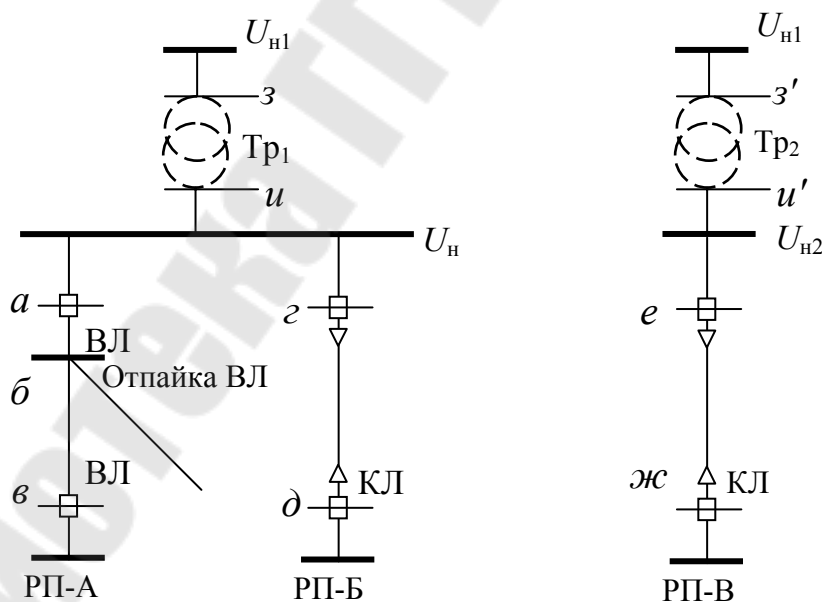


Рис. 2.8. Точки присоединения электрической сети общего назначения

Формы грозовых импульсов, характерные для данных точек, указаны на рис. 2.9–2.11.

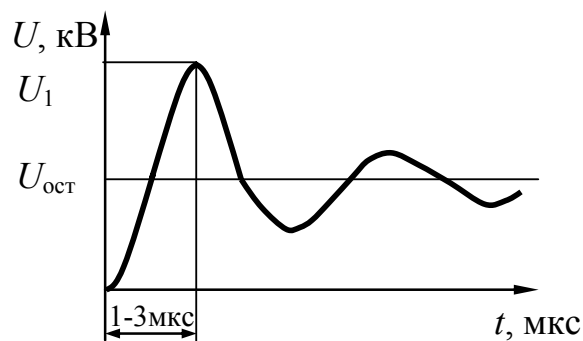


Рис. 2.9. Форма грозových импульсов, характерная для точек присоединения  $a, в, г, д$  на рис. 2.8

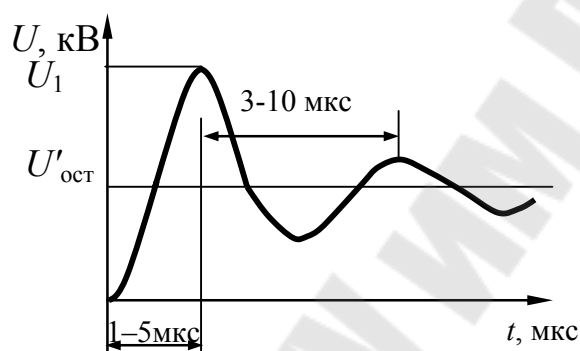


Рис. 2.10. Форма грозových импульсов, характерная для точек присоединения, проходящих через выводы силового трансформатора, рассматриваемая обмотка которого имеет связь с ВЛ точки присоединения  $з, з'$ , и на рис. 2.8

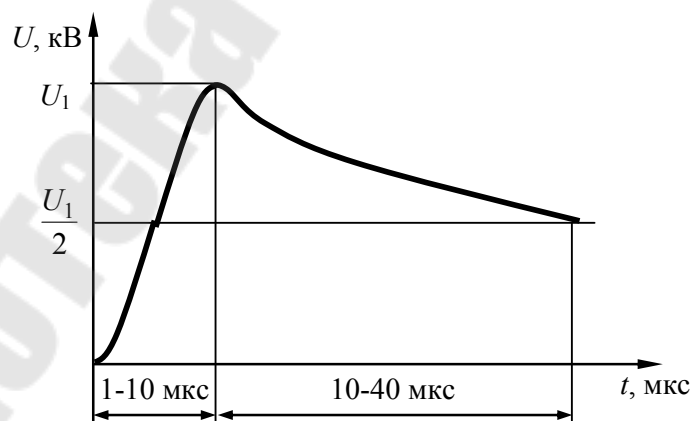


Рис. 2.11. Форма грозových импульсов, характерная для точек присоединения  $б, е, ж$  на рис. 2.8

Значения грозových импульсных напряжений в точках электрической сети приведены в табл. 2.3.

## Грозовые импульсные напряжения

Место расположения точек присоединения	Варианты точек на рис. 2.8	Номинальное напряжение сети								
		0,38	6	10	35	110	220	330	500	750
Воздушная линия (ВЛ)	<i>a, в</i>	<sup>5)</sup>	100	125	325	800	1580	1890	2730	3570
	<i>б</i> <sup>1)</sup>	-	$\frac{160}{2000}$	$\frac{190}{2000}$	$\frac{575}{2000}$	$\frac{1200}{2000}$	$\frac{2400}{-}$	$\frac{3000}{-}$	$\frac{3200}{-}$	$\frac{4800}{-}$
Кабельная линия (КЛ)	<i>г</i>	<sup>5)</sup>	100	125	325	800	1580	-	-	-
	<i>е</i> <sup>2)</sup>	-	34	48	140	350	660	-	-	-
	<i>д, ж</i> <sup>3)</sup>	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Силовой трансформатор (ТР)	<i>з, з', и</i> <sup>4)</sup>	-	60	80	200	480	750	1050	1550	1950
	<i>и'</i>	-	34	48	140	350	660	-	-	-

39

<sup>1)</sup> В варианте точек присоединения *б* в числителе указано импульсное напряжение на металлических и железобетонных опорах, в знаменателе – на деревянных опорах.

<sup>2)</sup> Грозовые импульсные напряжения в точке присоединения *е* соответствуют случаю отсутствия воздушной линии электропередачи на стороне вторичного напряжения  $U_{н2}$  трансформатора  $Tr_2$  (рис. 2.8) и значениям напряжений обмоток  $Tr_2$   $U_{н1}$ ,  $U_{н2}$ , соответствующим двум номинальным напряжениям, расположенным рядом в шкале стандартных напряжений (например 35 и 10 кВ, 110 и 220 кВ и т. д.)

При других сочетаниях номинальных напряжений  $Tr_2$  (например 110 и 10 кВ, 35 и 6 кВ и т. д.) грозовые импульсные напряжения, проходящие через обмотки трансформатора, меньше указанных значений.

<sup>3)</sup> При наличии на распределительной подстанции типа РП-Б, РП-В (рис. 2.8) воздушных линий электропередачи значения грозовых импульсных напряжений в точках присоединения *д* и *ж* такое же, как в варианте точек присоединения *г* и *в*. При отсутствии на распределительной подстанции типа РП-Б, РП-В воздушных линий электропередачи грозовые импульсные напряжения в точках присоединения *д* и *ж* определяются значениями импульсных напряжений в начале кабельной линии (точки *г* и *е*), уменьшенными в соответствии с данными по затуханию грозовых импульсов в кабельных линиях в зависимости от длины линии.

<sup>4)</sup> Указанные в данной строке значения импульсных напряжений справедливы при условии расположения точек общего присоединения *з*, *з'*, *и* на вводах силового трансформатора и наличии связи рассматриваемой обмотки с воздушной линией. При отсутствии связи (точка *и'* на рис. 2.8) импульсные напряжения соответствуют точке присоединения *е*.

<sup>5)</sup> Значения грозовых импульсных напряжений с вероятностью 90 % не превышают 10 кВ – в воздушной сети напряжением 0,38 кВ и 6 кВ – во внутренней проводке зданий и сооружений.

Значения коммутационных импульсных напряжений при их длительности на уровне 0,5 амплитуды импульса, равной 1000–5000 мкс, приведены в табл. 2.4.

Таблица 2.4

Номинальное напряжение сети, кВ	0,38	3	6	10	20	35	110	220
Коммутационное импульсное напряжение, кВ	4,5	15,5	27	43	85,5	148	363	705

Вероятность превышения указанных в табл. 2.4 значений коммутационных импульсных напряжений составляет не более 5 %, а значений грозовых импульсных напряжений (табл. 2.3) – не более 10 % для воздушных линий с металлическими и железобетонными опорами и 20 % – для воздушных линий с деревянными опорами.

Значения грозовых импульсных напряжений в электрической сети потребителя могут превышать указанные в табл. 2.3 значения за счет грозовых поражений в самой сети потребителя за счет отражений и преломлений грозовых импульсов в сети потребителя и частично – за счет разброса параметров грозовых импульсов

## 2.8. Временное перенапряжение

*Временное перенапряжение* – повышение напряжения в точке электрической сети выше  $1,1U_{ном}$  продолжительностью более 10 мс, возникающее в системах электроснабжения при коммутациях или коротких замыканиях.

На рис. 2.12 приведено временное перенапряжение в соответствии с [2].

Временное перенапряжение характеризуется показателем коэффициента временного перенапряжения  $K_{перU}$ , а также вспомогательным параметром – длительностью временного перенапряжения  $\Delta t_{перU}$ .

*Коэффициент временного перенапряжения*  $K_{перU}$  – величина, равная отношению максимального значения огибающей амплитудных значений напряжения за время существования временного перенапряжения к амплитуде номинального напряжения сети.



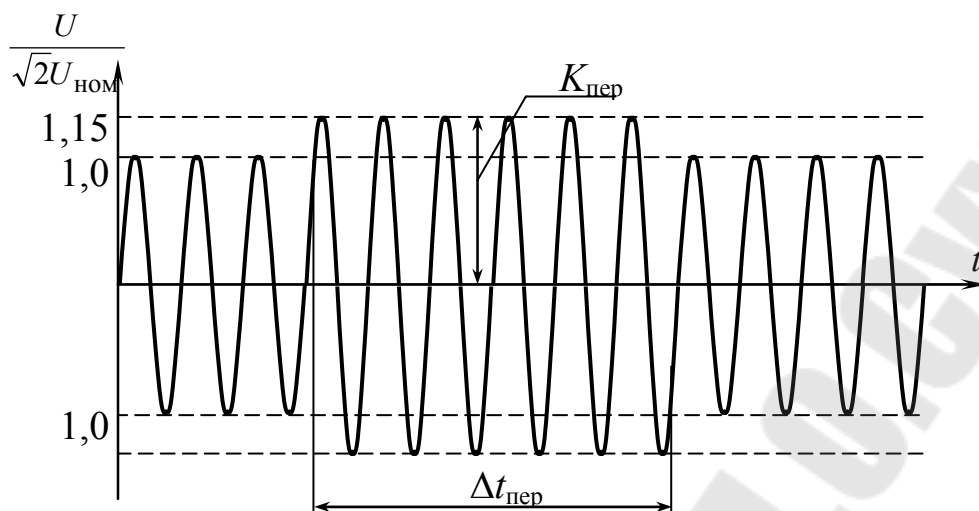


Рис. 2.12. Временное перенапряжение по ГОСТ 13109-97

Измерение коэффициента временного перенапряжения  $K_{\text{пер}U}$  в относительных единицах осуществляют следующим образом:

1. Измеряют амплитудные значения напряжения  $U_1$  в вольтах, киловольтах на каждом полупериоде основной частоты при резком (длительность фронта до 5 мс) превышении уровня напряжения равного  $1,1 \sqrt{2}U_{a.\text{max}}$ .

2. Определяют максимальное из измеренных амплитудных значение напряжения  $U_{a.\text{max}}$ .

3. С целью исключения влияния коммутационного импульса на значение коэффициента временного перенапряжения определение  $U_{a.\text{max}}$  осуществляют через 0,04 с от момента превышения напряжением уровня, равного  $1,1U_{\text{ном}}$ .

Вычисляют коэффициент временного перенапряжения по формуле:

$$K_{\text{пер}U} = \frac{U_{a.\text{max}}}{\sqrt{2}U_{\text{ном}}}$$

Длительность временного перенапряжения  $\Delta t_{\text{пер}U}$  – интервал времени между начальным моментом возникновения временного перенапряжения и моментом его исчезновения.

Длительность временного перенапряжения  $\Delta t_{\text{пер}U}$  в секундах определяют следующим образом.

Фиксируют момент времени  $\Delta t_{\text{н.пер}}$  превышения действующим значением напряжения уровня, равного  $1,1U_{\text{ном}}$  и момент времени  $\Delta t_{\text{к.пер}}$  спада напряжения до уровня  $1,1U_{\text{ном}}$ .

Вычисляют  $\Delta t_{\text{пер}U}$  в секундах по формуле:

$$\Delta t_{\text{пер}U} = t_{\text{к.пер}} - t_{\text{н.пер}}.$$

Значения коэффициента временного перенапряжения в точках присоединения электрической сети общего назначения в зависимости от длительности временных перенапряжений не превышают значений, указанных в табл. 2.5.

Таблица 2.5

Длительность временного перенапряжения $\Delta t_{\text{пер}U}$ , с	До 1	До 20	До 60
Коэффициент временного перенапряжения $K_{\text{пер}U}$ , о. е.	1,47	1,31	1,15

В среднем за год в точке присоединения возможны около 30 временных перенапряжений. При обрыве нулевого проводника в трехфазных электрических сетях напряжением до 1 кВ, работающих с глухо заземленной нейтралью, возникают временные перенапряжения между фазой и землей. Уровень таких перенапряжений при значительной несимметрии фазных нагрузок может достигать значений междуфазного напряжения, а длительность – нескольких часов.

### 3. КОНТРОЛЬ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

#### 3.1. Средства измерения показателей качества электроэнергии

Для измерения показателей качества электроэнергии допускаются средства измерения, признанные годными к применению по результатам метрологического надзора. Измерение некоторых показателей качества электроэнергии может производиться средствами измерения общего назначения, проходящими метрологический надзор: вольтметрами, регистрографами, осциллографами, анализаторами спектра и т. п., например: частотомер Ф205, самопишущие вольтметры Н-390, самопишущие миллиамперметры постоянного тока Н-37, осциллографы Н-105, Н-115, анализаторы гармоник низких частот С4-48, С4-34, анализатор спектра и частотных характеристик СК4-26. Их использование возможно, однако, сопровождается большими затратами труда на регистрацию и обработку измерений.

Использование приборов, не проходящих метрологического надзора (статистический анализатор качества напряжения САКН,

анализатор несинусоидальности напряжения АН, анализатор несимметрии АНЕС-1, выпускавшихся до 1981 г. Рижским заводом «Энергоавтоматика», разработок различных неспециализированных организаций, научно-исследовательских и высших учебных заведений), можно допустить лишь для решения внутренних технических задач при условии периодической поверки их самой организацией. Эти приборы не могут использоваться для обоснования взаимных финансовых претензий энергоснабжающей организации и потребителя.

К специальным средствам измерения показателей КЭ, выпускавшимся серийно и имевшим метрологическую аттестацию относятся ИВК «Качество», электронный аналоговый прибор Ф4330, измеритель тока и отклонения напряжения 43203, измеритель несимметрии 43204, измеритель несинусоидальности 43250, измеритель статистических характеристик 43401. Эти средства измерения имеют точность не соответствующую современным требованиям и морально устарели.

В настоящее время, с учетом допущений, разрешаемых ГОСТ 13109-97 [2], задачи приборного контроля качества электрической энергии могут решаться с помощью выпускаемого в России прибора ППКЭ-1-50 и выпускаемого в Республике Беларусь устройства контроля параметров качества электрической энергии УК1. Эти средства измерений показателей качества электроэнергии внесены в Государственный реестр средств измерений Республики Беларусь.

**ППКЭ-1-50** – портативный прибор контроля показателей качества электроэнергии (ПКЭ) предназначен для регистрации основных ПКЭ: отклонения частоты, установившегося отклонения напряжения, коэффициента искажения синусоидальности кривой напряжения, коэффициента  $n$ -й гармонической составляющей кривой напряжения, коэффициентов несимметрии напряжений по обратной и нулевой последовательностям в соответствии с требованиями ГОСТ 13109-97.

Прибор ППКЭ-1-50 измеряет следующие ПКЭ:

*Отклонение частоты  $\Delta f$ , Гц, в диапазоне от  $-10$  до  $+10$  Гц от  $f_{\text{ном}}$  с погрешностью не более  $\pm 0,02$  Гц.*

*Установившееся отклонение напряжения  $\delta U_y$ , %, в диапазоне от  $-50$  % от  $U_{\text{ном}}$  до  $+50$  % от  $U_{\text{ном}}$  с абсолютной погрешностью не более  $\pm 0,3$  %.*

*Коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения  $K_{\text{и}}$ , %, в диапазоне от 0 до 90 % с относительной погрешностью не более 10 % для  $K_{\text{и}} > 1$  %.*

*Коэффициент  $n$ -й гармонической составляющей напряжения  $K_{U(n)}$ , %*, в диапазоне от 0 до 90 % с относительной погрешностью не более 5 % для  $K_{U(n)} > 1$  %.

*Коэффициент несимметрии напряжения по обратной последовательности  $K_{2U}$ , %*, в диапазоне от 0 до 25 % с абсолютной погрешностью не более  $\pm 0,3$  %.

*Коэффициент несимметрии напряжения по нулевой последовательности  $K_{0U}$ , %*, в диапазоне от 0 до 25 % с абсолютной погрешностью не более  $\pm 0,3$  %.

Прибор выдерживает по входным цепям длительную (до 2-х часов) перегрузку напряжения (не более  $3U_{ном}$ ) и кратковременную (до 1с) – не более 1 кВ

Прибор обеспечивает задание границ не менее двух диапазонов нормально допускаемых значений, и границ не менее двух диапазонов предельно допускаемых значений для установившегося отклонения напряжения с возможностью автоматического изменения границ, указанных диапазонов в заданное астрономическое время.

Мощность, потребляемая по измерительным цепям, не более 0,3 Вт.

Мощность, потребляемая по цепи электропитания, не более 5 Вт.

Габаритные размеры не более 250×200×65 мм.

Масса прибора не более 1,5 кг.

Наработка на отказ не менее 8000 час.

ППКЭ представляет собой 2-процессорную микроЭВМ с блоком гальванически развязанных аналого-цифровых преобразователей. Содержит энергонезависимую память, устройство сопряжения (по RS-каналу) с персональным компьютером и параллельный порт для выдачи информации на принтер и (или) подключения внешней памяти (FLASH).

Основой прибора является сигнальный процессор обработки сигналов (DSP). Он управляет блоком АЦП и производит обработку полученных сигналов. МикроЭВМ осуществляет управление всеми периферийными устройствами (жидкокристаллический дисплей, клавиатура, RS-канал, параллельный порт) и производит загрузку программы из ППЗУ в память DSP. Энергонезависимая память хранит протокол работы системы и результаты вычислений в процессе обработки входных сигналов.

Прибор имеет изолированные от корпуса прибора входы для измерения сигналов напряжения в однофазной и трех- или четырехпроводной трехфазной электрической сети.

Прибор выполняет следующие функции:

- первичное преобразования входных величин и последующего аналого-цифрового преобразования полученных нормированных сигналов;
- вычисления текущих значений вышеперечисленных ПКЭ;
- накопления и статистической обработки полученной информации;
- управление ввода измерительной информации;
- управление вывода измерительной информации на устройство визуального отображения и печатающего устройства;
- работа с ПЭВМ.

Прибор обеспечивает перед началом измерений ввод следующей информации:

- 1) выбор нормальной и предельно допускаемых значений измеряемых ПКЭ;
- 2) астрономическое время начала и окончания периодов максимальных нагрузок в электросети;
- 3) астрономическое время начала измерений и периода измерений;
- 4) защиту от несанкционированного доступа.

Прибор обеспечивает вывод измеряемой информации в цифровой форме на дисплей и печатающее устройство.

В приборе предусмотрена возможность вывода результатов измерения и накопленной информации при помощи стандартного последовательного интерфейса RS232C в вычислительную среду верхнего уровня, в качестве которой может быть использован любой IBM-совместимый персональный компьютер. С помощью ЭНП обеспечивается хранение заданных нормально и предельно допустимых значений ПКЭ, а также режим автоматической их установки при повторных включениях.

ППКЭ-1-50 по окончании установленного времени измерений осуществляет печать обработанной с помощью статистических методов и Фурье-анализа информации в виде протокола. В любой момент времени могут быть получены и распечатаны на принтере текущие значения ПКЭ.

ППКЭ-1-50 обеспечивает сохранение информации во всех блоках памяти при перерывах питания.

Схема подключения прибора ППКЭ-1-50 для измерения ПКЭ в электрических сетях напряжением выше 1 кВ через измерительные трансформаторы напряжения представлена на рис. 3.1.

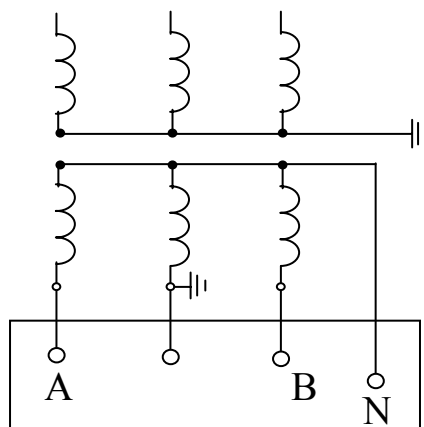


Рис. 3.1. Трехпроводная сеть с трансформатором напряжения с заземленной обмоткой «В»

Устройство контроля параметров качества электрической энергии УК1 (ТУ РБ 100230547.012-2002) представляет собой высокоточный измерительный прибор, построенный на основе современных цифровых технологий. Устройство устанавливается на энергообъектах и осуществляет сбор, обработку и хранение информации о параметрах качества электрической энергии в соответствии с требованиями ГОСТ 13109-97.

*УК1 обладает следующими функциональными возможностями:*

- подключается к одно- и трехфазным сетям 0,38 кВ непосредственно, к сетям с большим напряжением – через измерительные трансформаторы;
- измеряет всю гамму параметров качества электроэнергии в точном соответствии с требованиями ГОСТ 13109-97;
- вычисляет и хранит сами значения параметров качества, а не результаты статистической обработки, что позволяет детально проследить за состоянием контролируемой электросети за весь интервал измерений;
- автономно накапливает информацию более двух месяцев, накопленная информация (результаты измерений, в том числе на разных энергообъектах) хранится в устройстве неограниченное время;
- производит статистическую обработку накопленных данных и сравнение результатов с установленными нормами качества электроэнергии;
- имеет дружелюбный пользовательский интерфейс (с большим графическим ЖК-дисплеем и клавиатурой), который позволяет управлять прибором с помощью развитой системы меню и просматривать результаты измерений, как в текстовом, так и графическом видах;

– печатает на принтере протоколы анализа качества электроэнергии без ПЭВМ;

– имеет два интерфейса связи для работы совместно с ПЭВМ.

*Прикладное программное обеспечение УКИ:*

– предоставляет расширенные возможности;

– не является обязательным;

– позволяет дистанционно управлять устройством;

– создает архивы накопленной устройством информации;

– отображает результаты измерений в виде графиков, таблиц, гистограмм;

– осуществляет статистические расчеты;

– выводит на печать различную информацию;

– работает под управлением Windows NT, 2000.

*УКИ имеет следующие основные технические характеристики:*

1. Диапазон входных напряжений ( $U_a$ ,  $U_b$ ,  $U_c$ ):

а) основной частоты до 500 В;

б) импульсных до 5000 В.

2. Контролируемые параметры качества:

– отклонение частоты от  $-2$  до  $+2$  Гц;

– установившееся отклонение напряжения от  $-50$  до  $+50$  %;

– коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения от 2 до 50 %;

– коэффициент  $n$ -й гармонической составляющей напряжения от 0,2 до 15 %;

– коэффициент несимметрии напряжений по нулевой и обратной последовательностям от 0 до 10 %;

– размах изменения напряжения от 2 до 10 %;

– кратковременная и длительная дозы фликера от 0,1 до 4.

3. Провал напряжения:

– глубина до 100 %;

– длительность от 0,01 до 60 с.

4. Временное перенапряжение:

– коэффициент от 1,1 до 2;

– длительность от 0,04 до 60 с;

– импульсное напряжение от 100 до 5000 В;

– автономное накопление измерений параметров качества не менее 60 суток;

– хранение накопленной информации о параметрах качества не ограничено.

5. Тип канала для выдачи информации:
  - на подключаемую ПЭВМ RS-232С;
  - в территориально-распределенную локальную сеть RS-485;
  - тип порта для подключения принтера параллельный (LPT).
6. Напряжение питания:
  - переменного тока от 110 до 253 В;
  - постоянного тока от 132 до 297 В;
  - потребляемая мощность 20 ВА;
  - рабочий температурный диапазон от 0 до +50 °С;
  - габаритные размеры устройства 240×190×120 мм;
  - масса 1,5 кг.

### **3.2. Задачи приборного контроля качества электрической энергии**

Задачами приборного контроля качества электроэнергии являются:

1. Оценка соответствия фактических значений параметров электроэнергии на границах раздела балансовой принадлежности сетей (ГРБП) значениям установленным в договорах на пользование электроэнергией и (или) ГОСТ 13109-97.
2. Выявление виновника ухудшения качества электроэнергии.
3. Определение скидок и надбавок к тарифу за качество электроэнергии.
4. Выбор мероприятий по нормализации качества электроэнергии.

Выявление виновника ухудшения качества электроэнергии можно решать следующими методами.

Одновременное измерение ПКЭ в различных точках электрической сети. Например, на ГРБП и в глубине сети потребителя. Сравнение результатов измерения в ряде случаев позволяет судить о направлении потока искажений. Дополнительной информацией по решению этого вопроса являются сведения о характере технологического процесса и составе электроприемников предприятия. Достоинством метода является простота анализа. К недостаткам метода следует отнести то, что однозначность выводов об источнике искажения возможна лишь в очевидных ситуациях. При увеличении доли электроприемников со специфическими режимами работы практически у всех потребителей количество очевидных ситуаций будет снижаться.

Определение направлений потоков искажений в части несимметрии и несинусоидальности токов и напряжений с помощью специ-



альных средств измерений. Если направление потока искажений совпадает с направлением потока энергии основной частоты, угол между током и напряжением исследуемого параметра может колебаться от  $-90^\circ$  (чисто индуктивный характер цепи) до  $+90^\circ$  (чисто емкостной характер цепи). При обратном направлении потока искажений угол изменится на  $180^\circ$  и окажется в диапазоне  $(180 \pm 90)^\circ$ .

Источники колебаний напряжения и частоты определяют по составу электроприемников у потребителей, питающихся от данного узла энергосистемы.

Для определения размера скидок и надбавок к тарифу необходимо определять качество электроэнергии, потребленной в различных диапазонах значений показателей качества электроэнергии. Для этого необходимо иметь счетчики электроэнергии, фиксирующие ее потребление в различных диапазонах ПКЭ. При отсутствии таких счетчиков электроэнергии можно использовать приближенные методы измерения.

Выбор мероприятий по нормализации качества электроэнергии проводят на основании более тщательных измерений не только на ГРПП, но и в различных точках сети предприятия. При этом определяют не только значения различных ПКЭ, но так же взаимосвязи между их значениями в различных точках. На основании этих данных могут быть выбраны наилучшие типы устройств, их мощности и места установки. Перечень измеряемых параметров, необходимых для решения этой задачи, обычно шире, чем для трех предыдущих. В общем случае для определения мероприятий по нормализации качества электроэнергии необходимо кроме ПКЭ произвести измерения токов соответствующих помех, фазовых углов и определить соответствующие корреляционные функции.

### **3.3. Требования к оценке соответствия показателей качества электроэнергии установленным нормам в условиях эксплуатации**

Оценка соответствия показателей качества электроэнергии (КЭ) установленным нормам проводится в течение расчетного периода, равного 24 ч, в соответствии с нижеследующими требованиями.

Для определения соответствия значений измеряемых показателей КЭ за исключением длительности провала напряжения, импульсного напряжения, коэффициента временного перенапряжения, нормам стандарта [2] устанавливается минимальный интервал времени измерений, равный 24 ч, соответствующий расчетному периоду.

Наибольшие значения размаха изменения напряжения и дозы фликера, определяемые в течение минимального интервала времени измерений, не должны превышать предельно допустимых значений.

Наибольшие значения коэффициента искажения синусоидальности кривой напряжения, коэффициента  $n$ -й гармонической составляющей напряжения, коэффициента несимметрии напряжений по обратной последовательности и коэффициента несимметрии напряжений по нулевой последовательности, определяемые в течение минимального интервала времени измерений, не должны превышать предельно допустимые значения, а значения тех же показателей КЭ, определяемые с вероятностью 95 % за тот же период измерений, не должны превышать нормально допустимые значения.

Наибольшие и наименьшие значения установившегося отклонения напряжения и отклонения частоты, определяемые с учетом знака в течение расчетного периода времени, должны находиться в интервале, ограниченном предельно допустимыми значениями, а верхнее и нижнее значения этих показателей КЭ, являющиеся границами интервала, в котором с вероятностью 95 % находятся измеренные значения показателей КЭ, должны находиться в интервале, ограниченном нормально допустимыми значениями.

Общая продолжительность измерений показателей КЭ, за исключением провалов напряжения, импульсов напряжения и временных перенапряжений, должна быть выбрана с учетом обязательного включения характерных для измеряемых показателей КЭ рабочих и выходных дней. Рекомендуемая общая продолжительность измерений составляет 7 суток. Сопоставление показателей КЭ с нормами настоящего стандарта необходимо производить за каждые сутки общей продолжительности измерений отдельно.

Контроль за соблюдением энергоснабжающими организациями и потребителями электрической энергии требований ГОСТ 13109-97 осуществляют органы надзора и аккредитованные в установленном порядке испытательные лаборатории по качеству электрической энергии.

Контроль качества электрической энергии в точках общего присоединения потребителей электрической энергии к системам электроснабжения общего назначения проводят энергоснабжающие организации. Указанные организации выбирают точки контроля в соответствии с нормативными документами, утвержденными в установленном порядке, и определяют периодичность контроля.

Периодичность измерений показателей КЭ устанавливают:

– для установившегося отклонения напряжения – не реже двух раз в год в зависимости от сезонного изменения нагрузок в распределительной сети центра питания, а при наличии автоматического встречного регулирования напряжения в центре питания – не реже одного раза в год. При незначительном изменении суммарной нагрузки центра питания и неизменности схемы сети и параметров ее элементов допускается увеличивать интервал между контрольными измерениями для установившегося отклонения напряжения;

– для остальных показателей – не реже одного раза в 2 года при неизменности схемы сети и ее элементов в незначительном изменении нагрузки потребителя, ухудшающего качество электроэнергии.

Конкретные сроки проведения периодического контроля качества электроэнергии в точках присоединения потребителей к системе электроснабжения общего назначения устанавливаются электроснабжающей организацией в эксплуатационных режимах, соответствующих нормальным схемам или длительным ремонтным схемам сетей общего назначения.

Потребители, ухудшающие качество электрической энергии, должны проводить контроль в точках собственных сетей, ближайших к точкам общего присоединения указанных сетей к электрической сети общего назначения, а также на выводах приемников электрической энергии, являющихся источниками кондуктивных электромагнитных помех.

Периодичность контроля качества электрической энергии устанавливает потребитель электрической энергии по согласованию с энергоснабжающей организацией.

Контроль качества электрической энергии, отпускаемый тяговыми подстанциями переменного тока в электрические сети напряжением 6–35 кВ, следует проводить:

а) для электрических сетей 6–35 кВ, находящихся в ведении энергосистем, – в точках присоединения этих сетей к тяговым подстанциям;

б) для электрических сетей 6–35 кВ, не находящихся в ведении энергосистем, – в точках, выбранных по согласованию между тяговыми подстанциями и потребителями электрической энергии, а для вновь строящихся и реконструируемых (с заменой трансформаторов) тяговых подстанций – в точках присоединения потребителей электрической энергии к данным сетям.

Оценку соответствия значений показателей КЭ, за исключением длительности провала напряжения, импульсного напряжения и коэффициента временного перенапряжения, нормам стандарта следует так же проводить по требованию энергоснабжающей организации или потребителя, а также до и после подключения нового потребителя по требованию одной из указанных сторон.

Оценку соответствия длительностей провалов напряжения в точках общего присоединения потребителей к сети энергоснабжающей организации норме настоящего стандарта следует проводить путем наблюдений и регистрации провалов напряжения в течение длительного периода времени.

Допускается такую оценку проводить путем расчета по суммарной длительности выдержек времени устройств релейной защиты, автоматики и коммутационных аппаратов, установленных в соответствующих электрических сетях энергоснабжающей организации.

Получение данных об импульсах и кратковременных перенапряжениях следует проводить путем длительного наблюдения и регистрации

#### **4. МЕТОДЫ И СРЕДСТВА УЛУЧШЕНИЯ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЭЛЕКТРОМАГНИТНОЙ СОВМЕСТИМОСТИ ЭЛЕКТРОПРИЕМНИКОВ И ПИТАЮЩИХ СЕТЕЙ**

Существуют три основные группы методов повышения качества электроэнергии. В первую очередь, это рационализация средств электроснабжения. К этой группе относят повышение мощности сети, питание нелинейных потребителей повышенным напряжением и др. Вторая группа предполагает совершенствование самих потребителей: номинальная загрузка двигателей, использование многофазных схем выпрямления, включение в состав потребителя корректирующих устройств и т. д. Третья группа ориентирована на использование устройств коррекции качества или, иначе говоря, регуляторов одного или нескольких показателей качества электроэнергии или связанных с ними параметров потребляемой мощности.

Поддержание частоты в нормируемых пределах производится электростанциями системы. Физически возможно поддерживать ее на номинальном значении только в том случае, если мощность станций превышает мощность потребителей. В противном случае, требуется ограничивать потребление.

#### 4.1. Методы и средства регулирования напряжения

Отклонения напряжения являются «медленным» изменением напряжения и вызываются либо изменением уровня напряжения в центре питания, либо потерями напряжения в элементах сети. Рисунок 4.1 иллюстрирует, как изменяется уровень отклонения напряжения (в процентах от номинального напряжения) вдоль участка сети от центра питания до электроприемника. Условно нанесены границы допустимых значений. Из этого рисунка видно, что требования по отклонениям напряжения для последних ЭП не выполняются. Это связано со значительными потерями напряжения в кабельной линии и на шинах питания ЭП. Суммарные потери напряжения определяют по выражению:

$$\Delta U = \frac{100}{U_{\text{НОМ}}^2} \sum_{k=1}^{k=n} (P_k Q_k + Q_k X_k), \% \quad (4.1)$$

где  $P_k$  и  $Q_k$  – соответственно активная и реактивная мощности, протекающие по  $k$ -му участку сети;  $R_k$  и  $X_k$  – активное и реактивное сопротивление  $k$ -го элемента сети.

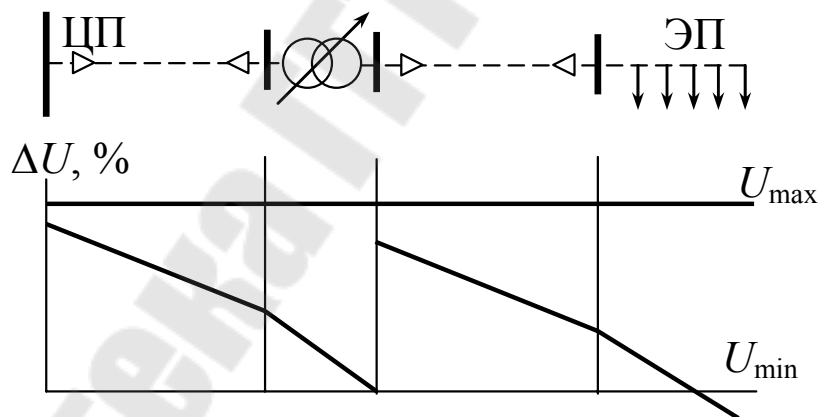


Рис. 4.1. Изменение напряжения на участках сети при протекании по ним тока нагрузки

Второй причиной заниженного уровня напряжения на ЭЛ является недостаточный уровень напряжения на вторичной обмотке трансформатора.

Анализируя эпюру напряжения на рис. 4.1 и выражение (4.1), можно сделать вывод: обеспечить требования по отклонениям напряжения на ЭП можно двумя способами:

- 1) за счет регулирования напряжения в центре питания;
- 2) путем снижения потерь напряжения в элементах сети.

Первый способ может быть реализован с помощью изменения коэффициента трансформации питающего трансформатора. Для этого трансформаторы оснащаются средствами регулирования напряжения под нагрузкой (РПН) или имеют возможность переключения отпаек регулировочных ответвлений без возбуждения (ПБВ), т. е. с отключением их от сети во время переключения ответвлений. Трансформаторы с РПН позволяют регулировать напряжение в диапазоне от  $\pm 10$  до  $\pm 16$  % с дискретностью 1,25–2,5 %. Трансформаторы с ПБВ имеют регулировочный диапазон обычно  $\pm 5$  %.

Второй способ, основанный на снижении потерь напряжения в питающих линиях или кабелях, может быть реализован за счет снижения активного и (или) реактивного сопротивления. Снижение сопротивления достигается путем увеличения сечения проводов или применением устройств продольной компенсации (УПК). Продольная емкостная компенсация параметров линии заключается в последовательном включении конденсаторов в рассечку линии, благодаря чему ее реактивное сопротивление уменьшается:

$$X'_л = X_L - X_C < X_л.$$

Сопротивление батарей конденсаторов УПК для снижения потери напряжения от значения  $\Delta U_1$ , % до значения  $\Delta U_2$ , % рассчитывается по выражению:

$$X_{\text{БК}} = \frac{U_{\text{номБК}} (\Delta U_1 - \Delta U_2)}{\sqrt{3} I_{\text{ном}} \sin \varphi}. \quad (4.2)$$

При этом мощность батарей конденсаторов

$$Q_{\text{БК}} = \frac{U_{\text{номБК}}^2}{X_{\text{БК}}}.$$

Необходимо отметить, что вышеназванные способы снижения  $X_л$  и  $Z_л$  приводят к увеличению токов КЗ и требуют проведения специальных расчетов с целью проверки коммутационной аппаратуры, установленной в этой сети, по отключающей способности.

Дополнительная реактивная мощность КБ для повышения напряжения на величину  $\Delta U$ , % может быть ориентировочно определена по выражению:

$$Q_{\text{доп}} \approx \frac{10U_{\text{ном}}^2 \Delta U}{X_{\text{КЗ}}(1 + 0,01\Delta U)} = \frac{10S_{\text{КЗ}}\Delta U}{1 + 0,01\Delta U}, \quad (4.3)$$

где  $X_{\text{КЗ}}$  – сопротивление КЗ в точке подключения КБ.

Следует отметить, что минимизация параметра  $\Delta U$  и поддержание необходимых уровней напряжения на отдельных подстанциях с методической точки зрения затруднений не вызывает. Для этого определяются места установки компенсирующих устройств и с учетом условия минимума капиталовложений рассчитывается требуемая мощность таких устройств. На практике для стабилизации уровней напряжения широко используют нерегулируемые шунтирующие реакторы (ШР). Однако в сложных электрических сетях с протяженными структурами использование ШР не всегда дает положительный результат. Установка только нерегулируемых ШР приводит к резким колебаниям напряжения, вызванным избытком или недостатком реактивной мощности при изменениях нагрузки электрической сети. Кроме того, применение большого числа ШР, рассредоточенных вдоль сверхпротяженной ВЛ, и их частая коммутация, вследствие сильной изменчивости нагрузок электрической сети, требует согласования режимов работы ШР 10 кВ. Поэтому естественно, что такие протяженные электрические сети должны быть управляемыми. Достаточно эффективным средством системного регулирования напряжения являются управляемые или насыщающиеся реакторы (УР), представляющие собой группу из трех однофазных реакторов. Но известно, что такие устройства, имеющие тиристорный преобразователь, генерируют во внешнюю сеть высшие гармоники тока, характеристики которых зависят от схемы сети и режима работы.

## 4.2. Снижение колебаний напряжения

Колебания напряжения в системе электроснабжения промышленного предприятия вызываются набросами реактивной мощности нагрузки. Размах колебаний напряжения может быть ориентировочно определен по формуле:

$$\delta U_t \approx 10 \frac{\Delta Q_{\text{н}} X_{\text{КЗ}}}{U_{\text{н}}^2} \approx 10 \frac{\Delta Q_{\text{н}}}{S_{\text{КЗ}}}, \quad (4.4)$$

где  $\Delta Q_{\text{н}}$  – величина наброса реактивной мощности нагрузки;  $X_{\text{КЗ}}$  – сопротивление КЗ в точке подключения нагрузки;  $U_{\text{н}}$  – номинальное напряжение на зажимах нагрузки.

Из формулы (4.4) следует, что для снижения  $\delta U_t$  необходимо уменьшать либо  $X_{кз}$ , либо набросы реактивной мощности нагрузки  $\Delta Q_n$ . Остановимся подробнее на способах снижения  $\Delta Q_n$ . В отличие от отклонения напряжения, колебания напряжения происходят значительно быстрее. Частоты повторения колебаний напряжения достигают 10–15 Гц при скоростях набросов реактивной мощности до десятков и даже сотен Мвар в секунду. Это означает, что для снижения  $\Delta Q_n$  должны применяться быстродействующие источники реактивной мощности, способные обеспечить скорости набросов реактивной мощности, соизмеримые с характером изменения нагрузки. При этом выполняется следующее условие:

$$\Delta Q_{\Sigma} = \Delta Q_n - \Delta Q_{\text{ирм}},$$

где  $\Delta Q_{\Sigma}$  – результирующая реактивная мощность;  $\Delta Q_{\text{ирм}}$  – наброс реактивной мощности источником реактивной мощности (ИРМ).

Этот способ для дискретного ИРМ иллюстрирует рис. 4.2.

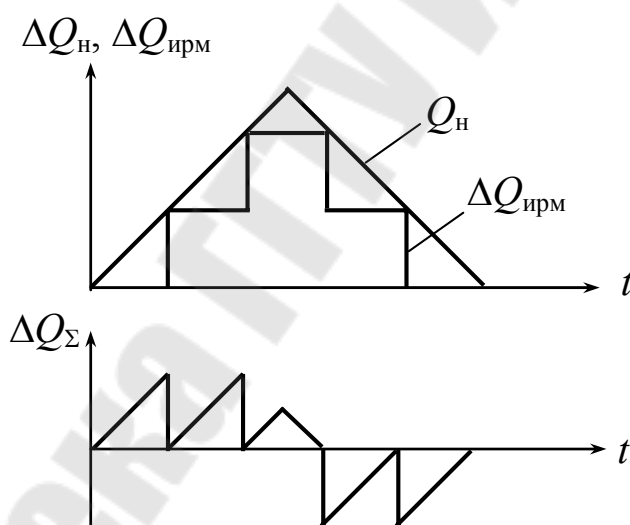


Рис. 4.2. Быстродействующее регулирование реактивной мощности нагрузки

Как видно из рис. 4.2, подключение ИРМ приводит к снижению амплитуд колебаний результирующей реактивной мощности, но увеличивает их эквивалентную частоту. При недостаточном быстродействии применение ИРМ может привести даже к ухудшению положения.

Для снижения влияния резкопеременной нагрузки на чувствительные ЭП применяют способ разделения нагрузок, при котором



наиболее часто применяют сдвоенные реакторы (рис. 4.3, а), трансформаторы с расщепленной обмоткой или питают нагрузки от различных трансформаторов (рис. 4.3, б).

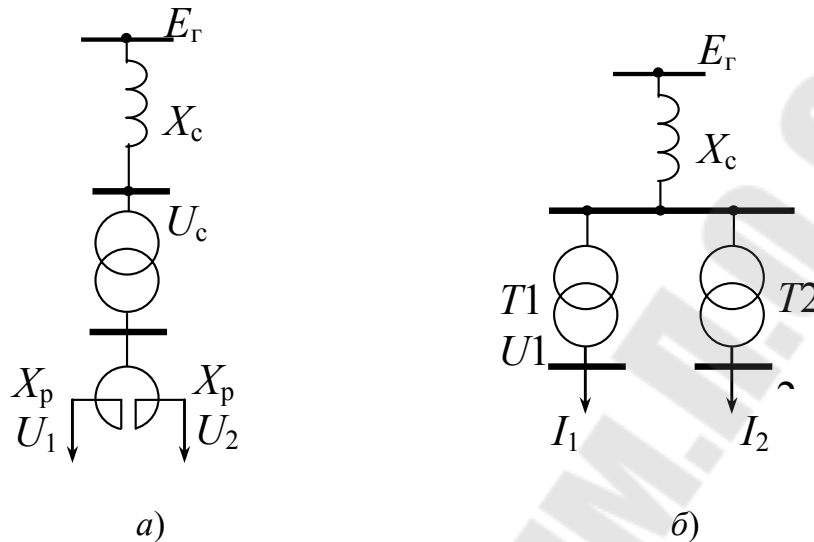


Рис. 4.3. Разделение нагрузок с помощью:  
а – сдвоенного реактора; б – различных трансформаторов

Эффект использования сдвоенного реактора основан на том, что коэффициент взаимной индукции между обмотками сдвоенного реактора  $K_M \neq 0$ , а падение напряжения в каждой секции определяется следующим образом:

$$\Delta U_1 = jX_L(I_1 - K_M I_2); \quad \Delta U_2 = jX_L(I_2 - K_M I_1),$$

где  $X_L$  – индуктивное сопротивление секции обмотки реактора;  $K_M$  – коэффициент взаимной индукции между обмотками секций реактора.

Падение напряжения за счет магнитной связи обмоток реактора уменьшается на 50–60 %.

Трансформаторы с расщепленной обмоткой позволяют подключать к одной ветви обмотки низшего напряжения резкочеременную нагрузку (источник искажений), а к другой – стабильную. Связь между изменениями напряжения в обмотках определяется по выражению:

$$\Delta U_1 = \Delta U_2 \frac{4 - K_p}{4 + K_p}, \quad (4.5)$$

где  $K_p$  – коэффициент расщепления, принимаемый равным 3,5.

При выделении резкопеременной нагрузки на отдельный трансформатор (рис. 4.3, б) общее сопротивление снижается с величины

$$X = \frac{X_{T1}X_{T2}}{X_{T1} + X_{T2}} + X_c$$

до величины  $X_c$ .

Размах колебаний напряжения на шинах стабильной нагрузки снижается в  $X_c/X$  раз, а на шинах резкопеременной нагрузки увеличивается в  $X/(X_c + X_{T2})$  раз.

### 4.3. Снижение несимметрии напряжения

К снижению несимметрии напряжений приводит как уменьшение сопротивления сети токам обратной и нулевой последовательностей, так и снижение значений самих токов. Учитывая, что сопротивления внешней сети (трансформаторов, кабелей, линий) одинаковы для прямой и обратной последовательностей, снизить эти сопротивления возможно лишь путем подключения несимметричной нагрузки к отдельному трансформатору.

Основным источником несимметрии являются однофазные нагрузки. При соотношении между мощностью короткого замыкания в узле сети  $S_{K3}$  к мощности однофазной нагрузки  $S_{одн}$  ( $S_{K3}/S_{одн} > 50$ ) коэффициент обратной последовательности обычно не превышает 2 %, что соответствует требованиям ГОСТ 13109–97. Снизить несимметрию можно с помощью увеличения  $S_{K3}$  на зажимах нагрузки. Это достигается, например, подключением мощных однофазных нагрузок через собственный трансформатор на шины 110–220 кВ.

Снижение систематической несимметрии в сетях низкого напряжения осуществляется рациональным распределением однофазных нагрузок между фазами с таким расчетом, чтобы сопротивления этих нагрузок были примерно равны между собой. Если несимметрию напряжения не удастся снизить с помощью схемных решений, то применяются специальные устройства, называемые *симметрирующими*. В качестве таких устройств применяют несимметричное включение конденсаторных батарей (рис. 4.4, а) или специальные схемы симметрирования (рис. 4.4, б) однофазных нагрузок.

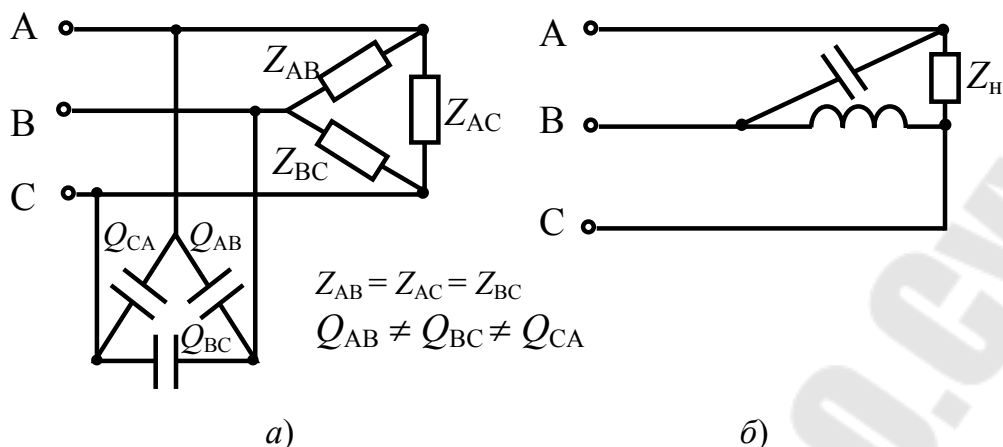


Рис. 4.4. Симметрирующие устройства:  
*а* – СУ с конденсаторными батареями; *б* – специальная схема

Существует несколько методов расчета симметрирующего эффекта КБ и расчетов параметров симметрирующих устройств однофазных нагрузок, включая номограммы. Если несимметрия меняется по вероятностному закону, то для ее снижения применяются автоматические симметрирующие устройства (СУ). Разработано значительное количество схем СУ и способов управления ими. Одна из наиболее распространенных схем представлена на рис. 4.5. В таких схемах конденсаторы и реакторы набираются из нескольких небольших параллельных групп и подключаются в зависимости от изменения тока или напряжения обратной последовательности. Недостатком схемы являются дополнительные потери, возникающие за счет включения реакторов.

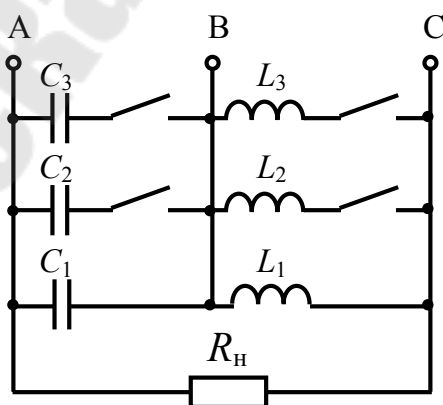


Рис. 4.5. Типовая схема СУ

Разработан ряд СУ на базе применения трансформаторов, например, трансформаторов с вращающимся магнитным полем, пред-

ставляющим собой несимметричную нагрузку, или трансформаторов, позволяющих осуществить пофазное регулирование напряжения. Последний позволяет осуществить симметрирование при несимметричной нагрузке и при несимметрии напряжений питающей сети.

#### 4.4. Снижение несинусоидальности напряжения

Способы снижения несинусоидальности напряжения можно разделить на три группы:

1) схемные решения:

- выделение нелинейных нагрузок на отдельную систему шин;
- рассредоточение нагрузок по различным узлам СЭС с подключением параллельно им электродвигателей;

- группирование преобразователей по схеме умножения фаз;
- подключение нагрузки к системе с большей мощностью  $S_{КЗ}$ ;

2) использование фильтровых устройств:

- включение параллельно нагрузке узкополосных резонансных фильтров;

- включение фильтрокомпенсирующих устройств (ФКУ);

- применение фильтросимметрирующих устройств (ФСУ);

- применение ИРМ, содержащих ФКУ;

3) применение специального оборудования, характеризующегося пониженным уровнем генерации высших гармоник:

- использование «ненасыщающихся» трансформаторов;

- применение многофазных преобразователей с улучшенными энергетическими показателями.

Развитие элементной базы силовой электроники и новых методов высокочастотной модуляции привело к созданию в 70-х годах нового класса устройств, улучшающих качество электроэнергии – *активных фильтров* (АФ). Сразу же возникла классификация активных фильтров на последовательные и параллельные, а также на источники тока и напряжения, что привело к получению четырех базовых схем. Каждая их четырех структур (рис. 4.6) определяет схему фильтра на рабочей частоте – ключей в преобразователе и вид самих ключей (двунравленный или однонаправленный ключ). В качестве накопителя энергии в преобразователе, служащем источником тока (рис. 4.6, а, з), используется индуктивность, а в преобразователе, служащем источником напряжения (рис. 4.6, б, в), используется емкость.

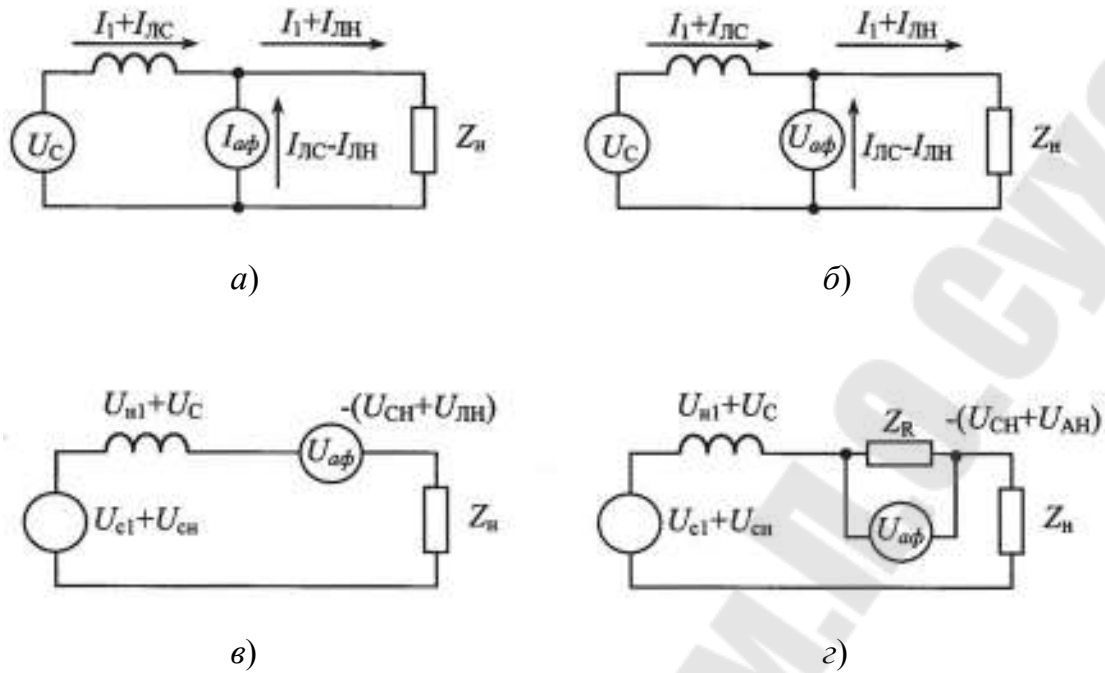


Рис. 4.6. Основные типы активных фильтров:  
 а – параллельный источник тока; б – параллельный источник напряжения; в – последовательный источник напряжения; г – последовательный источник тока

Типовая схема выполнения силового резонансного фильтра приведена на рис. 4.7.

Известно, что сопротивление фильтра  $Z$  на частоте  $\omega$  равно

$$Z = X_L - X_C = j\left(\omega L - \frac{1}{\omega C}\right). \quad (4.6)$$

При  $X_L = X_C$  или  $\omega L = (1/\omega C)$  на частоте  $\omega$  наступает резонанс напряжений, означающий, что сопротивление фильтра для гармонической и составляющей напряжения с частотой  $\omega$  равно нулю. При этом гармонические составляющие с частотой  $\omega$  будут поглощаться фильтром и не проникать в сеть. На этом явлении основан принцип построения резонансных фильтров.

В сетях с нелинейными нагрузками возникают, как правило, гармоники канонического ряда, порядковый номер которых  $\nu - 3, 5, 7, \dots$ .

Уровни гармоник с таким порядковым номером, как правило, убывают с увеличением частоты. Поэтому на практике применяют цепочки из параллельно включенных фильтров, настроенных на 3, 5, 7 и 11-ю гармоники. Такие устройства называются узкополосными резонансными фильтрами.

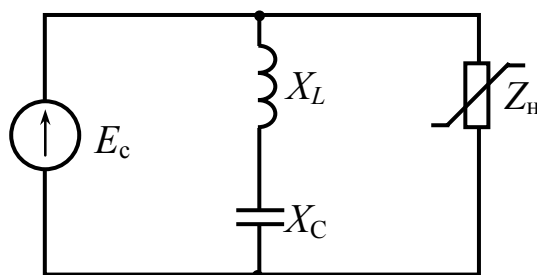


Рис. 4.7. Схема замещения силового резонансного фильтра

Учитывая, что  $X_{Lv} = X_L$ ,  $X_{Cv} = (X_C/v)$ , где  $X_L$  и  $X_C$  – сопротивления реактора и КБ на основной частоте, а также выражение (4.6), получаем:

$$X_{\phi} = X_L + X_C = X_C(1 - 1/v^2).$$

Такой фильтр, который, помимо фильтрации гармоник, будет генерировать реактивную мощность, и компенсировать потери мощности в сети и напряжения, носит название *фильтрокомпенсирующего* (ФКУ).

Если устройство, помимо фильтрации высших гармоник, выполняет функции симметрирования напряжения, то такое устройство называется *фильтросимметрирующим* (ФСУ). Конструктивно ФСУ представляют собой несимметричный фильтр, включенный на линейное напряжение сети. Выбор линейных напряжений, на которые подключаются фильтрующие цепи ФСУ, а также соотношения мощностей конденсаторов, включенных в фазы фильтра, определяются условиями симметрирования напряжения.

Из вышесказанного следует, что устройства типа ФКУ и ФСУ воздействуют одновременно на несколько показателей качества электрической энергии (несинусоидальность, несимметрия, отклонение напряжения). Такие устройства для повышения качества электрической энергии получили название *многофункциональных оптимизирующих устройств* (МОУ). Целесообразность в разработке таких устройств возникла в связи с тем, что резкопеременные нагрузки типа ДСП вызывают одновременное искажение напряжения по ряду показателей. Применение МОУ позволяет комплексно решать проблему обеспечения качества электроэнергии, т. е. одновременно по нескольким показателям. К категории таких устройств относятся *быстродействующие статические источники реактивной мощности* (ИРМ). По принципу регулирования реактивной мощности ИРМ можно разделить на две группы: ИРМ прямой компенсации, ИРМ косвенной компенсации. Структуры ИРМ представлены соответственно на рис. 4.8, а, б. Такие

устройства, обладая высоким быстродействием, позволяют снижать колебания напряжения. Пофазное регулирование и наличие фильтров обеспечивают симметрирование и снижение уровней высших гармоник.

На рис. 4.8, *а* представлена *схема прямой компенсации*, где «управляемым» источником реактивной мощности является коммутируемая с помощью тиристоров конденсаторная батарея. Батарея имеет несколько секций и позволяет дискретно изменять генерируемую реактивную мощность. На рис. 4.8, *б* мощность ИРМ меняется с помощью регулирования реактора. При таком способе управления реактор потребляет избыток реактивной мощности, генерируемой фильтрами. Поэтому способ носит название *косвенной компенсации*.

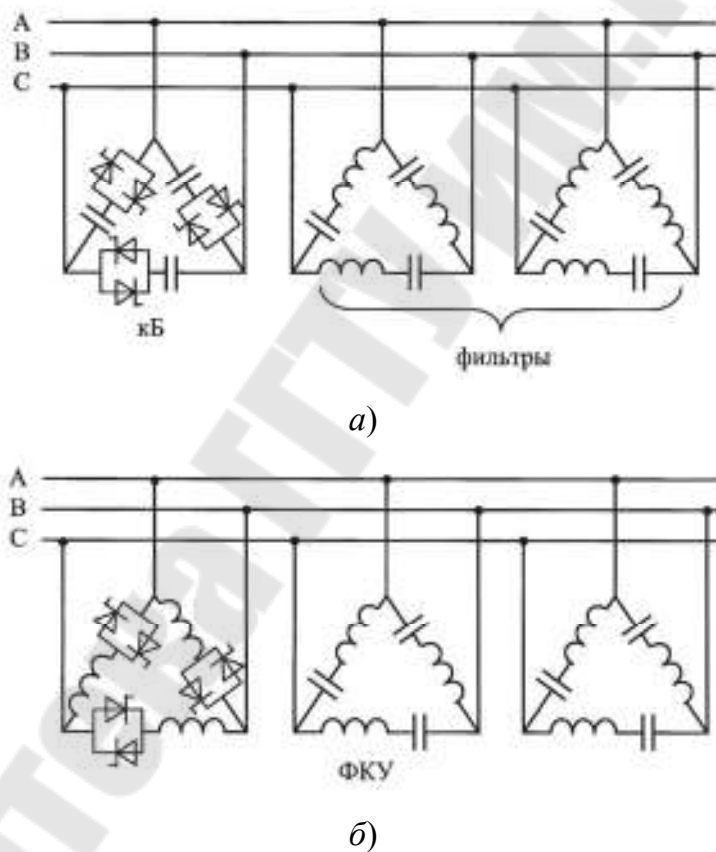


Рис. 4.8. Структурные схемы многофункциональных ИРМ:  
*а* – прямая компенсация; *б* – косвенная компенсация

Косвенная компенсация имеет два основных недостатка: поглощение избытка мощности вызывает дополнительные потери, а изменение мощности реактора с помощью угла управления вентилей приводит к дополнительной генерации высших гармоник.

## 5. НАДЕЖНОСТЬ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ (ОСНОВЫ ТЕОРИИ)

### 5.1. Качественные определения основных показателей надежности

Термин «надежность» по содержанию является многоплановым (сложным). Поэтому отечественные ГОСТы и зарубежные промышленные нормы определяют его через набор качественных понятий. Ниже приводятся качественные определения основных показателей надежности в соответствии с терминологическими рекомендациями АН СССР.

**Надежность** – свойство объекта выполнять заданные функции в заданном объеме при определенных условиях функционирования.

**Безотказность** – свойство объекта непрерывно сохранять работоспособность в течение некоторого времени или некоторой наработки.

**Наработка** – продолжительность или объем работы объекта.

**Долговечность** – свойство объекта сохранять работоспособность до наступления предельного состояния при установленной системе технического обслуживания и ремонта.

**Ремонтпригодность** (ремонтприспособленность) – свойство объекта, заключающееся в приспособленности к предупреждению и обнаружению причин возникновения его отказов, повреждений и устранению их последствий путем проведения технического обслуживания и ремонтов.

**Отказ** – событие, заключающееся в полной или частичной утрате объектом его работоспособности.

**Работоспособность** – состояние объекта, при котором он способен выполнять все или часть заданных функций в полном или частичном объеме.

**Сохраняемость** – свойство объекта непрерывно сохранять работоспособность в течение хранения и (или) транспортирования.

В приведенных определениях под объектом понимается система электроснабжения в целом или любой ее элемент, для которого рассчитываются количественные показатели надежности.

### 5.2. Количественные показатели надежности

Количественные показатели надежности имеют вероятностный смысл. Предполагается, что из курса высшей математики студентам известны основные понятия и теоремы теории вероятностей, а имен-



но, частота (частотность), вероятность, условная вероятность, интегральный и дифференциальный законы распределения вероятностей, теоремы умножения (только для независимых событий) и сложения (для независимых и зависимых событий). Предполагается также, что студенты владеют основными навыками, приобретенными при изучении аналитической геометрии и математического анализа.

1. Интегральная функция распределения вероятностей безотказной работы

$$R(t) = P(t_{\text{отк}} > t^*) = \frac{n(t_{\text{отк}} > t^*)}{N(t=0)} = \begin{cases} 0, & t^* = \infty \\ 1, & t^* = 0, \end{cases} \quad (5.1)$$

численно равна доле начального количества объектов  $N(t=0)$ , не отказавших до произвольного, но фиксированного момента времени  $t^*$  объектов  $n(t_{\text{отк}} > t^*)$ .

2. Интегральная функция распределения вероятностей отказа

$$F(t) = P(t_{\text{отк}} \leq t^*) = \frac{n(t_{\text{отк}} \leq t^*)}{N(t=0)} = \begin{cases} 0, & t^* = 0 \\ 1, & t^* = \infty \end{cases} \quad (5.2)$$

численно равна доле начального количества объектов  $N(t=0)$ , отказавших до произвольного, но фиксированного момента времени  $t^*$  объектов  $n(t_{\text{отк}} > t^*)$ .

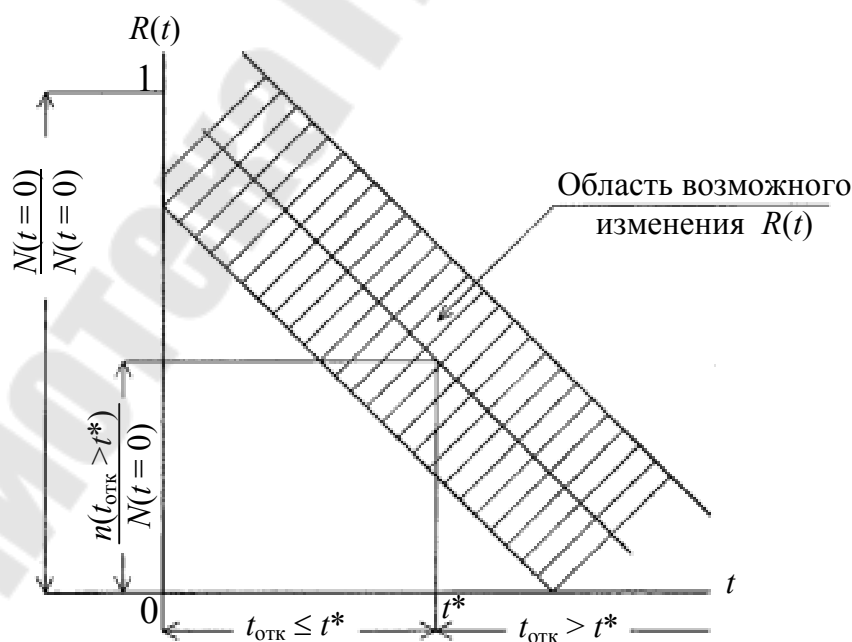


Рис. 5.1

Из приведенных формул (5.1), (5.2) и рис. 5.1 и 5.2 видно, что

$$n(t_{\text{отк}} > t^*) = N(t=0) - n(t_{\text{отк}} \leq t^*) \quad \text{и}$$

$$n(t_{\text{отк}} \leq t^*) = N(t=0) - n(t_{\text{отк}} > t^*). \quad (5.3)$$

Следовательно,

$$R(t) + F(t) = \frac{n(t_{\text{отк}} > t^*)}{N(t=0)} + \frac{n(t_{\text{отк}} \leq t^*)}{N(t=0)} = \frac{N(t=0)}{N(t=0)} = 1. \quad (5.4)$$

Для произвольного  $0 \leq t \leq \infty$ , т. е. вероятность безотказной работы объекта в течение времени  $t$  и вероятность его отказа до момента  $t$  образуют полную группу несовместимых событий:

$$R(t) + F(t) = 1, \quad R(t) = 1 - F(t), \quad F(t) = 1 - R(t).$$

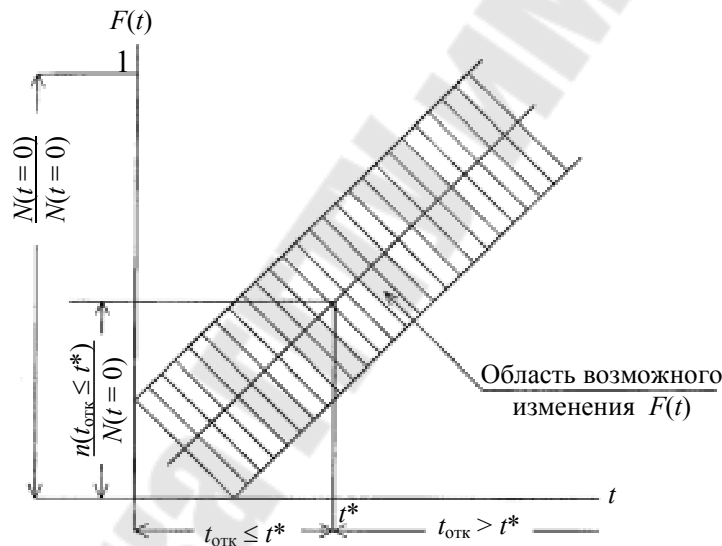


Рис. 5.2

3. Дифференциальная функция распределения вероятностей отказа (плотность вероятности отказа)

$$f(t) = \frac{n(t^* < t_{\text{отк}} \leq t^* + \Delta t^*)}{N(t=0)\Delta t^*} (\text{единица времени})^{-1}$$

численно равна среднему числу отказов в единицу времени на один объект из начального количества объектов  $N(t=0)$  или доле начального количества объектов  $N(t=0)$ , отказавших после произвольного, но фиксированного момента времени  $t^*$  в течение выбранного промежутка времени  $\Delta t^*$ .

Из теории вероятностей известно, что

$$f(t) = \frac{dF(t)}{dt} = -\frac{dR(t)}{dt} \text{ и } \int_1^{\infty} f(t)dt = 1. \quad (5.5)$$

Следовательно, график  $f(t)$  зависит от графика  $F(t)$ . Зависимость же  $f(\Delta t)$  является пропорциональной, поскольку с ростом промежутка времени  $\Delta t$  возрастает и вероятность отказа в течение этого промежутка.

4. Интенсивность отказов объектов:

$$\lambda(t) = \frac{n(t^* < t_{\text{отк}} \leq t^* + \Delta t^*)}{n(t_{\text{отк}} > t^*)\Delta t^*} (\text{единица времени})^{-1} \quad (5.6)$$

численно равна среднему числу отказов в единицу времени на один объект из количества объектов  $n(t_{\text{отк}} > t^*)$ , не отказавших до произвольного, но фиксированного времени  $t^*$ .

Сравнение формул плотности вероятности  $f(t)$  и интенсивности отказов  $\lambda(t)$  показывает, что эти величины отличаются только общим количеством объектов в знаменателе, к которым относится количество элементов в числителе  $n(t^* < t_{\text{отк}} \leq t^* + \Delta t^*)$ , отказавших после произвольного, но фиксированного момента времени  $t^*$  в течение выбранного промежутка времени  $\Delta t^*$ .

Типовой график  $\lambda(t)$  представлен на рис. 5.3, где по оси времени отложен «жизненный» цикл объекта, состоящий из трех четко выраженных периодов.

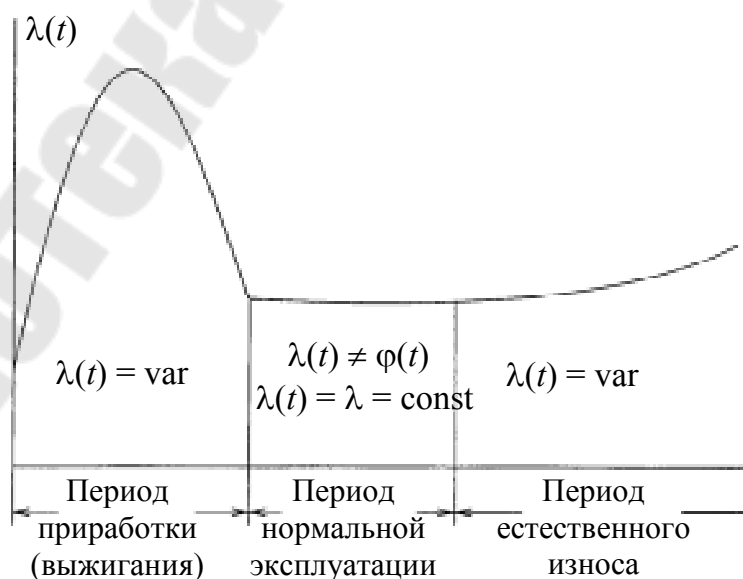


Рис. 5.3

Поскольку период приработки (выжигания) является очень коротким и объекты проходят его, как правило, на заводе-изготовителе или в течение 72 ч опытной эксплуатации после включения, а в самом начале периода естественного износа (старения) объект либо модернизируется, либо заменяется новым, то в дальнейшем будет рассматриваться только период нормальной эксплуатации, в котором

$$\lambda(t) \neq \varphi(t), \quad \lambda(t) = \lambda = \text{const.}$$

### 5. Среднее время наработки на отказ

$$t_{\text{н}} = \frac{1}{\lambda} \text{ (единица времени) при } \lambda = \text{const,}$$

численно равно средней по множеству объектов продолжительности безотказной работы (между двумя соседними отказами), приходящейся на один объект.

Поскольку  $\lambda = \text{const}$ , то и  $t_{\text{н}} = \text{const}$ , следовательно, обе эти величины или какая-либо одна из них могут быть табулированы, т. е. вычислены заранее для всех объектов систем электроснабжения и сведены в справочные таблицы.

Тогда можно было бы остальные количественные показатели надежности вычислить через них. Но для этого необходимо отыскать аналитическую взаимосвязь количественных показателей надежности.

### 5.3. Аналитическая взаимосвязь основных показателей надежности

Под аналитической взаимосвязью количественных показателей надежности понимается совокупность аналитических выражений (формул), позволяющих вычислить каждый из этих показателей через любой другой.

Чтобы получить формулы аналитической взаимосвязи показателей достаточно воспользоваться соотношениями:

$$R(t) + F(t) = 1, \quad f(t) = \frac{dF(t)}{dt} = -\frac{dR(t)}{dt},$$

$$\int_0^{\infty} f(t) dt = 1 \quad \text{и} \quad \lambda(t) = \frac{f(t)}{R(t)}. \quad (5.7)$$

Последнее соотношение выводится следующим образом:

$$\lambda(t) = \frac{n(t^* < t_{\text{отк}} \leq t^* + \Delta t^*)}{n(t_{\text{отк}} > t^*)\Delta t^*} = \frac{\frac{n(t^* < t_{\text{отк}} \leq t^* + \Delta t^*)}{N(t=0)\Delta t^*}}{\frac{n(t_{\text{отк}} > t^*)}{N(t=0)}} = \frac{f(t)}{R(t)}. \quad (5.8)$$

Пользуясь приведенными соотношениями, студент должен самостоятельно вывести формулы аналитической взаимосвязи количественных показателей надежности, представленные в табл. 5.1. При этом надо уметь объяснить знаки производных и пределы интегрирования, исходя из инженерного смысла показателей и теорем теории вероятностей.

Таблица 5.1

Найти	Задано			
	$R(t)$	$F(t)$	$f(t)$	$\lambda(t)$
$R(t)$	$R(t)$	$1 - F(t)$	$\int_t^{\infty} f(t)dt$	$e^{-\int_0^t \lambda(x)dx}$
$F(t)$	$1 - R(t)$	$F(t)$	$\int_0^t f(x)dx$	$1 - e^{-\int_0^t \lambda(x)dx}$
$f(t)$	$-\frac{dR(t)}{dt}$	$\frac{dF(t)}{dt}$	$f(t)$	$\lambda(t) \cdot e^{-\int_0^t \lambda(x)dx}$
$\lambda(t)$	$-\frac{d \ln R(t)}{dt}$	$\frac{d \ln(1 - F(t))}{dt}$	$\frac{f(t)}{\int_t^{\infty} f(t)dt}$	$\lambda(t)$

#### 5.4. Расчетные формулы показателей надежности, их упрощение и область применения

Поскольку в период нормальной эксплуатации для всех объектов систем электроснабжения интенсивность отказов  $\lambda(t) = \lambda = \text{const}$  (рис. 5.3), то численные значения ее могут быть выявлены экспериментально-статистическим путем и сведены в справочные таблицы по видам оборудования. На практике так и сделано.

В этом случае, отыскав в таблице численное значение  $\lambda$  для исследуемого на надежность объекта, следует воспользоваться форму-

лами, которые выражают остальные показатели надежности в функции  $\lambda$  (правый столбец табл. 5.1).

С учетом  $\lambda(t) = \lambda = \text{const}$ , получим:

$$R(t) = e^{-\int_0^t \lambda(x) dx} = e^{-\lambda t} = e^{-\frac{t}{t_n}}, \quad (5.9)$$

$$R(t) = e^{-\int_0^t \lambda(x) dx} = e^{-\lambda t} = e^{-\frac{t}{t_n}}, \quad (5.10)$$

$$R(t) = e^{-\int_0^t \lambda(x) dx} = e^{-\lambda t} = e^{-\frac{t}{t_n}}. \quad (5.11)$$

Формулы (5.9)–(5.11) являются расчетными формулами показателей надежности обособленного объекта. Текущее время  $t$  задается расчетчиком, исходя из целей исследования надежности. Из этих же формул видно, что зависимости  $R(t)$  и  $f(t)$  представляют собой падающие экспоненты, а зависимость  $F(t)$  – возрастающую. Для лучшего усвоения инженерного смысла этих зависимостей студенту рекомендуется самостоятельно провести аналогии с процессами заряда и разряда емкости, известными из курса «Теоретические основы электротехники».

Подавляющее большинство объектов систем электроснабжения характеризуются очень малыми численными значениями величин  $\lambda$  (табл. 5.3 и 5.4) и соответственно очень большими численными значениями величин  $t_n$ . В результате экспоненты, получаемые по формулам (5.9)–(5.11), имеют в реальном масштабе очень пологий вид. Поэтому они могут быть заменены прямыми, касательными к экспоненте в точке  $t = 0$ . Математически это выражается в разложении экспоненты в ряд Тейлора и в отбрасывании членов ряда, имеющих высокий порядок малости. С учетом того, что

$$e^x = \sum_{i=0}^{\infty} \frac{x^i}{i!} = \frac{x^0}{0!} + \frac{x^1}{1!} + \frac{x^2}{2!} + \frac{x^3}{3!} + \dots = 1 + x + \frac{x^2}{2} + \frac{x^3}{6} + \dots$$

полагая здесь  $x = -\lambda t$ , а также ограничившись линейными членами ряда, получим упрощение формулы для расчета показателей надежности:

$$R(t) = 1 - \lambda t; \quad (5.12)$$

$$F(t) = \lambda t; \quad (5.13)$$

$$f(t) = \lambda(1 - \lambda t). \quad (5.14)$$

Графическая интерпретация перехода от формул (5.9) и (5.10) к формулам (5.12) и (5.13) представлена на рис. 5.4, 5.5.

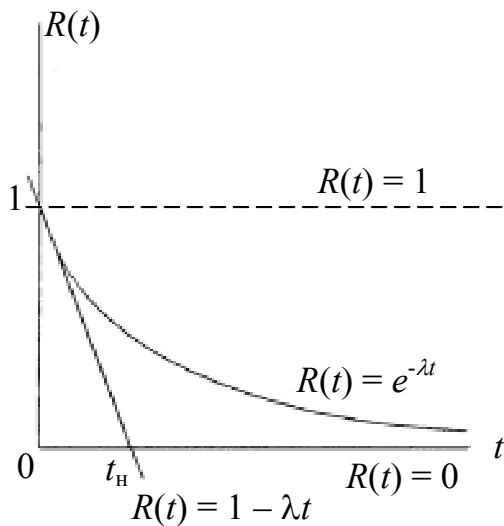


Рис. 5.4

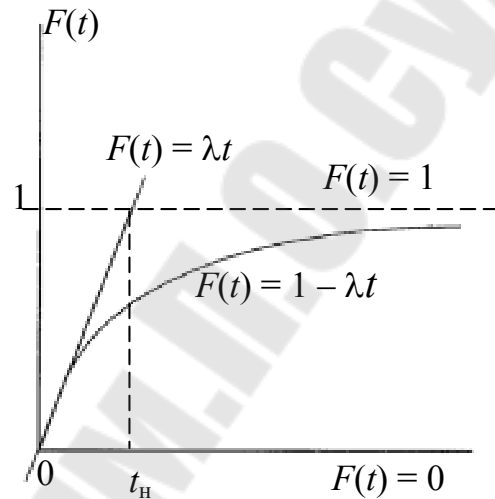


Рис. 5.5

Разобраться в инженерном смысле этого перехода представляется студенту в качестве самостоятельного упражнения.

Следует помнить, что формулы (5.12)–(5.14) допустимо применять при  $\lambda \ll 1 \text{ год}^{-1}$ .

### 5.5. Полная и расчетная диаграммы состояний объекта расчета надежности

Численное значение интегральной функции распределения вероятностей безотказной работы, рассчитанное для произвольного, но фиксированного момента времени  $t = t^*$ , может рассматриваться как вероятность пребывания объекта расчёта надёжности в состоянии «безотказность» или «функционирование» от  $t = 0$  до  $t = t^*$ .

Численное значение интегральной функции распределения вероятностей отказа, рассчитанное для произвольного, но фиксированного момента времени  $t = t^*$ , может рассматриваться как вероятность пребывания объекта расчёта надёжности в состоянии «отказа» или «неработоспособность» от  $t = 0$  до  $t = t^*$ .

Численное значение дифференциальной функции распределения вероятностей отказа (плотности вероятности отказа), рассчитанное для произвольного, но фиксированного момента времени  $t = t^*$  и для

произвольного, но фиксированного отрезка времени  $\Delta t = \Delta t^*$ , следующего сразу же за моментом  $t = t^*$ , может рассматриваться как вероятность перехода объекта расчёта надёжности из состояния «безотказность» в состояние «отказ» в течение времени от  $t = t^*$ , до  $t = t^* + \Delta t^*$ .

Численное значение интенсивности отказов в силу своего постоянства для заданного объекта расчёта надёжности  $\lambda(t) = \lambda = \text{const}$  может рассматриваться как вероятность перехода этого объекта из состояния «безотказность» в состояние «отказ» в течение отрезка времени  $\Delta t = \Delta t^*$ , но расположенного в произвольном месте оси времени.

С учётом изложенного, расчётная диаграмма состояния объекта расчёта надёжности для рассмотренных количественных показателей надёжности может быть представлена так, как показано на рис. 5.6.

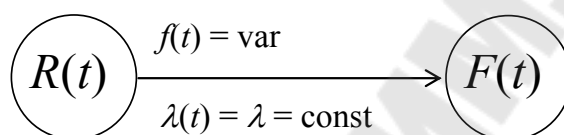


Рис. 5.6

Очевидно, в течение периода нормальной эксплуатации объекта он может находиться не только в состояниях «безотказность» и «отказ», но и пребывать в состоянии «сбой» и в различных ремонтных состояниях. Может оказаться необходимым учет и таких состояний как «хранение», «транспортировка» и т. д. С учетом этого составление полной диаграммы состояний объекта расчета надежности не представляется возможным. В проектных и эксплуатационных расчетах надежности под полной диаграммой состояний обычно понимают диаграмму, представленную на рис. 5.7.

Из сопоставления рис. 5.6 и 5.7 видно, что расчетная диаграмма представляет собой лишь небольшую часть полной.

Расчетная диаграмма состояний вида рис. 5.6 может быть несколько уточнена, если:

- состояния «сбой» и «отказ» считать неразличимыми;
- все ремонтные состояния учесть в обратном переходе из состояния «отказ» в состояние «безотказность». Тогда расчетная диаграмма примет вид, представленный на рис. 5.8.



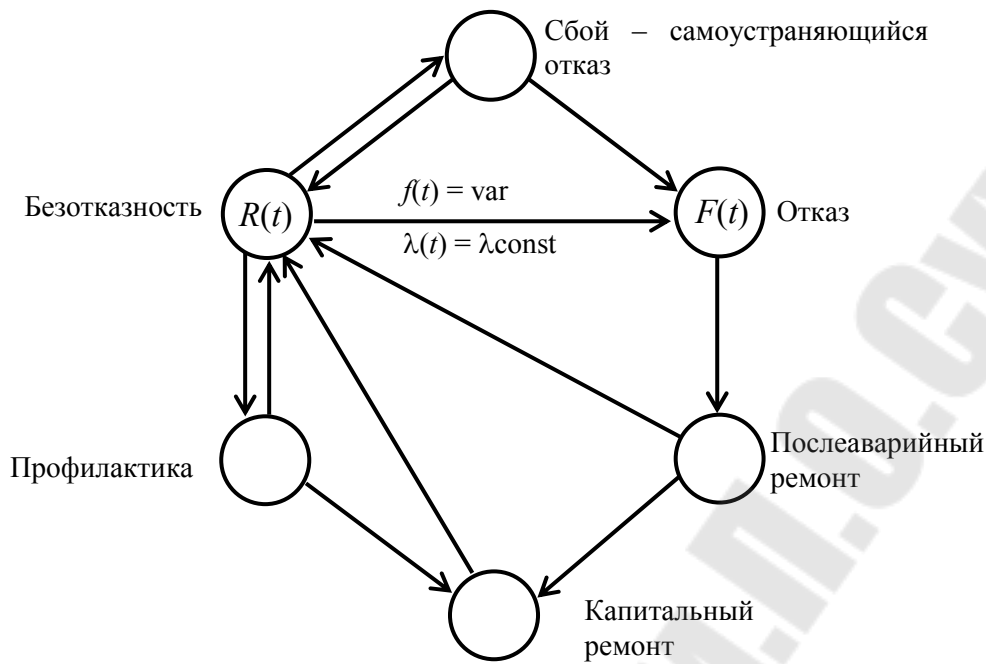


Рис. 5.7

На стрелке обратного перехода на рис. 5.8 чисто формально проставлены некоторые показатели восстановления:

- $q(t) = \text{var}$  – плотность вероятности восстановления;
- $\mu(t) = \mu = \text{const}$  – интенсивность восстановления.

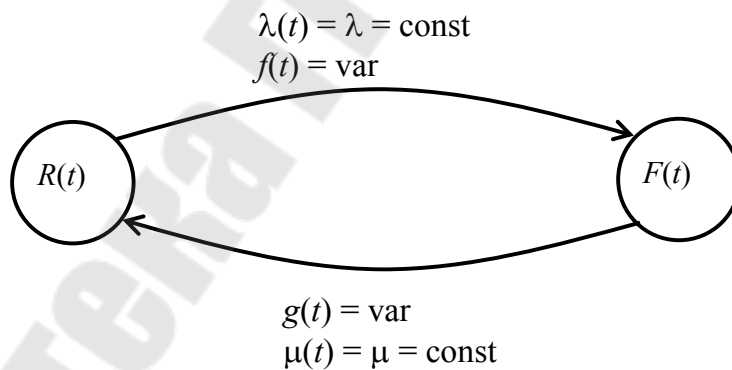


Рис. 5.8

Под восстановлением здесь понимается любая ремонтная процедура, в результате осуществления которой восстанавливается нормальное функционирование объекта расчета надежности.

Из методических соображений все количественные показатели восстановления вводятся чисто формально.

## 5.6. Количественные показатели восстановления

При изучении настоящего раздела студенту рекомендуется проводить аналогии с разделом «Количественные показатели надежности». Проведение таких аналогий позволяет действовать чисто формально.

1. Интегральная функция распределения вероятностей несвоевременного окончания ремонта

$$S(t) = P(t_{\text{рем}} > t^*) = \frac{m(t_{\text{рем}} > t^*)}{M(t=0)} = \begin{cases} 0, & t^* = \infty \\ 1, & t^* = 0 \end{cases} \quad (5.15)$$

численно равна доле количества элементов, подлежащих ремонту  $M(t=0)$ , не отремонтированных до произвольного, но фиксированного момента времени  $t^*$  объектов  $m(t_{\text{рем}} > t^*)$ .

2. Интегральная функция распределения вероятностей своевременного окончания ремонта

$$G(t) = P(t_{\text{рем}} \leq t^*) = \frac{m(t_{\text{рем}} \leq t^*)}{M(t=0)} = \begin{cases} 0, & t^* = 0 \\ 1, & t^* = \infty \end{cases} \quad (5.16)$$

численно равна доле количества элементов, подлежащих ремонту  $M(t=0)$ , отремонтированных до произвольного, но фиксированного момента времени  $t^*$  объектов  $m(t_{\text{рем}} \leq t^*)$ .

Из формул (5.15), (5.16) и рис. 5.9 и 5.10 видно, что

$$\begin{aligned} m(t_{\text{рем}} > t^*) &= M(t=0) - m(t_{\text{рем}} \leq t^*) \quad \text{и} \\ m(t_{\text{рем}} \leq t^*) &= M(t=0) - m(t_{\text{рем}} > t^*). \end{aligned} \quad (5.17)$$

Следовательно,

$$S(t) + G(t) = \frac{m(t_{\text{рем}} > t^*)}{M(t=0)} + \frac{m(t_{\text{рем}} \leq t^*)}{M(t=0)} = \frac{M(t=0)}{M(t=0)} = 1. \quad (5.18)$$

Для произвольного  $0 \leq t \leq \infty$ , т. е. вероятность несвоевременного окончания ремонта и вероятность своевременного окончания ремонта образуют полную группу несовместных событий  $S(t) + G(t) = 1$ ;  $S(t) = 1 - G(t)$ ;  $G(t) = 1 - S(t)$ .

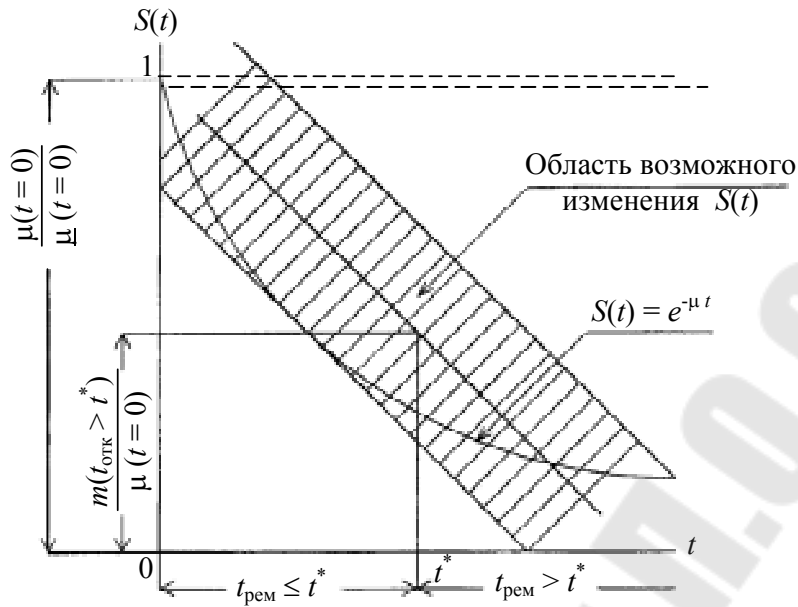


Рис. 5.9

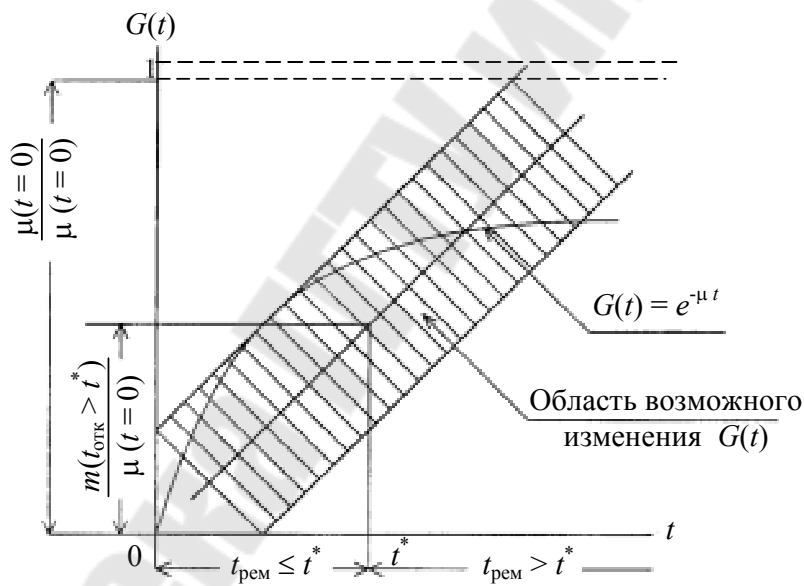


Рис. 5.10

3. Дифференциальная функция распределения вероятностей своевременного ремонта (плотность вероятности своевременного ремонта)

$$g(t) = - \frac{m(t^* < t_{рем} \leq t^* + \Delta t^*)}{M(t=0)\Delta t} (\text{единица времени})^{-1}$$

численно равна среднему числу восстановлений в единицу времени на один объект из количества элементов, подлежащих ремонту

$M(t=0)$  или доле этого количества элементов, отремонтированной после произвольного, но фиксированного момента времени  $t^*$ ; в течение промежутка времени  $\Delta t^*$ .

Из теории вероятностей известно, что:

$$g(t) = \frac{dG(t)}{dt} = -\frac{dS(t)}{dt} \quad \text{и} \quad \int_0^{\infty} g(t)dt = 1. \quad (5.19)$$

Следовательно, график  $g(t)$  зависит от графика  $G(t)$ . Зависимость же  $g(\Delta t)$  является пропорциональной, поскольку с ростом промежутка времени  $\Delta t$  возрастает и вероятность восстановления в течение этого промежутка.

#### 4. Интенсивность восстановления объектов

$$\mu(t) = \frac{m(t^* < t_{\text{рем}} \leq t^* + \Delta t^*)}{m(t_{\text{рем}} > t^*)\Delta t^*} \quad (\text{единица времени})^{-1} \quad (5.20)$$

численно равна среднему числу восстановлений в единицу времени на один объект из количества объектов  $m(t_{\text{рем}} > t^*)$ , не отремонтированных до произвольного, но фиксированного момента времени  $t^*$ .

Сравнение формул плотности вероятности  $g(t)$  и интенсивности восстановления  $\mu(t)$  показывает, что эти величины отличаются только общим количеством элементов в знаменателе, к которым относится количество элементов в числителе  $m(t^* < t_{\text{рем}} \leq t^* + \Delta t^*)$ , восстановленных после произвольного, но фиксированного момента времени  $t^*$  в течение выбранного промежутка времени  $\Delta t^*$ .

В отличие от процесса отказов, который развивается во времени естественным образом (износ объекта), процедура восстановления является полностью искусственной (ремонт объекта) и, тем самым, целиком определяется организационно-технической деятельностью эксплуатационно-ремонтного персонала.

Поэтому типовой график  $\mu(t)$ , аналогичный графику  $\lambda(t)$  (рис. 5.3), отсутствует. В силу существования нормативов времени на проведение ремонтных работ величина  $\mu(t) = \mu = \text{const}$  и численные значения ее сведены в справочные таблицы по видам оборудования и ремонтов.

#### 5. Среднее время восстановления

$$t_{\text{в}} = \frac{1}{\mu} \quad (\text{единица времени}) \quad \text{при} \quad \mu = \text{const},$$

численно равно средней по множеству объектов продолжительности восстановления, приходящейся на один объект.

Поскольку  $\mu = \text{const}$ , то и  $t_b = \text{const}$ , но  $t_b = t_{\text{пл}} + t_{\text{ав}}$ , где  $t_{\text{пл}}$  – продолжительность плановых ремонтов (профилактики) в течение года (ч/год);  $t_{\text{ав}}$  – продолжительность послеаварийных ремонтов (ч/авария).

Поскольку величины  $t_{\text{пл}}$  и  $t_{\text{ав}}$  имеют разную размерность, то необходимо:

– либо разделить  $t_{\text{ав}}$  на  $t_{\text{н}}$  (поскольку теоретически одна авария происходит за среднее время наработки на отказ) и тогда получится:

$$t'_{\text{ав}} \left[ \frac{\text{час}}{\text{год}} \right] = \frac{t_{\text{ав}} \left[ \frac{\text{час}}{\text{авария}} \right]}{t_{\text{н}} \left[ \frac{\text{год}}{\text{авария}} \right]},$$

причем для объектов систем электроснабжения  $t'_{\text{ав}} \ll t_{\text{ав}}$ ;

– либо заменить размерность  $t_{\text{ав}}$  на ч/год.

В первом случае численное значение  $t_b$  окажется заниженным, во втором – завышенным. В практических расчетах надежности рекомендуется действовать по второму способу.

6. Коэффициент готовности:

$$k_{\text{гот}} = \frac{t_{\text{н}}}{t_{\text{н}} + t_{\text{б}}} = \frac{\mu}{\mu + \lambda} \quad (5.21)$$

численно равен вероятности застать объект в работоспособном состоянии в произвольный момент времени из выбранного промежутка времени.

Поскольку для одного и того же объекта  $t_{\text{н}}(\lambda) = \text{const}$  и  $t_{\text{б}}(\mu) = \text{const}$ , то и  $k_{\text{гот}} = \text{const}$  и может быть табулирован. Из приведенной формулы видно, что  $k_{\text{гот}}$  имеет смысл надежности коэффициента полезного действия, так как числитель представляет собой «полезное», а знаменатель – «затраченное».

Настоящий пункт аналогичен пункту «Качественные показатели надежности». Два следующих пункта – «Аналитическая взаимосвязь...» и «Расчетные формулы...» также составлены по аналогии с соответствующими проработанными пунктами. Поэтому они приводятся в сокращенном виде.

## 5.7. Аналитическая взаимосвязь количественных показателей восстановления

При изучении настоящего пункта рекомендуется самым внимательным образом сопоставить табл. 5.2 с табл. 5.1 и выявить все формальные и смысловые аналогии. Следует самостоятельно вывести все формулы табл. 5.2, руководствуясь исходными соотношениями:

$$S(t) + G(t) = 1; \quad g(t) = \frac{dG(t)}{dt} = \frac{dS(t)}{dt}; \quad (5.22)$$

$$\int_0^{\infty} g(t) dt = 1 \quad \text{и} \quad \mu(t) = \frac{g(t)}{S(t)}. \quad (5.23)$$

Следует обратить внимание на то, что в отличие от показателей надежности  $R(t)$  и  $F(t)$ , показатели восстановления  $S(t)$  и  $G(t)$  в расчетах надежности систем электроснабжения используются редко. Постараться объяснить это самостоятельно.

Таблица 5.2

Найти	Задано			
	$S(t)$	$G(t)$	$g(t)$	$\mu(t)$
$S(t)$	$S(t)$	$1 - G(t)$	$\int_t^{\infty} f(t) dt$	$e^{-\int_0^t \lambda(x) dx}$
$G(t)$	$1 - S(t)$	$G(t)$	$\int_0^t f(t) dt$	$1 - e^{-\int_0^t \lambda(x) dx}$
$g(t)$	$-\frac{dR(t)}{dt}$	$\frac{dG(t)}{dt}$	$g(t)$	$\mu(t) \cdot e^{-\int_0^t \mu(x) dx}$
$\mu(t)$	$-\frac{d \ln R(t)}{dt}$	$\frac{d \ln(1 - G(t))}{dt}$	$\frac{f(t)}{\int_t^{\infty} f(t) dt}$	$\mu(t)$

## 5.8. Расчетные формулы показателей восстановления

С учетом  $\mu(t) = \mu = \text{const}$  из соотношений табл. 5.2 получаются следующие расчетные формулы показателей восстановления:

$$S(t) = e^{-\int_0^t \mu(x) dx} = e^{-\mu t} = e^{-\frac{t}{t_B}}; \quad (5.24)$$

$$G(t) = 1 - e^{-\int_0^t \mu(x) dx} = 1 - e^{-\mu t} = 1 - e^{-\frac{t}{t_B}}; \quad (5.25)$$

$$g(t) = \mu(t) \cdot e^{-\int_0^t \mu(x) dx} = \mu(t) \cdot e^{-\mu t} = t_B^{-1} e^{-\frac{t}{t_B}}. \quad (5.26)$$

Текущее время  $t$  в формулах (5.24)–(5.26) задается расчетчиком, исходя из целей исследования процессов восстановления отказавших объектов систем электроснабжения.

Упрощение расчетных формул (5.24)–(5.26) показателей восстановления на основе разложения экспоненты в ряд Тейлора недопустимо, поскольку численные значения интенсивностей восстановления объектов систем электроснабжения достаточно велики, вследствие чего линеаризация экспоненты приведет к большой погрешности.

### 5.9. Численные значения показателей надежности и восстановления объектов систем электроснабжения

Таблица 5.3

#### Низковольтное ( $U < 1000$ В) оборудование

Объект	$t_{ц}$ , год
Генераторы до 20 кВт	7
Двигатели до 20 кВт	21
Двигатели свыше 20 кВт	10
Насосы с электроприводом	12
Осветительные приборы	4
Нагревательные элементы	10
Плавкие предохранители	200
Реле защиты и автоматики	10
Измерительные приборы	2000
Счетчики электроэнергии	50

Постараться объяснить самостоятельно, почему для низковольтного оборудования не табулированы показатели восстановления.

**Высоковольтное ( $U \geq 1000$  В) оборудование**

Объект	$t_{н}$ , год	$t_{пл}$ , ч/год	$t_{ав}$ , ч/год
Трансформаторы $U_{вн} = 10$ кВ	60	15	60
Трансформаторы $U_{вн} = 35$ кВ	100	20	90
Трансформаторы $U_{вн} = 110$ кВ	35	25	90
Выключатели 10 кВ	200	20	10
Выключатели 35 кВ	500	10	10
Выключатели малообъемные	50	20	20
Выключатели 110 кВ	500	20	20
ЛЭП-35 кВ уст. повр. на 100 км	1	80	10
ЛЭП-35 кВ неуст. повр. на 100 км	0,125	80	10
ЛЭП-110 кВ уст. повр. на 100 км	1,5	120	10
ЛЭП-35 кВ неуст. повр. на 100 км	0,2	120	10
Разъединители	60	10	15
Отделители	25	10	15
Короткозамыкатели	25	10	15
Сборные шины 10 кВ	15	4	4
Сборные шины 35 кВ	20	4	4
Сборные шины 110 кВ	10	4	4

Следует помнить, что в табл. 5.3, 5.4 приведены усредненные численные значения показателей надежности и восстановления.

### **5.10. Понятие о дифференциальных уравнениях А. Н. Колмогорова**

В расчетах надежности объектов с большой интенсивностью отказов (соответственно, с малым средним временем наработки на отказ) используются методы математической теории массового обслуживания [2]. Поскольку объекты систем электроснабжения характеризуются малой интенсивностью отказов (соответственно, большим средним временем наработки на отказ), то в настоящем пункте дается лишь общее представление об одном из методов математической теории массового обслуживания – дифференциальных уравнениях А.Н. Колмогорова.

Дифференциальные уравнения составляются по диаграмме состояний объекта в соответствии со следующим мнемоническим правилом.



Количество дифференциальных уравнений равно количеству состояний на диаграмме. В левой части каждого уравнения стоит производная вероятности состояния, а правая часть содержит столько членов, сколько стрелок связано с данным состоянием. Если стрелка направлена из состояния, соответствующий член имеет знак «минус»; если в состояние – знак «плюс». Каждый член равен произведению интенсивности перехода, соответствующей данной стрелке, умноженной на вероятность того состояния, из которого исходит стрелка.

На основе диаграммы состояний объекта (рис. 5.8), руководствуясь сформулированным мнемоническим правилом, можно составить следующие уравнения А.Н. Колмогорова:

$$\begin{cases} \frac{dR(t)}{dt} = -\lambda \cdot R(t) + \mu \cdot F(t); & (5.27) \\ \frac{dF(t)}{dt} = -\mu \cdot F(t) + \lambda \cdot R(t). & (5.28) \end{cases}$$

Поскольку функции  $R(t)$  и  $F(t)$  связаны соотношением  $R(t) + F(t) = 1$ , то можно ограничиться решением одного, любого из приведенных уравнений.

Решая первое уравнение при начальных условиях для  $t = 0$  и  $R(t) = 1$  и  $F(t) = 0$ , получим:

$$\begin{aligned} R(t) &= \frac{\mu}{\mu + \lambda} + \frac{\lambda}{\mu + \lambda} \cdot e^{-(\lambda + \mu) \cdot t} = k_{\text{гот}} + (1 - k_{\text{гот}}) \cdot e^{-(\lambda + \mu) \cdot t} = \\ &= k_{\text{гот}} + k_{\text{негот}} \cdot e^{-(\lambda + \mu) \cdot t}; \end{aligned} \quad (5.29)$$

$$F(t) = 1 - R(t) = k_{\text{негот}} \cdot (1 - e^{-(\lambda + \mu) \cdot t}). \quad (5.30)$$

Коэффициент неготовности  $k_{\text{негот}}$  численно равен вероятности застать объект в неработоспособном состоянии в произвольный момент времени из выбранного промежутка времени. Естественно, что  $k_{\text{гот}} + k_{\text{негот}} = 1$ , следовательно:

$$k_{\text{негот}} = 1 - k_{\text{гот}} = 1 - \frac{\mu}{\mu + \lambda} = \frac{\lambda}{\lambda + \mu}. \quad (5.31)$$

Графики  $R(t)$ ,  $F(t)$ ,  $k_{\text{гот}} = \text{const}$  и  $k_{\text{негот}} = \text{const}$  представлены на рис. 5.11, из которого видно, что в период нормальной установившейся эксплуатации практически можно отождествлять  $k_{\text{гот}}$  с  $R(t)$  и  $k_{\text{негот}}$  с  $F(t)$ .

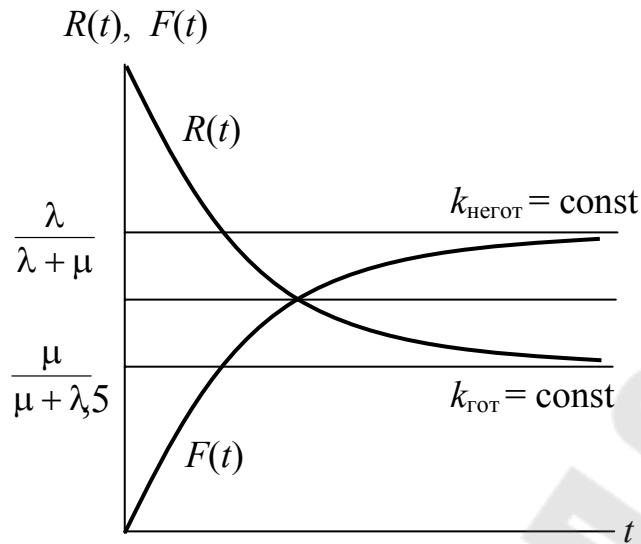


Рис. 5.11

Средние величины вероятностей безотказной работы и отказа в течение некоторого фиксированного промежутка времени периода нормальной эксплуатации могут быть вычислены по формулам:

$$R(\Delta t) = \lambda \cdot k_{\text{гор}} \quad \text{и} \quad F(\Delta t) = \mu \cdot k_{\text{негор}} .$$

Рекомендуется самостоятельно выявить физический смысл этих соотношений, сопоставляя  $R(\Delta t)$  с  $f(t)$  и  $F(\Delta t)$  с  $g(t)$ .

Подробнее о методах математической теории массового обслуживания см. [7].

## Литература

1. ГОСТ 23875-88. Качество электрической энергии. Термины и определения. Москва : Изд-во стандартов, 1988.
2. ГОСТ 13109-97. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – Взамен ГОСТ 13109-87. – Минск. Межгос. Совет по стандартизации, метрологии и сертификации ; Москва : Изд-во стандартов, 1988.
3. Железко, Ю. С. Влияние качества электроэнергии на экономические показатели работы промышленных предприятий / Ю. С. Железко. – Москва : ВНИИЦ, 1987. – 93 с.
4. Железко, Ю. С. Компенсация реактивной мощности и повышение качества электроэнергии / Ю. С. Железко. – Москва : Энергоатомиздат, 1985.
5. Жежеленко, И. В. Показатели качества электроэнергии и их контроль на промышленных предприятиях / И. В. Жежеленко. – Москва : Энергоатомиздат, 1986.
6. Курбацкий, В. Г. Качество электроэнергии и электромагнитная совместимость технических средств в электрических сетях / В. Г. Курбацкий. – Братск : БрГТУ, 1999. – 219 с.
7. Анищенко, В. А. Надежность систем электроснабжения : учеб. пособие / В. А. Анищенко. – Минск : Технопринт, 2001. – 160 с.

## Содержание

Введение .....	3
Термины и определения основных понятий изучаемых дисциплиной.....	6
1. Общее понятие о качестве электрической энергии .....	8
1.1. Классификация и характеристика основных факторов обуславливающих качество электрической энергии .....	8
1.2. Источники помех .....	10
1.2.1. Гармоники .....	10
1.2.2. Отклонение напряжения .....	12
1.2.3. Колебания напряжения .....	12
1.2.4. Кратковременные провалы напряжения.....	12
1.2.5. Импульсы напряжения.....	13
1.2.6. Несимметрия трехфазной системы напряжений .....	13
1.2.7. Отклонения частоты .....	13
1.2.8. Системы управления токами наложенной частоты.....	13
1.3. Влияние кондуктивных электромагнитных помех на работу электрооборудования .....	14
1.3.1. Гармоники.....	14
1.3.2. Колебания и провалы напряжения.....	21
1.3.3. Несимметрия напряжений .....	23
1.3.4. Отклонение напряжения и частоты .....	24
2. Параметры кондуктивных электромагнитных помех и их нормирование в форме показателей качества электроэнергии.....	24
2.1. Отклонение напряжения .....	25
2.2. Колебания напряжения.....	27
2.3. Несинусоидальность напряжения .....	30
2.4. Несимметрия напряжений.....	33
2.5. Отклонение частоты .....	33
2.6. Провал напряжения .....	34
2.7. Импульс напряжения.....	35
2.8. Временное перенапряжение.....	40
3. Контроль качества электрической энергии .....	42
3.1. Средства измерения показателей качества электроэнергии .....	42
3.2. Задачи приборного контроля качества электрической энергии .....	48
3.3. Требования к оценке соответствия показателей качества электроэнергии установленным нормам в условиях эксплуатации .....	49

4. Методы и средства улучшения качества электроэнергии и обеспечения электромагнитной совместимости электроприемников и питающих сетей .....	52
4.1. Методы и средства регулирования напряжения .....	53
4.2. Снижение колебаний напряжения .....	55
4.3. Снижение несимметрии напряжения .....	58
4.4. Снижение несинусоидальности напряжения .....	60
5. Надежность систем электроснабжения (основы теории) .....	64
5.1. Качественные определения основных показателей надежности .....	64
5.2. Количественные показатели надежности .....	64
5.3. Аналитическая взаимосвязь основных показателей надежности .....	68
5.4. Расчетные формулы показателей надежности, их упрощение и область применения .....	69
5.5. Полная и расчетная диаграммы состояний объекта расчета надежности .....	71
5.6. Количественные показатели восстановления .....	74
5.7. Аналитическая взаимосвязь количественных показателей восстановления .....	78
5.8. Расчетные формулы показателей восстановления .....	78
5.9. Численные значения показателей надежности и восстановления объектов систем электроснабжения .....	79
5.10. Понятие о дифференциальных уравнениях А. Н. Колмогорова .....	80
Литература .....	83

Учебное электронное издание комбинированного распространения

Учебное издание

## **КАЧЕСТВО И НАДЕЖНОСТЬ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ**

**Курс лекций  
для студентов специальности 1-43 01 03  
«Электроснабжение (по отраслям)»**

**Электронный аналог печатного издания**

Авторы-составители: **Широков** Олег Геннадьевич  
**Алферова** Тамара Викторовна

Редактор *Е. О. Шульгина*  
Компьютерная верстка *Н. Б. Козловская*

Подписано в печать 26.10.06.

Формат 60x84/16. Бумага офсетная. Гарнитура «Таймс».  
Ризография. Усл. печ. л. 5,11. Уч.-изд. л. 5,0.  
Изд. № 97.

E-mail: [ic@gstu.gomel.by](mailto:ic@gstu.gomel.by)  
<http://www.gstu.gomel.by>

Издатель и полиграфическое исполнение:  
Издательский центр Учреждения образования  
«Гомельский государственный технический университет  
имени П. О. Сухого».

ЛИ № 02330/0133207 от 30.04.2004 г.  
246746, г. Гомель, пр. Октября, 48.