

Министерство образования и науки Республики Казахстан

Павлодарский государственный университет  
им. С. Торайгырова

М. Е. Волгин

**НАДЕЖНОСТЬ И КАЧЕСТВО  
ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ В  
СИСТЕМАХ  
ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ**

Учебное пособие  
для студентов электротехнических специальностей

Павлодар

УДК 621.31.019.34 (075.8)

ББК 31.27-02 я 73

В 67

**Рекомендовано к изданию учебно-методической секцией по  
специальностям энергетики, радиотехники, электроники и  
телекоммуникаций при Алматинском институте энергетики и связи  
МОН РК**

**Рецензенты:**

Хацевский В.Ф. - доктор технических наук, профессор, заведующий кафедрой "Автоматизация и управление" Павлодарского государственного университета им. С.Торайгырова.

Кувалдин А.Б. - доктор технических наук, профессор кафедры "Физики электротехнических материалов и автоматизация электротехнологических комплексов" Московского энергетического института (ТУ).

Ляхомский А.В. - доктор технических наук, профессор, заведующий кафедрой "Электрификация и энергоэффективность горных предприятий" декан горно-электромеханического факультета Московского государственного горного университета.

В 67 Волгин М.Е.

Надежность и качество электрической энергии в системах электроснабжения: учебное пособие для студентов электротехнических специальностей. – Павлодар: ПГУ им. С. Торайгырова, 2008 . – 81 с.

ISBN 9965-583-49-8

В учебном пособии рассматриваются показатели качества электроэнергии, причины, вызывающие отклонение показателей качества от их нормативных значений, а также пути для поддержания требуемых норм качества напряжения. Приводятся статистические показатели надежности восстанавливаемых систем и их определение, излагаются некоторые вопросы математического аппарата теории надежности.

Учебное пособие может быть полезно для студентов и магистрантов электротехнических специальностей.

ISBN 9965-583-49-8

УДК 621.31.019.34 (075.8)

ББК 31.27-02 я 73

© Волгин М.Е., 2008

© Павлодарский государственный  
университет им. С.Торайгырова, 2008

## Предисловие

Настоящее учебное пособие поможет студентам высших учебных заведений, обучающимся по электроэнергетическим специальностям, в изучении некоторых вопросов, связанных с надёжностью электроснабжения и качеством электрической энергии. Предоставленный материал может быть также использован инженерно-техническими работниками, занимающимися вопросами электроснабжения.

В учебном пособии рассматриваются показатели качества электроэнергии в соответствии с ГОСТ 13109 – 97 и их влияние на работу электроприёмников и систему электроснабжения в целом.

Приводятся основные положения математического аппарата теории надёжности, рассматриваются статистические показатели надёжности восстанавливаемых систем. Приведены примеры определения количественных характеристик надёжности систем при различных схемах соединения элементов.

Замечания и пожелания по учебному пособию направлять по адресу: 140018, г. Павлодар, ул. Ломова, 64, ПГУ им. С. Торайгырова, каб. 223, кафедра электроэнергетики.

## Введение

Многообразие форм применения электрической энергии диктует сложный комплекс требований, предъявляемых к работе систем электроснабжения промышленных предприятий. В общем случае задачи, связанные с проектированием и эксплуатацией систем электроснабжения носят оптимизационный характер и решают вопросы их экономичности и надёжности. В любом случае оптимизация систем электроснабжения и режимов их работы производится либо с целью улучшения качества и увеличения количества выпускаемой продукции, либо с целью экономии электрической энергии. Оба эти направления являются, несомненно, актуальными в настоящее время. Однако в зависимости от конкретных обстоятельств преобладает то или иное направление. В ряде случаев возможно решение одновременно двух проблем, иногда же они принимают альтернативный характер. Например, при снижении качества электроэнергии возникает вопрос о влиянии его на производительность механизмов, и, как правило, вопросы экономии при этом не рассматриваются.

Качество электрической энергии в системе электроснабжения и её надёжность имеют тесную взаимосвязь и главным образом определяют уровень основного критерия оптимальности – уровень приведенных затрат на систему электроснабжения. Так, при снижении качества электроэнергии уменьшается производительность производственных механизмов, а это ведёт к недоотпуску выпускаемой продукции. Для сохранения плана выпуска продукции следует увеличить нагрузку на производственные механизмы, что в конечном итоге приведёт к увеличению расхода электроэнергии. Что касается надёжности электроснабжения, то её низкий уровень, как правило, в послеаварийных ситуациях приводит к перегрузке сверх допустимого значения резервных источников питания, линий электропередачи, трансформаторов. В таких случаях ухудшается качество электроэнергии у потребителей. С другой стороны, завышенный уровень надёжности непременно ведёт к увеличению капиталовложений. Поэтому для каждой конкретной системы электроснабжения необходимо решить задачу её оптимальной надёжности.

Для решения указанных задач необходимо знать и уметь определить параметры качества электроэнергии и количественные характеристики надёжности системы электроснабжения, а также

определить последствия, к которым могут привести нарушения нормального режима электроснабжения промышленного предприятия и, что, несомненно очень важно, оценить эти нарушения экономически.

## **1 Качество электрической энергии**

### **1.1 Основные показатели качества электрической энергии**

Электрическая энергия, как и любая другая продукция производства, имеет свои характеристики качества, которые регламентируются ГОСТом и согласуются с определенными режимами работы электрооборудования. Потребители электрической энергии и электротехнические аппараты, которые присоединяются к электрическим сетям, рассчитаны для работы при определенных номинальных параметрах. Такими параметрами могут быть номинальное напряжение, номинальный ток, номинальный коэффициент мощности и т. п. Только при номинальных параметрах достигается оптимальный режим работы электрооборудования, в противном случае мы всегда будем иметь дело с дополнительными экономическими затратами. Поэтому при электроснабжении потребителей электрической энергией должно быть обеспечено требуемое качество электроэнергии.

Потребители электрической энергии и электротехнические аппараты могут быть подключены к электрической сети в различных точках, в которых качество электрической энергии будет различным. При этом технические и экономические показатели работы потребителей электроэнергии и аппаратов также будут различными, однако они должны находиться в приемлемых пределах.

В соответствии с ГОСТ 13109-97 [1] показателями качества электроэнергии являются:

- установившееся отклонение напряжения;
- размах изменения напряжения;
- доза фликера;
- коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения;
- коэффициент  $n$ -ой гармонической составляющей напряжения;
- коэффициент несимметрии напряжения по обратной последовательности;
- коэффициент несимметрии напряжения по нулевой

- последовательности;
- отклонение частоты;
- длительность провала напряжения;
- импульсное напряжение;
- коэффициент временного перенапряжения.

При определении значений некоторых показателей качества электроэнергии используют следующие вспомогательные параметры электрической энергии:

- частоту повторения изменений напряжения;
- интервал между изменениями напряжения;
- глубину провала напряжения;
- частоту появления провалов напряжения;
- длительность импульса по уровню 0,5 его амплитуды;
- длительность временного перенапряжения.

Некоторые свойства электрической энергии, по которым определяются ее показатели качества, наглядно отображены на рисунках 1, 2, 3, и 4.

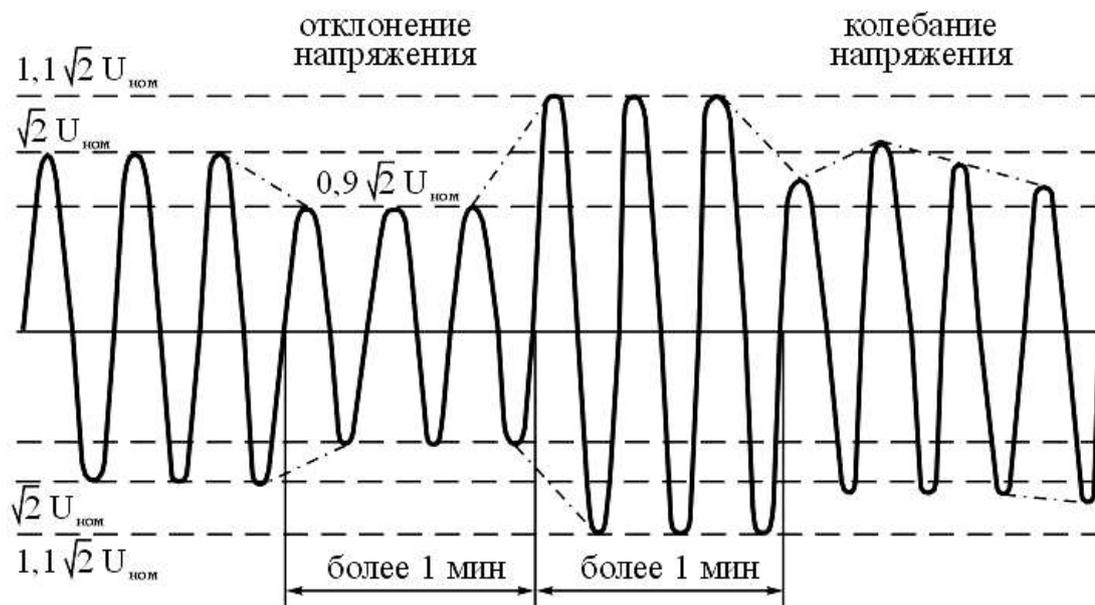


Рисунок 1

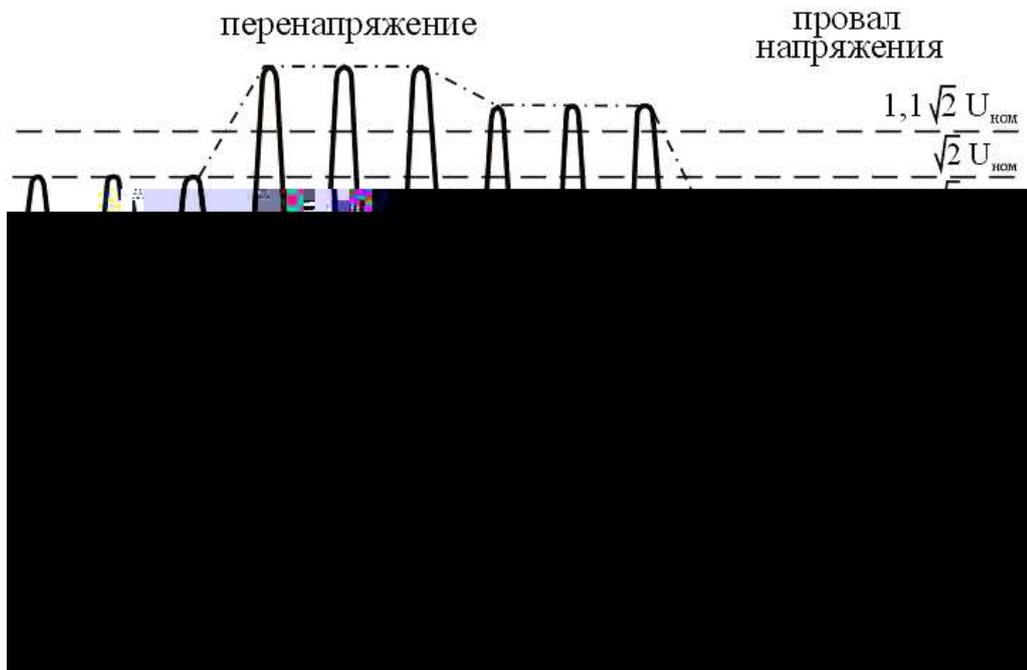


Рисунок 2

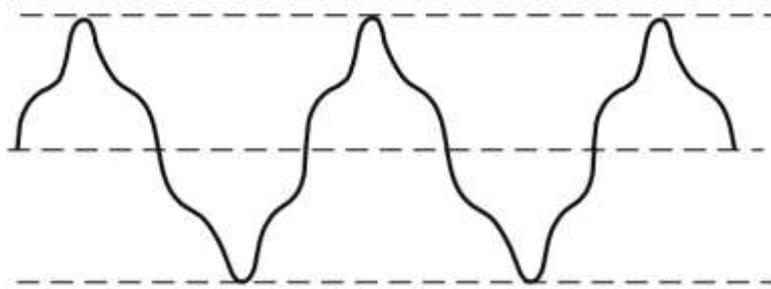


Рисунок 3 – Несинусоидальность напряжения



Рисунок 4 – Импульсы напряжения

Установлены два вида норм качества электроэнергии: нормально допустимые и предельно допустимые. По ГОСТ оценка соответствия показателей качества электроэнергии указанным нормам проводится в течение расчетного периода, равного 24 часа.

**1.1.1 Отклонение напряжения.** Отклонение напряжения характеризуется показателем установившегося отклонения напряжения, для которого установлены следующие нормы [1]:

- 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;

- 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 норм ГОСТ на выводах приемников электрической энергии. Определение указанных нормально допустимых и предельно допустимых значений проводят в соответствии с нормативными документами, утвержденными в установленном порядке.

По степени влияния на потери мощности и срок службы оборудования, а также на количество и качество выпускаемой продукции отклонение напряжения, как показатель качества электроэнергии, стоит на первом месте. Понижение напряжения приводит к резкому снижению светового потока ламп, а увеличение уровня напряжения резко сокращает срок службы ламп накаливания. Потери мощности в системах электроснабжения и в электрооборудовании изменяются в зависимости от значения напряжения. Например, нагрузочные потери в линиях электропередачи и трансформаторах, пропорциональны квадрату тока и обратно пропорциональны квадрату напряжения. Вращающий момент асинхронного двигателя является функцией квадрата напряжения, подводимого к двигателю, что существенно влияет на производительность механизма, приводимого этим двигателем. Снижение количества и качества выпускаемой продукции, так называемый технологический ущерб, оценивается с помощью экономических характеристик, определяющих зависимость изменения общей стоимости продукции от уровня подводимого напряжения. Экономические характеристики экспериментально получают для

каждого вида предприятия, и для разных видов предприятий они различны.

Измерение установившегося отклонения напряжения  $\delta U_y$  осуществляют следующим образом:

а) для каждого  $i$  – го наблюдения за период времени, равный 24 ч, измеряют значение напряжения, которое в электрических сетях однофазного тока определяют как действующее значение напряжения основной частоты  $U_{(1)i}$  в вольтах, киловольтах, без учета высших гармонических составляющих напряжения, а в электрических сетях трехфазного тока – как действующее значение каждого междуфазного (фазного) напряжения основной частоты  $U_{(1)i}$ , а также как действующее значение напряжения прямой последовательности основной частоты  $U_{1(1)i}$ , вычисляемое по формуле

$$U_{1(1)i} = \sqrt{\frac{1}{12} \left[ \left( \sqrt{3}U_{AB(1)i} + \sqrt{4U_{BC(1)i}^2 - \left( \frac{U_{BC(1)i}^2 - U_{CA(1)i}^2}{U_{AB(1)i}} + U_{AB(1)i} \right)^2} \right)^2 + \left( \frac{U_{BC(1)i}^2 - U_{CA(1)i}^2}{U_{AB(1)i}} \right)^2 \right]}, \quad (1.1)$$

где  $U_{AB(1)i}$ ,  $U_{BC(1)i}$ ,  $U_{CA(1)i}$  – действующие значения междуфазных напряжений основной частоты в  $i$ -ом наблюдении, В. кВ.

Допускается определять  $U_{1(1)i}$  методом симметричных составляющих, а также по приближенной формуле

$$U_{1(1)i} = 1/3(U_{AB(1)i} + U_{BC(1)i} + U_{CA(1)i}). \quad (1.2)$$

Допускается также измерять вместо действующих значений фазных и междуфазных напряжений основной частоты действующие значения соответствующих напряжений с учетом гармонических составляющих этих напряжений при коэффициенте искажения синусоидальности напряжения не превышающем 5%.

б) вычисляют значение усредненного напряжения  $U_y$  в вольтах, киловольтах как результат усреднения  $N$  наблюдений напряжений  $U_{(1)i}$  или  $U_{1(1)i}$  за интервал времени 1 мин. по формуле

$$U_y = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N U_i^2}{N}}, \quad (1.3)$$

где  $U_i$  – значение напряжения  $U_{(1)i}$  или  $U_{1(1)i}$  в  $i$ -ом наблюдении, В. кВ.

Число наблюдений за 1 минуту должно быть не менее 18.

в) вычисляют значение установившегося отклонения напряжения  $\delta U_y$  в процентах по формуле

$$\delta U_y = \frac{U_y - U_{\text{ном}}}{U_{\text{ном}}} \cdot 100, \quad (1.4)$$

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

Качество электрической энергии по установившемуся отклонению напряжения считают соответствующим требованиям ГОСТ, если все измеренные за каждую минуту в течение установленного периода времени (24 часа) значения установившегося отклонения напряжения находятся в интервале, ограниченном предельно допустимыми значениями, а не менее 95% измеренных за тот же период времени значений установившегося отклонения напряжения находятся в интервале, ограниченном нормально допустимыми значениями.

Дополнительно допускается определять соответствие нормам стандарта по суммарной продолжительности времени выхода измеренных значений данного показателя за нормально и предельно допустимые пределы. При этом качество электрической энергии по установившемуся отклонению напряжения считают соответствующим требованиям ГОСТ, если суммарная продолжительность времени выхода за нормально допустимые значения составляет не более 5% от установленного периода времени, т. е. 1 ч. 12 мин., а за предельно допустимые значения – 0% от этого периода времени.

**1.1.2 Колебания напряжения.** Колебания напряжения характеризуются следующими показателями [1]:

- размахом изменения напряжения;
- дозой фликера.

Здесь уместным будет дать некоторые пояснения. 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.

Предельно допустимые значения размаха изменения напряжения  $\delta U_t$  в точках общего присоединения к электрическим

сетям при колебаниях напряжения, огибающая которых имеет форму меандра (рисунок 5), 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 рисунка 7, а для потребителей электрической энергии, располагающих лампами накаливания, и помещениях, где требуется значительное зрительное напряжение, - равны значениям, определяемым по кривой 2 рисунка 7. Перечень помещений с разрядами работ, требующих значительного зрительного напряжения, устанавливают в соответствующих нормативных документах.

Здесь следует напомнить, что меандр в геометрическом понимании, это непрерывная ломаная кривая, причем ее изгибы находятся под прямым углом.

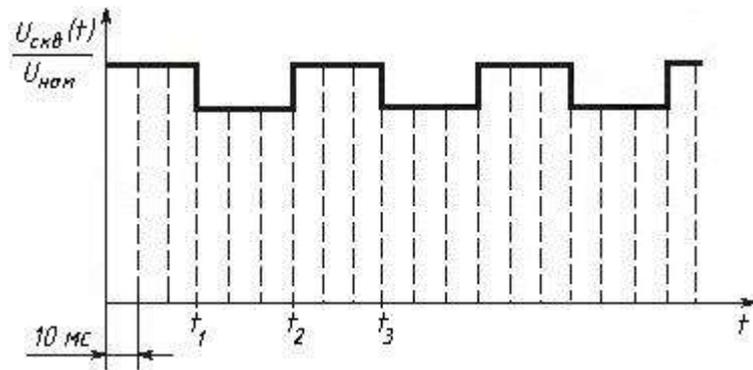


Рисунок 5 – Колебания напряжения, имеющие форму меандра

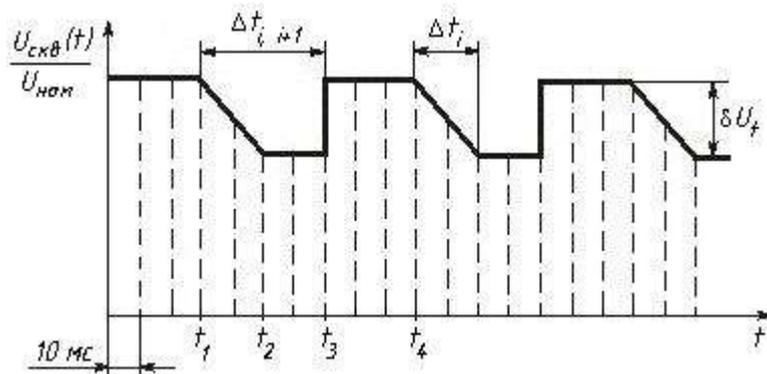


Рисунок 6 – Колебания напряжения произвольной формы

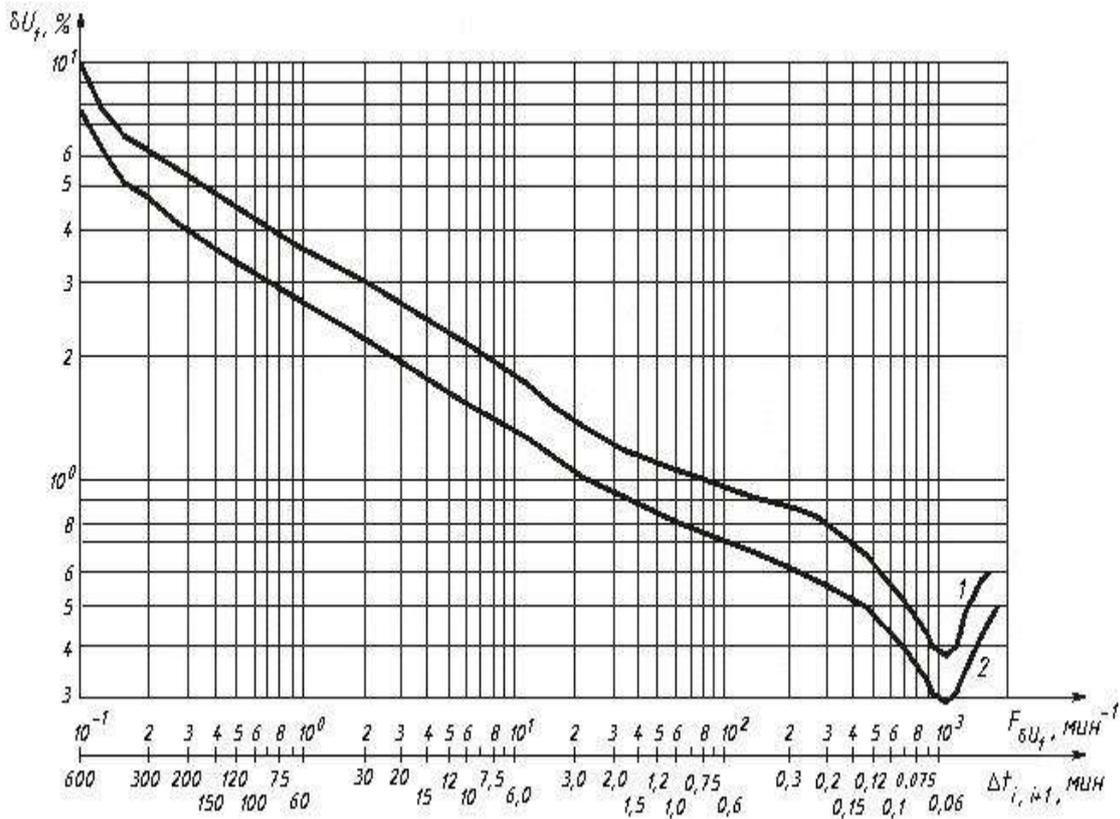


Рисунок 7 – Предельно допустимые размахи изменений напряжения в зависимости от частоты повторения изменений напряжения за минуту для колебаний напряжения, имеющих форму меандра.

Предельно допустимое значение суммы установившегося отклонения напряжения  $\delta U_y$  и размаха изменения напряжения  $\delta U_t$  в точках присоединения к электрической сети напряжением 0,38 кВ равно  $\pm 10\%$  от номинального напряжения. Предельно допустимое значение для кратковременной дозы фликера  $P_{St}$  при колебаниях напряжения с формой, отличающейся от меандра (рисунок 6), равно 1,38, а для длительной дозы фликера  $P_{Lt}$  при тех же колебаниях напряжения равно 1,0.

Кратковременную дозу фликера определяют на интервале времени наблюдения, равном 10 минут. Длительную дозу фликера определяют на интервале времени наблюдения, равном 2 часа.

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, а для длительной дозы фликера  $P_{Lt}$  в этих же точках равно 0,74.

При любой форме периодических и непериодических колебаний напряжения оценка соответствия этих колебаний нормам ГОСТ может быть проведена с помощью специализированного средства измерений – фликерметра. При наличии записи огибающей среднеквадратичных значений напряжения на определенном интервале времени оценка соответствия колебаний напряжения ГОСТ может быть проведена аналитическими методами.

Размах изменения напряжения  $\delta U_t$  в процентах (рисунок 6) вычисляют по формуле

$$\delta U_t = \frac{|U_i - U_{i+1}|}{U_{ном}} \cdot 100, \quad (1.5)$$

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

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

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

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.

Частоту повторения изменений напряжения  $F_{\delta U_t}, c^{-1}, мин^{-1}$ , при периодических колебаниях напряжения вычисляют по формуле

$$F_{\delta U_t} = \frac{m}{t},$$

где  $m$  – число измерений напряжения за время  $T$ ;

$T$  – интервал времени измерения, принимаемый равным 10 минут.

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

$$\Delta t_{i,i+1} = t_{i+1} - t_i ,$$

где  $t_i, t_{i+1}$  – начальные моменты следующих один за другим изменений напряжения, секундах, минутах.

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

Качество электрической энергии в точке общего присоединения при периодических колебаниях напряжения, имеющих форму меандра, считают соответствующим требованиям ГОСТ, если измеренное значение размаха изменений напряжения не превышает значений, определяемых по кривым рисунка 7 для соответствующей частоты повторения изменений напряжения  $F_{\delta U_t}$  или интервала между изменениями напряжения  $\Delta t_{i,i+1}$ .

Определение соответствия качества электрической энергии требованиям ГОСТ для периодических и непериодических колебаний напряжения, имеющих форму, отличную от меандра, осуществляют одним из трех методов, изложенных в [1].

Дозу фликера (кратковременную и длительную) при колебаниях напряжения любой формы определяют следующим образом:

а) измеряют с помощью фликерметра за интервал времени  $T_{sh}$ , равный 10 минут, уровни фликера  $P$  ( $\%$ )<sup>2</sup>, соответствующие интегральной вероятности, равной 0,1; 0,7; 1,0; 1,5; 2,2; 3,0; 4,0; 6,0; 8,0; 10,0; 13,0; 17,0; 30,0; 50,0; 80,0 %;

б) определяют с помощью фликерметра или вычисляют сглаженные уровни фликера  $P_s$  ( $\%$ )<sup>2</sup> по формулам

$$\left. \begin{aligned} P_{1s} &= \frac{P_{0.7} + P_{1.0} + P_{1.5}}{3} \\ P_{3s} &= \frac{P_{2.2} + P_{3.0} + P_{4.0}}{3} \\ P_{10s} &= \frac{P_{6.0} + P_{8.0} + P_{10.0} + P_{13.0} + P_{17.0}}{5} \\ P_{50s} &= \frac{P_{30.0} + P_{50.0} + P_{80.0}}{3} \end{aligned} \right\}, \quad (1.6)$$

где  $P_{1s}, P_{3s}, P_{10s}, P_{50s}$  – сглаженные уровни фликера при интегральной вероятности, равной 1,0; 3,0; 10,0; 50,0 соответственно;

в) определяют с помощью фликерметра или вычисляют кратковременную дозу фликера  $P_{sh}$ , отн. ед., на интервале времени  $T_{sh}$  по формуле

$$P_{\Sigma} = \sqrt{0,0314 P_{0,1} + 0,0525 P_{1s} + 0,0657 P_{3s} + 0,28 P_{10s} + 0,08 P_{50s}} . \quad (1.7)$$

г) определяют с помощью фликерметра или вычисляют длительную дозу фликера  $P_{L}$ , отн. ед., на интервале времени  $T_L$ , равном 2 часа, по формуле

$$P_{L} = \sqrt[3]{\frac{1}{12} \sum_{k=1}^{12} (P_{stk})^3} , \quad (1.8)$$

где  $P_{stk}$  – кратковременная доза фликера на  $k$ -ом интервале времени  $T_{sh}$  в течение длительного периода наблюдения  $T_L$ .

Качество электрической энергии по дозе фликера считают соответствующим ГОСТ, если каждая кратковременная и длительная дозы фликера, определенные путем измерения в течение 24 часов или расчета, не превышают предельно допустимых значений.

**1.1.3 Несинусоидальность напряжения.** Несинусоидальность напряжения характеризуется наличием помимо гармоники основной частоты  $U_1$  слагающих гармоник  $U_n$  других высших частот (где  $n$  – порядковый номер гармоники). Несинусоидальные режимы электрической сети из-за токов большей частоты приводят к большому дополнительному нагреву и увеличенным диэлектрическим потерям в конденсаторах. Возможно также возникновение резонансных явлений в сетях на высших частотах. При этом резко возрастают значения токов и напряжений на отдельных участках сети.

Несинусоидальность напряжения характеризуется следующими показателями [1]:

- коэффициентом искажения синусоидальности кривой напряжения;
- коэффициентом  $n$ -ой гармонической составляющей напряжения.

Нормально допустимые и предельно допустимые значения коэффициента искажения синусоидальности кривой напряжения в точках общего присоединения к электрическим сетям с разным номинальным напряжением приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Значение коэффициента искажения синусоидальности кривой напряжения (в процентах)

Нормально допустимые значения при $U_{ном}$ кВ				Предельно допустимые значения при $U_{ном}$ 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

Нормально допустимые значения коэффициента  $n$ -ой гармонической составляющей напряжения в точках общего пользования к электрическим с разным номинальным напряжением  $U_{ном}$  приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Значения коэффициента  $n$ -ой гармонической составляющей напряжения (в процентах)

Нечетные гармоники не кратные 3, при $U_{ном}$ кВ					Нечетные гармоники кратные 3**, при $U_{ном}$ кВ					Четные гармоники при $U_{ном}$ кВ				
$n^*$	0,38	6 - 20	35	110, 220, 330	$n^*$	0,38	6- 20	35	110, 220, 330	$n^*$	0,38	6 - 20	35	110, 220, 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+ +1,3× ×25/n	0,2+ +1,3× ×25/n	0,2+ +1,3× ×25/n	0,2+ +1,3× ×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.

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

$$K_{U(n)пред} = 1.5 K_{U(n)норм}, \quad (1.5)$$

где  $K_{U(n)норм}$  – нормально допустимое значение коэффициента  $n$ -ой гармонической составляющей напряжения, определяемое по таблице 2.

Измерение коэффициента  $n$ -ой гармонической составляющей напряжения  $K_{(n)i}$  осуществляется для междуфазных или фазных напряжений.

Для каждого  $i$ -го наблюдения за период времени в 24 часа определяют действующее значение напряжения  $n$ -ой гармоники  $U_{(n)i}$  в вольтах или киловольтах и вычисляют значение коэффициента  $n$ -ой гармонической составляющей напряжения  $K_{(n)i}$  в процентах как результат  $i$ -го наблюдения по формуле

$$K_{U(n)i} = \frac{U_{(n)i}}{U_{1(i)}} \cdot 100, \quad (1.6)$$

где  $U_{1(i)}$  – действующее значение напряжения основной частоты на  $i$ -ом наблюдении.

Допускается также вычислять данный показатель качества электроэнергии с использованием номинального напряжения по формуле

$$K_{U(n)i} = \frac{U_{(n)i}}{U_{ном}} \cdot 100. \quad (1.7)$$

Относительная погрешность вычисления  $K_{U(n)i}$  с использованием формулы (1.7) вместо формулы (1.6) численно равна значению отклонения напряжения  $U_{(1)i}$  от  $U_{ном}$ .

Далее вычисляют значение коэффициента  $n$ -ой гармонической составляющей напряжения  $K_{U(n)}$  как результат усреднения  $N$  наблюдений  $K_{U(n)i}$  на интервале времени  $T_{vs}$ , равном 3 секунды по формуле

$$K_{U(n)} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N (K_{U(n)i})^2}{N}}. \quad (1.8)$$

Число наблюдений должно быть не менее 9.

Качество электрической энергии по коэффициенту  $n$ -ой гармонической составляющей напряжения считают соответствующим ГОСТ, если наибольшее из всех измеренных в течение 24 часов значений коэффициентов  $n$ -ой гармонической составляющей напряжения не превышает предельно допустимого значения, а значение коэффициента  $n$ -ой гармонической составляющей напряжения, соответствующее вероятности 95 % за установленный период времени, не превышает нормально допустимого значения.

Дополнительно допускается определять соответствие нормам стандарта по суммарной продолжительности времени выхода измеренных значений данного показателя за нормально и предельно допустимые значения. При этом качество электрической энергии по коэффициенту  $n$ -ой гармонической составляющей напряжения считают соответствующим требованиям ГОСТ, если суммарная продолжительность времени выхода за нормально допустимые значения составляет не более 5 % от установленного периода времени, т. е. 1 час 12 минут, а за предельно допустимые значения – 0 % от этого периода времени.

Измерение коэффициента искажения синусоидальности кривой напряжения  $K_U$  осуществляется для междуфазных или фазных напряжений.

Для каждого  $i$ -го наблюдения за установленный период времени определяют действующие значения гармонических составляющих напряжения в диапазоне гармоник от 2-ой до 40-ой в вольтах, киловольтах

Вычисляют значение коэффициента искажения синусоидальности кривой напряжения  $K_{Ui}$  в процентах как результат  $i$ -го наблюдения по формуле

$$K_{Ui} = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{40} U_{(n)i}^2}}{U_{(1)i}} \cdot 100, \quad (1.9)$$

где  $U_{(1)i}$  – действующее значение междуфазного (фазного) напряжения основной частоты для  $i$ -го наблюдения, В, кВ.

при определении данного показателя допускается:

- а) не учитывать гармонические составляющие, значения которых менее 1 %;
- б) вычислять данный показатель качества электроэнергии по формуле

$$K_{Ui} = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{40} U_{(n)i}^2}}{U_{ном}} \cdot 100, \quad (1.10)$$

при этом относительная погрешность определения  $K_{Ui}$  с использованием формулы (1.10) вместо формулы (1.9) численно равна значению отклонения напряжения  $U_{(1)i}$  от  $U_{ном}$ .

Вычисляют значение коэффициента искажения синусоидальности кривой напряжения  $K_U$  в процентах как результат усреднения  $N$  наблюдений  $K_{Ui}$  на интервале времени  $T_{vs}$  равном 3 секунды по формуле

$$K_U = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N K_{Ui}^2}{N}}. \quad (1.11)$$

Число наблюдений  $N$  должно быть не менее 9.

Качество электрической энергии по коэффициенту искажения синусоидальности кривой напряжения считают соответствующим ГОСТ, если наибольшее из всех измеренных в течение 24 часов значений коэффициентов искажения синусоидальности кривой напряжения не превышает предельно допустимого значения, а значение коэффициента искажения синусоидальности кривой напряжения, соответствующее вероятности 95 % за установленный период времени, не превышает нормально допустимого значения.

Дополнительно допускается определять соответствие нормам стандарта по суммарной продолжительности времени выхода измеренных значений данного показателя за нормально и предельно допустимые значения. При этом качество электрической энергии по коэффициенту искажения синусоидальности кривой напряжения считают соответствующим требованиям ГОСТ, если суммарная продолжительность времени выхода за нормально допустимые значения составляет не более 5 % от установленного периода времени, т. е. 1 час 12 минут, а за предельно допустимые значения – 0 % от этого периода времени.

**1.1.4 Несимметрия напряжения.** Несимметрию напряжений принято характеризовать значениями напряжений обратной и нулевой последовательностями. В результате их действия увеличиваются суммарные значения отклонений от номинального напряжения и, следовательно, ухудшается режим напряжений у потребителей. Очень неблагоприятно влияет напряжение обратной последовательности, даже небольшой величины, на работу вращающихся электрических машин. При этом возникают вращающееся магнитное поле обратной последовательности, э.д.с. и токи двойной частоты в цепях роторов, что приводит к дополнительному нагреву соответствующих частей машины.

При наличии токов обратной последовательности увеличиваются суммарные токи в отдельных фазах элементов сети, что приводит к увеличению потерь мощности и энергии и может быть недопустимо с точки зрения нагрева. Токи нулевой последовательности протекают постоянно через заземлители. При этом дополнительно высушивается грунт и увеличивается сопротивление заземляющих устройств. Это оказывает неблагоприятное воздействие на работу релейной защиты, а также на низкочастотные установки связи и устройства железнодорожной блокировки.

Несимметрия напряжения характеризуется следующими

параметрами:

- коэффициентом несимметрии напряжений по обратной последовательности;
- коэффициентом несимметрии напряжений по нулевой последовательности.

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 [1].

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.

Измерение коэффициента несимметрии напряжений по обратной последовательности  $K_{2U}$  для междуфазных напряжений осуществляют следующим образом.

Для каждого  $i$ -го наблюдения за период времени, равный 24 часа, измеряют одновременно действующие значения междуфазных напряжений по основной частоте  $U_{AB(1)i}$ ,  $U_{AC(1)i}$ ,  $U_{CA(1)i}$  в вольтах, киловольтах.

Вычисляют действующее значение напряжения обратной последовательности основной частоты  $U_{2(1)i}$  по формуле

$$U_{2(1)i} = \sqrt{\frac{1}{12} \left[ \left( \sqrt{3}U_{AB(1)i} - \sqrt{4U_{BC(1)i}^2 - \left( \frac{U_{BC(1)i}^2 - U_{CA(1)i}^2}{U_{AB(1)i}} + U_{AB(1)i} \right)^2} \right)^2 + \left( \frac{U_{BC(1)i}^2 - U_{CA(1)i}^2}{U_{AB(1)i}} \right)^2 \right]}. \quad (1.12)$$

Вычисляют коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности  $K_{2U_i}$  в процентах как результат  $i$ -го наблюдения по формуле

$$K_{2U_i} = \frac{U_{2(1)i}}{U_{1(1)i}} \cdot 100, \quad (1.13)$$

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

$U_{1(1)i}$  – действующее значение напряжения прямой последовательности основной частоты в  $i$ -ом наблюдении, В, кВ.

При определении  $K_{2U_i}$  допускается:

- а) определять  $U_{2(1)i}$  методом симметричных составляющих;
- б) вычислять  $U_{2(1)i}$  по приближенной формуле

$$U_{2(1)i} = 0.62(U_{нб(1)i} - U_{нм(1)i}), \quad (1.14)$$

где  $U_{нб(1)i}$  и  $U_{нм(1)i}$  – наибольшее и наименьшее действующие значения из трех междуфазных напряжений основной частоты в  $i$ -ом наблюдении, В, кВ.

При этом относительная погрешность определения  $K_{2U_i}$  с использованием формулы (1.14) вместо (1.12) не должна превышать 8 %;

в) применять при вычислении  $U_{2(1)i}$  вместо действующих значений междуфазных напряжений основной частоты действующие значения соответствующих напряжений с учетом гармонических составляющих этих напряжений при коэффициенте искажения синусоидальности напряжения, не превышающем 5 %;

г) вычислять  $K_{2U_i}$  по формуле

$$K_{2U_i} = \frac{U_{2(1)i}}{U_{ном.мф}} \cdot 100, \quad (1.15)$$

где  $U_{ном.мф}$  – номинальное значение междуфазного напряжения, В, кВ.

При этом относительная погрешность вычисления  $K_{2U_i}$  с использованием формулы (1.15) вместо формулы (1.13) численно равна значению отклонения напряжения  $U_{1(1)i}$  от  $U_{ном.мф}$ .

Вычисляют значение коэффициента несимметрии напряжений по обратной последовательности  $K_{2U}$  в процентах как результат усреднения  $N$  наблюдений  $K_{2U_i}$  на интервале времени  $T_{vs}$  равном 3 секунды по формуле

$$K_{2U} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N K_{2U_i}^2}{N}}. \quad (1.16)$$

Число наблюдений должно быть не менее 9.

Качество электрической энергии по коэффициенту несимметрии напряжений считают соответствующим ГОСТ, если наибольшее из всех измеренных в течение 24 часов значений коэффициентов

несимметрии напряжений по обратной последовательности не превышает предельно допустимого значения, а значение коэффициента несимметрии напряжений по обратной последовательности, соответствующее вероятности 95 % за установленный период времени, не превышает нормально допустимого значения.

Дополнительно допускается определять соответствие нормам стандарта по суммарной продолжительности времени выхода измеренных значений данного показателя за нормально и предельно допустимые значения. При этом качество электрической энергии по коэффициенту несимметрии напряжений по обратной последовательности считают соответствующим требованиям ГОСТ, если суммарная продолжительность времени выхода за нормально допустимые значения составляет не более 5 % от установленного периода времени, т. е. 1 час 12 минут, а за предельно допустимые значения – 0 % от этого периода времени.

Измерение коэффициента несимметрии напряжений по нулевой последовательности  $K_{0U}$  производят в четырехпроводных сетях следующим образом.

Для каждого  $i$ -го наблюдения за период времени, равный 24 часа, измеряют одновременно действующие значения трех междуфазных и двух фазных напряжений основной частоты  $U_{AB(1)i}$ ,  $U_{BC(1)i}$ ,  $U_{CA(1)i}$ ,  $U_{A(1)i}$ ,  $U_{B(1)i}$ , в вольтах, киловольтах и определяют действующее значение напряжения нулевой последовательности основной частоты  $U_{0(1)i}$  в  $i$ -ом наблюдении по формуле

$$U_{0(1)i} = \frac{1}{6} \sqrt{\left[ \frac{U_{BC(1)i}^2 - U_{CA(1)i}^2}{U_{AB(1)i}} - 3 \cdot \frac{U_{B(1)i}^2 - U_{A(1)i}^2}{U_{AB(1)i}} \right]^2 - \left[ \sqrt{4U_{BC(1)i}^2 - \left( U_{AB(1)i} - \frac{U_{BC(1)i}^2 - U_{CA(1)i}^2}{U_{AB(1)i}} \right)^2} - \sqrt{4U_{B(1)i}^2 - \left( U_{AB(1)i} - \frac{U_{B(1)i}^2 - U_{A(1)i}^2}{U_{AB(1)i}} \right)^2} \right]^2}. \quad (1.17)$$

Далее вычисляют коэффициент несимметрии напряжения по нулевой последовательности  $K_{0Ui}$  в процентах как результат  $i$ -го наблюдения по формуле

$$K_{0Ui} = \frac{\sqrt{3}U_{0(1)i}}{U_{1(1)i}} \cdot 100, \quad (1.18)$$

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

$U_{1(1)i}$  – действующее значение напряжения прямой последовательности основной частоты, В, кВ.

При определении  $K_{0U_i}$  допускается:

- а) определять  $U_{0(1)i}$  методом симметричных составляющих;
- б) вычислять  $U_{0(1)i}$  по приближенной формуле

$$U_{0(1)i} = 0.62(U_{\text{нб.ф}(1)i} - U_{\text{нм.ф}(1)i}), \quad (1.19)$$

где  $U_{\text{нб.ф}(1)i}$  и  $U_{\text{нм.ф}(1)i}$  – наибольшее и наименьшее действующие значения из трех фазных напряжений основной частоты в  $i$ -ом наблюдении, В, кВ.

При этом относительная погрешность определения  $K_{0U_i}$  с использованием формулы (1.19) вместо (1.17) не должна превышать  $\pm 10\%$ ;

в) применять при вычислении  $U_{0(1)i}$  вместо действующих значений междуфазных напряжений основной частоты действующие значения соответствующих напряжений с учетом гармонических составляющих этих напряжений при коэффициенте искажения синусоидальности напряжения, не превышающем  $5\%$ ;

- г) вычислять  $K_{0U_i}$  по формуле

$$K_{0U_i} = \frac{U_{0(1)i}}{U_{\text{ном.ф}}} \cdot 100, \quad (1.20)$$

где  $U_{\text{ном.ф}}$  – номинальное значение фазного напряжения, В, кВ.

При этом относительная погрешность вычисления  $K_{0U_i}$  с использованием формулы (1.20) вместо формулы (1.18) численно равна значению отклонения напряжения  $U_{1(1)i}$  от  $U_{\text{ном}}$ .

Вычисляют значение коэффициента несимметрии напряжений по нулевой последовательности  $K_{0U}$  в процентах как результат усреднения  $N$  наблюдений  $K_{0U_i}$  на интервале времени  $T_{\text{vs}}$  равном 3 секунды по формуле

$$K_{0U} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N K_{0U_i}^2}{N}}. \quad (1.21)$$

Число наблюдений должно быть не менее 9.

Качество электрической энергии по коэффициенту несимметрии напряжений по нулевой последовательности считают соответствующим требованиям ГОСТ, если наибольшее из всех измеренных в течение 24 часов значений коэффициентов несимметрии напряжений по нулевой последовательности не превышает предельно допустимого значения, а значение коэффициента несимметрии напряжений по нулевой последовательности, соответствующее вероятности 95 % за установленный период времени, не превышает нормально допустимого значения.

Дополнительно допускается определять соответствие нормам стандарта по суммарной продолжительности времени выхода измеренных значений данного показателя за нормально и предельно допустимые значения. При этом качество электрической энергии по коэффициенту несимметрии напряжений по нулевой последовательности считают соответствующим требованиям ГОСТ, если суммарная продолжительность времени выхода за нормально допустимые значения составляет не более 5 % от установленного периода времени, т. е. 1 час 12 минут, а за предельно допустимые значения – 0 % от этого периода времени.

**1.1.5 Отклонение частоты.** Отклонение частоты напряжения переменного тока в электрических сетях характеризуется показателем отклонения частоты, для которого установлены следующие нормы [1]:  
 - нормально допустимое и предельно допустимое значения отклонения частоты равны  $\pm 0,2$  и  $\pm 0,4$  Гц соответственно.

Отклонение частоты одинаково для всей энергосистемы, так как значение частоты в данный момент определяется частотой вращения генераторов. В нормальных установившихся режимах все генераторы имеют синхронную частоту. Поэтому отклонение частоты – это общесистемный показатель качества электроэнергии.

Измерение отклонения частоты  $\Delta f$  осуществляют следующим образом.

Для каждого  $i$ -го наблюдения за установленный период времени измеряют действительное значение частоты  $f_i$ , в герцах. Далее вычисляют усредненное значение частоты  $f_y$  в герцах как результат усреднения  $N$  наблюдений  $f_i$  на интервале времени, равном 20 с, по формуле

$$f_y = \frac{\sum_{i=1}^N f_i}{N} . \quad (1.22)$$

Число наблюдений  $N$  должно быть не менее 15.

Вычисляют значение отклонения частоты  $\Delta f$  в герцах по формуле

$$\Delta f = f_y - f_{\text{ном}} , \quad (1.23)$$

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

Качество электрической энергии по отклонению частоты считают соответствующим требованиям ГОСТ, если все измеренные в течение 24 часов значения отклонений частоты не превышают предельно допустимого значения, а не менее 95 % всех измеренных значений отклонения частоты находятся в интервале, ограниченном нормально допустимыми значениями.

Дополнительно допускается определять соответствие нормам стандарта по суммарной продолжительности времени выхода измеренных значений данного показателя за нормально и предельно допустимые значения. При этом качество электрической энергии по отклонению частоты считают соответствующим требованиям ГОСТ, если суммарная продолжительность времени выхода за нормально допустимые значения составляет не более 5 % от установленного периода времени, т. е. 1 час 12 минут, а за предельно допустимые значения – 0 % от этого периода времени.

**1.1.6 Провал напряжения.** Этот показатель качества электроэнергии характеризуется длительностью провала напряжения, для которого установлены следующие нормы [1]:

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

Измерение длительности провала напряжения  $\Delta t_{\text{п}}$  в секундах (рисунок 8)

осуществляют следующим образом:

- фиксируют начальный момент времени  $t_{\text{н}}$  резкого спада (с длительностью менее 10 мс) огибающей среднеквадратических значений напряжения, определенных на каждом полупериоде основной частоты, ниже уровня  $0,9 U_{\text{ном}}$ ;

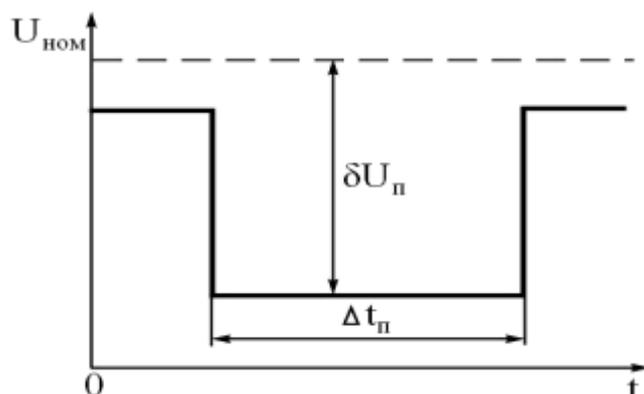


Рисунок 8 – Провал напряжения

- фиксируют конечный момент времени  $t_k$  восстановления среднеквадратического значения напряжения до  $0,9 U_{ном}$ ;
- вычисляют длительность провала напряжения  $\Delta t_п$  в секундах по формуле

$$\Delta t_п = t_k - t_n, \quad (1.24)$$

где  $t_n, t_k$  – начальный и конечный моменты времени провала напряжения.

Качество электрической энергии по длительности провалов напряжения в точке общего присоединения считают соответствующим требованиям ГОСТ, если наибольшее из всех измеренных в течение продолжительного периода наблюдения (как правило, в течение года) длительностей провалов напряжения не превышает предельно допустимого значения.

Допускается определять максимально возможную длительность провала путем расчета суммарной выдержки времени устройств релейной защиты, автоматики и коммутационных аппаратов, установленных в соответствующих электрических сетях энергоснабжающей организации. Если найденная таким способом длительность провала напряжения не превышает предельно допустимого значения, то качество электрической энергии по длительности провалов напряжения считают соответствующим требованиям ГОСТ.

Глубина провала напряжения  $\delta U_п$  в процентах (рисунок 8) определяют следующим образом.

Измеряют среднеквадратичные значения напряжения  $U$  за каждый полупериод основной частоты во время провала напряжения в вольтах, киловольтах и определяют минимальное из всех измеренных

$U_{\min}$ . Далее вычисляют глубину провала напряжения по формуле

$$\delta U_{\Pi} = \frac{U_{\text{ном}} - U_{\min}}{U_{\text{ном}}} \cdot 100. \quad (1.25)$$

Частоту появления провалов напряжения  $F_{\Pi}$  в процентах вычисляют по формуле

$$F_{\Pi} = \frac{m(\delta U_{\Pi}, \Delta t_{\Pi})}{M}, \quad (1.26)$$

где  $m(\delta U_{\Pi}, \Delta t_{\Pi})$  – число провалов напряжения глубиной  $\delta U_{\Pi}$  и длительностью  $\Delta t_{\Pi}$  за период времени наблюдения  $T$ ;

$M$  – суммарное число провалов уровня напряжения за период времени наблюдений  $T$ .

**1.1.7 Импульс напряжения.** Импульсное напряжение  $U_{\text{имп}}$  в вольтах, киловольтах, которым характеризуется данный показатель качества электроэнергии [1], (рисунки 9 и 10) измеряют как максимальное значение напряжения при резком его изменении (длительность фронта импульса не более 5 мс).

Длительность импульса напряжения по уровню 0,5 его амплитуды  $t_{\text{имп}0,5}$  в микросекундах, миллисекундах (рисунок 9 и рисунок 10) измеряют следующим образом:

а) выделяют из общей кривой напряжения импульс напряжения и определяют амплитуду этого импульса  $U_{\text{имп.а}}$  в вольтах, киловольтах как максимальное значение импульса напряжения;

б) определяют моменты времени  $t_{\text{н}0,5}$  и  $t_{\text{к}0,5}$  в микросекундах, миллисекундах, соответствующие пересечению кривой импульса напряжения горизонтальной линией, проведенной на половине амплитуды импульса;

г) вычисляют  $t_{\text{имп}0,5}$  по формуле

$$t_{\text{имп}0,5} = t_{\text{к}0,5} - t_{\text{н}0,5} \quad (1.27)$$

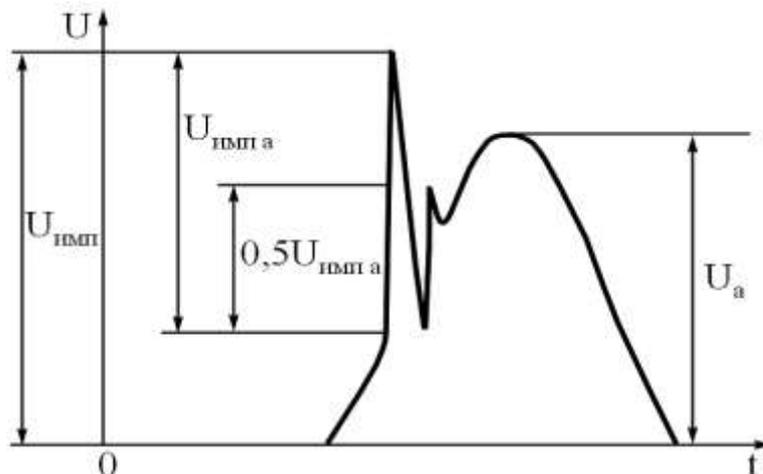


Рисунок 9 – Параметры импульсного напряжения

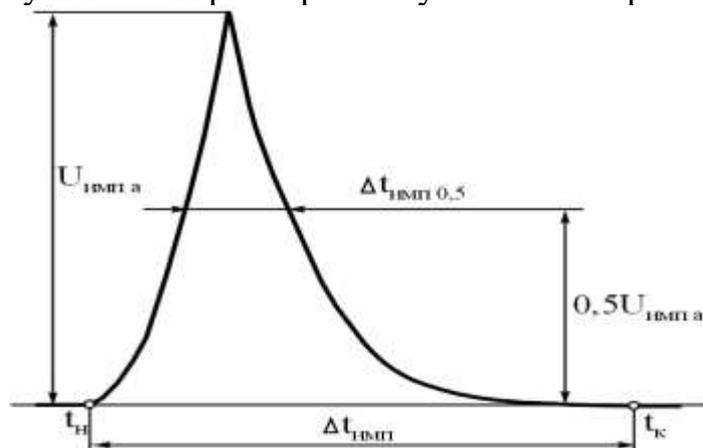


Рисунок 10 – Параметры импульсного напряжения

**1.1.8 Временное перенапряжение.** Этот показатель характеризуется коэффициентом временного перенапряжения. Измерение коэффициента временного перенапряжения  $K_{перU}$  в относительных единицах (рисунок 11) осуществляется следующим образом [1]:

а) измеряют амплитудные значения напряжения  $U_a$  в вольтах, киловольтах на каждом полупериоде основной частоты при резком (длительность фронта до 5 мс) превышении уровня напряжения, равного  $1,1 \sqrt{2} U_{ном}$ ;

б) определяют максимальное из измеренных амплитудных значений напряжения  $U_{a max}$ .

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

равного  $1,1 U_{\text{ном}}$ ;

в) вычисляют коэффициент временного перенапряжения по формуле

$$K_{\text{пер}U} = \frac{U_{\text{amax}}}{\sqrt{2}U_{\text{ном}}} \quad (1.28)$$

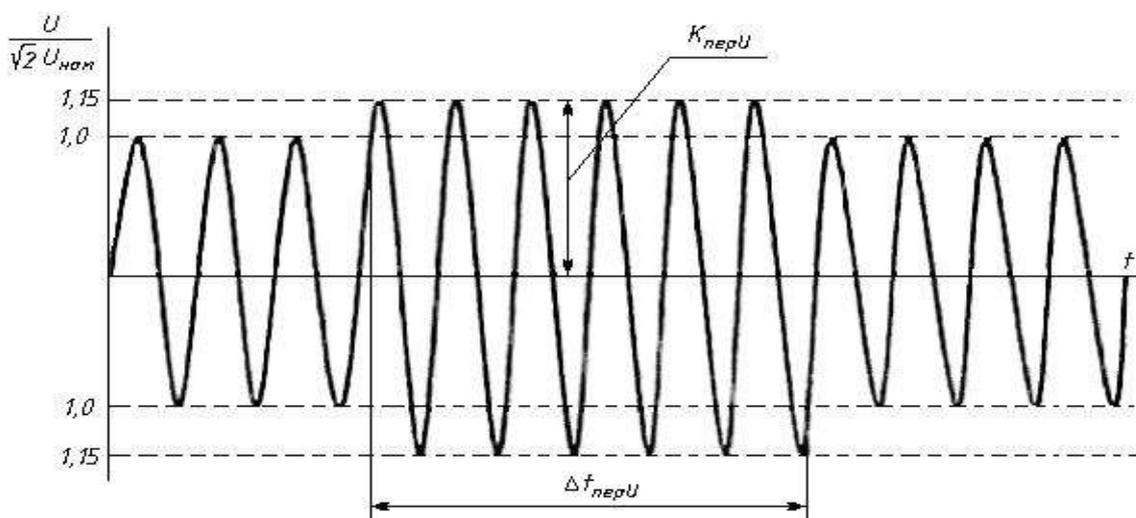


Рисунок 11 – Временное перенапряжение

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

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

б) вычисляют  $\Delta t_{\text{пер}U}$  в секундах по формуле

$$\Delta t_{\text{пер}U} = t_{\text{к.пер}} - t_{\text{н.пер}} \quad (1.29)$$

## 1.2 Обеспечение качества электрической энергии

**1.2.1 Общие вопросы.** Качество электрической энергии существенным образом влияет на условия и технико-экономические характеристики работы как приемников электроэнергии, так и всей системы электроснабжения [2]. Ухудшение качества электроэнергии может привести к существенному ухудшению указанных условий. В связи с этим работа электрических сетей должна осуществляться таким образом, чтобы значения установленных ГОСТом показателей качества электроэнергии не превышали допустимых. В противном

случае должны быть приняты соответствующие меры для нормализации этих показателей. Принимаемые меры будут различными в зависимости от того, какие именно показатели качества электроэнергии должны быть нормализованы.

За основу при решении вопросов регулирования напряжения приняты требования обеспечения технических условий. Следует знать, что регулирование напряжения производится только в системе прямой последовательности. При этом напряжения обратной и нулевой последовательности остаются нескомпенсированными. Они изменяют значения отклонений напряжения на отдельных фазах. Пути снижения этого влияния связаны прежде всего с симметрированием нагрузок в трехфазной системе и некоторыми другими мероприятиями.

На каждом этапе развития системы электроснабжения по мере изменения условий работы электрических сетей должна производиться и соответствующая корректировка условий нормализации качества электроэнергии. Для этого должны быть выбраны такие параметры, как рабочие положения регулировочных ответвлений у трансформаторов распределительных подстанций, уставки автоматических регуляторов, согласование законов регулирования для разных регуляторов (при наличии нескольких регулирующих устройств в одной сети) и т. д.

Из всего выше сказанного следует, что в условиях эксплуатации большое значение имеет контроль за качеством электроэнергии. В соответствии с требованиями норм, определенных ГОСТом и что имеет принципиальное значение, контроль должен вестись по всем показателям качества электроэнергии. Для осуществления этих мероприятий у потребителей и электроснабжающих организаций должны быть соответствующие системы контроля, утвержденные в установленном порядке.

Уместным будет отметить, что при эксплуатации электрических сетей используют два термина – падение напряжения и потеря напряжения [3].

На рисунке 12 приведена векторная диаграмма для линейных напряжений в начале и в конце линии  $\underline{U}_1$  и  $\underline{U}_2$ . Падение напряжения – геометрическая (векторная) разность между комплексами напряжений начала и конца линии. На рисунке 12 падение напряжения – это вектор АВ, т. е.

$$AB = \underline{U}_1 - \underline{U}_2 = \sqrt{3} I_{12} \underline{Z}_{12} .$$

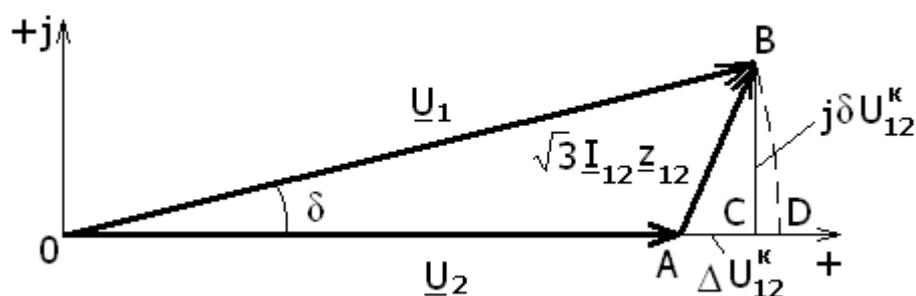


Рисунок 12

Продольной составляющей падения напряжения  $\Delta U_{12}^k$  называют проекцию падения напряжения на действительную ось или на напряжение  $\underline{U}_2$ ,  $\Delta U_{12}^k = AC$  на рисунке 12. Индекс “к” означает, что  $\Delta U_{12}^k$  – проекция на напряжение конца линии  $\underline{U}_2$ .

Поперечная составляющая падения  $\delta U_{12}^k$  – проекция падения напряжения на мнимую ось,  $\delta U_{12}^k = CB$  на рисунке 12. Таким образом, падение напряжения определится выражением

$$\underline{U}_1 - \underline{U}_2 = \sqrt{3} \underline{I}_{12} \underline{Z}_{12} = \Delta U_{12}^k + j \delta U_{12}^k. \quad (1.30)$$

В практике часто используют понятие “потеря напряжения” – это алгебраическая разность между модулями напряжений начала и конца линии. На рисунке 12  $U_1 - U_2 = AD$ . Если поперечная составляющая  $\delta U_{12}^k$  мала (например, в сетях напряжением 110 кВ и ниже), то можно приближенно считать, что потеря напряжения равна продольной составляющей падения напряжения.

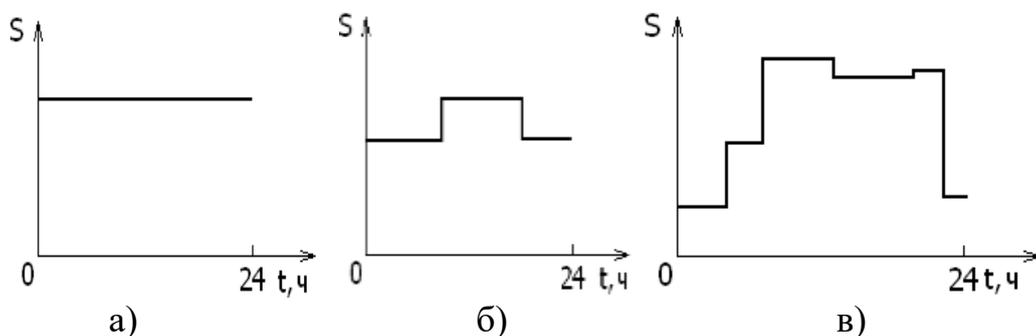
**1.2.2 Способы регулирования напряжения.** Регулированием напряжения называют процесс изменения уровней напряжения в характерных точках электрической системы с помощью специальных технических средств. Регулирование напряжения может быть [3] **централизованным**, т. е. производиться в центре питания, и **местным**, т. е. производиться непосредственно у потребителей.

Местное регулирование напряжения можно подразделить на групповое и индивидуальное. Групповое регулирование осуществляется для группы потребителей, а индивидуальное – в основном в специальных целях.

В зависимости от характера изменения нагрузки в каждом из

указанных типов регулирования напряжения можно выделить несколько подтипов. Так, например, в централизованном регулировании напряжения можно выделить три подтипа: стабилизация напряжения; двухступенчатое регулирование напряжения; встречное регулирование напряжения.

Стабилизация напряжения применяется для потребителей с практически неизменной нагрузкой, например для трехсменных предприятий, где уровень напряжения необходимо поддерживать постоянным. Суточный график нагрузки таких потребителей приведен на рисунке 13, а). Для потребителей с ярко выраженной двухступенчатостью графика нагрузки (рисунок 13, б), например для односменных потребителей, применяют двухступенчатое регулирование напряжения. При этом поддерживаются два уровня напряжения в течение суток в соответствии с графиком нагрузки. В случае переменной в течение суток нагрузки (рисунок 13, в) осуществляется так называемое встречное регулирование. Для каждого значения нагрузки будут иметь свое значение и потери напряжения, следовательно и само напряжение у потребителей электроэнергии будет изменяться с изменением нагрузки. Чтобы отклонения напряжения не выходили за рамки допустимых значений, нужно регулировать напряжение, например в зависимости от тока нагрузки.



а – неизменный; б – двухступенчатый; в – многоступенчатый  
Рисунок 13 – Графики нагрузки

Нагрузка может меняться не только в течение суток, но и в течение всего года. Например, наибольшая в течение года нагрузка бывает в период осенне–зимнего максимума, наименьшая – в летний период. Встречное регулирование состоит в изменении напряжения в зависимости не только от суточных, но также и от сезонных изменений нагрузки в течение года [3]. Оно предполагает поддержание повышенного напряжения на шинах электрических

станций и подстанций в период наибольших нагрузок и его снижение до минимального в период наименьших нагрузок.

**1.2.3 Технические средства регулирования напряжения.** В качестве технических средств для изменения уровней напряжения в системах электроснабжения могут быть использованы [3]: генераторы электрических станций; трансформаторы подстанций с изменением коэффициента трансформации; линейные регулировочные трансформаторы; синхронные компенсаторы; конденсаторные батареи продольного и поперечного включения.

Изменение напряжения генераторов возможно за счет регулирования тока возбуждения. Не меняя активную мощность генератора, можно изменить напряжение только в пределах  $\pm 0,05U_{\text{ном.г}}$ , т.е. от  $0,95 U_{\text{ном.г}}$  до  $1,05 U_{\text{ном.г}}$ .

При номинальном напряжении сети  $U_{\text{ном.с}} = 6$  кВ номинальное напряжение генератора  $U_{\text{ном.г}} = 6,3$  кВ и диапазон регулирования  $6 - 6,6$  кВ. При  $U_{\text{ном.с}} = 10$  кВ напряжение генератора  $U_{\text{ном.г}} = 10,5$  кВ и диапазон регулирования составит от 10 до 11 кВ.

Отклонение напряжения на выводах генератора более чем на  $\pm 5\%$  номинального приводит к необходимости снижения его мощности. Этот диапазон регулирования напряжения ( $\pm 5\%$ ) для достаточно сложных электрических сетей явно недостаточен. Генераторы, как единственное средство регулирования напряжения, применяются только в случае системы простейшего вида – электрическая станция – нераспределенная нагрузка. В этом случае на шинах изолированно работающих электростанций промышленных предприятий осуществляется встречное (см. ниже) регулирование напряжения. Изменением тока возбуждения генераторов повышают напряжение в часы максимума нагрузок с снижают в часы минимума.

Повышающие трансформаторы на электростанциях ТДЦ/110 с номинальным напряжением обмотки высшего напряжения  $U_{\text{в.ном}} = 110$  кВ и часть из ТДЦ/220 с  $U_{\text{в.ном}} = 220$  кВ, как и генераторы, являются вспомогательным средством регулирования напряжения, потому что имеют предел регулирования  $\pm 5\% U_{\text{в.ном}}$  и с их помощью нельзя согласовать требования по напряжению близких и удаленных потребителей. Поэтому основным средством регулирования напряжения являются трансформаторы и автотрансформаторы районных подстанций.

По конструктивному выполнению различают два типа трансформаторов понижающих подстанций:

а) с переключением регулировочных ответвлений без возбуждения, т.е. с отключением от сети (трансформаторы с ПБВ);

б) с переключением регулировочных ответвлений под нагрузкой (трансформаторы с РПН).

Трансформаторы с ПБВ в настоящее время изготавливают с основным и четырьмя дополнительными ответвлениями. Схема обмоток такого трансформатора приведена на рисунке 14. Основное ответвление имеет напряжение, равное номинальному напряжению первичной обмотки трансформатора  $U_{в.ном}$ . Для понижающих трансформаторов  $U_{в.ном}$  равно номинальному напряжению сети  $U_{ном.с}$ , к

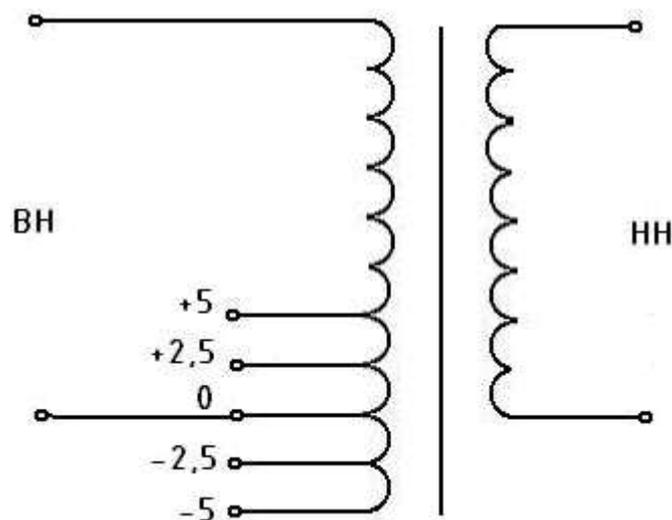


Рисунок 14 – Трансформатор с ПБВ

которой подсоединяется данный трансформатор (6, 10, 20, 35, 110, 220, 330 кВ и т.д.). При основном ответвлении коэффициент трансформации трансформатора называют номинальным. При использовании четырех дополнительных ответвлений коэффициент трансформации отличается от номинального на + 5, + 2,5, - 2,5, и - 5 %. Вторичная обмотка трансформатора является центром питания сети, подключенной к этой обмотке. Поэтому номинальное напряжение вторичной обмотки трансформаторов выше номинального напряжения сети на 5 % для трансформаторов небольшой мощности и на 10 % для остальных трансформаторов.

Чтобы переключить регулировочное ответвление в трансформаторе с ПБВ, требуется отключить его от сети. Такие переключения производятся редко, при сезонном изменении нагрузок. Поэтому в режиме наибольших и наименьших нагрузок в течение суток трансформатор с ПБВ работает на одном регулировочном ответвлении и соответственно с одним и тем же коэффициентом трансформации. При этом нельзя осуществить требование встречного регулирования.

Трансформаторы с регулированием напряжения под нагрузкой, со встроенным устройством РПН (рисунок 15) отличаются от трансформаторов с ПБВ. Кроме специального переключающего устройства, они имеют увеличенное число регулировочных ответвлений, а также увеличенный диапазон регулирования. Например, для трансформаторов с номинальным напряжением основного ответвления обмотки высшего напряжения 115 кВ, предусматривается диапазон регулирования  $\pm 16\%$  при 18 ступенях регулирования  $1,78\%$  каждая.

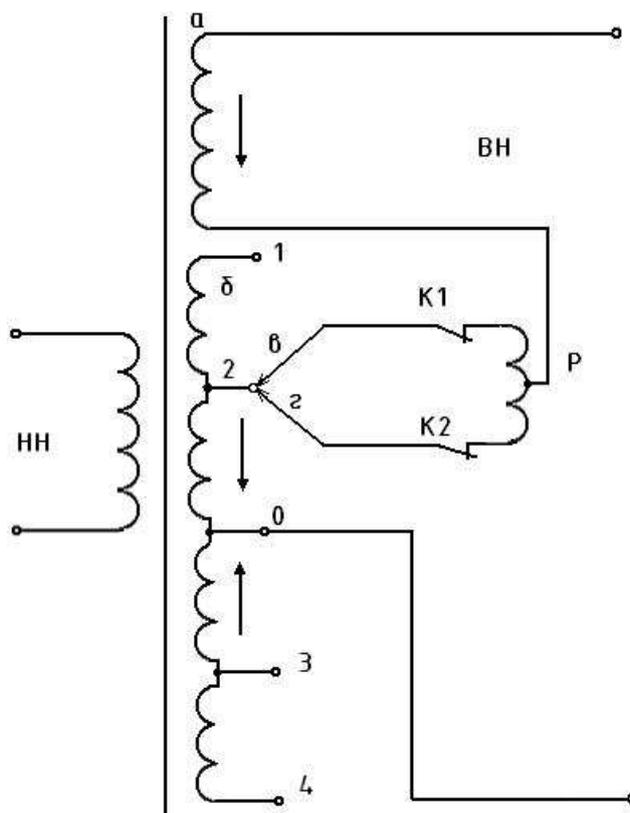


Рисунок 15 – Трансформатор с устройством РПН

Обмотка высшего напряжения этого трансформатора состоит из двух частей: нерегулируемой **а** и регулируемой **б**. На регулируемой части имеется ряд ответвлений к неподвижным контактам 1 – 4. Ответвления 1, 2 соответствуют части витков, включенных согласно с витками основной обмотки. При включении ответвлений 1, 2 коэффициент трансформатора увеличивается. Ответвления 3, 4 соответствуют части витков, соединенных встречно по отношению к виткам основной обмотки. Их включение уменьшает коэффициент трансформации, так как компенсирует действие части витков

основной обмотки. Основным выводом обмотки ВН трансформатора является точка О. Число витков, действующих согласно и встречно с витками основной обмотки может быть неодинаковым. На регулируемой части обмотки имеется переключающее устройство, состоящее из подвижных контактов **в** и **з**, контактов К1 и К2 и реактора Р. Середина обмотки реактора соединена с нерегулируемой частью обмотки **а** трансформатора. Нормально ток нагрузки обмотки ВН распределяется поровну между половинами обмотки реактора. Поэтому магнитный поток мал и потеря напряжения в реакторе также мала.

Допустим, что требуется переключить устройство с ответвления 2 на ответвление 1. При этом отключают контактор К1, переводят подвижный контакт **в** на контакт ответвления 1 и вновь включают контактор К1. Таким образом, секция 1, 2 обмотки оказывается замкнутой на обмотку реактора Р. Значительная индуктивность реактора ограничивает уравнивающий ток, который возникает вследствие наличия напряжения на секции 1, 2 обмотки. После этого отключают контактор К2, переводят подвижный контакт **з** на контакт ответвления 1 и включают контактор К2.

С помощью РПН можно менять ответвления и коэффициент трансформации под нагрузкой в течение суток, выполняя таким образом требования встречного регулирования.

Рассмотрим подробнее метод встречного регулирования напряжения с помощью устройств РПН на понижающих подстанциях. На рисунке 16, а) показана схема замещения электрической сети, где трансформатор представлен двумя элементами – его сопротивлением  $Z_T$  и идеальным трансформатором. Кроме того, приняты и другие обозначения:  $U_1$  – напряжение шинах центра питания;  $U_{2В}$  – напряжение на шинах первичного напряжения (ВН) подстанции;  $U_{2Н}$  – напряжение на шинах вторичного напряжения (НН) подстанции;  $U_3$  – напряжение у потребителей электроэнергии.

Напряжение на шинах ВН подстанции определяется разностью:

$$U_{2В} = U_1 - \Delta U_{12}.$$

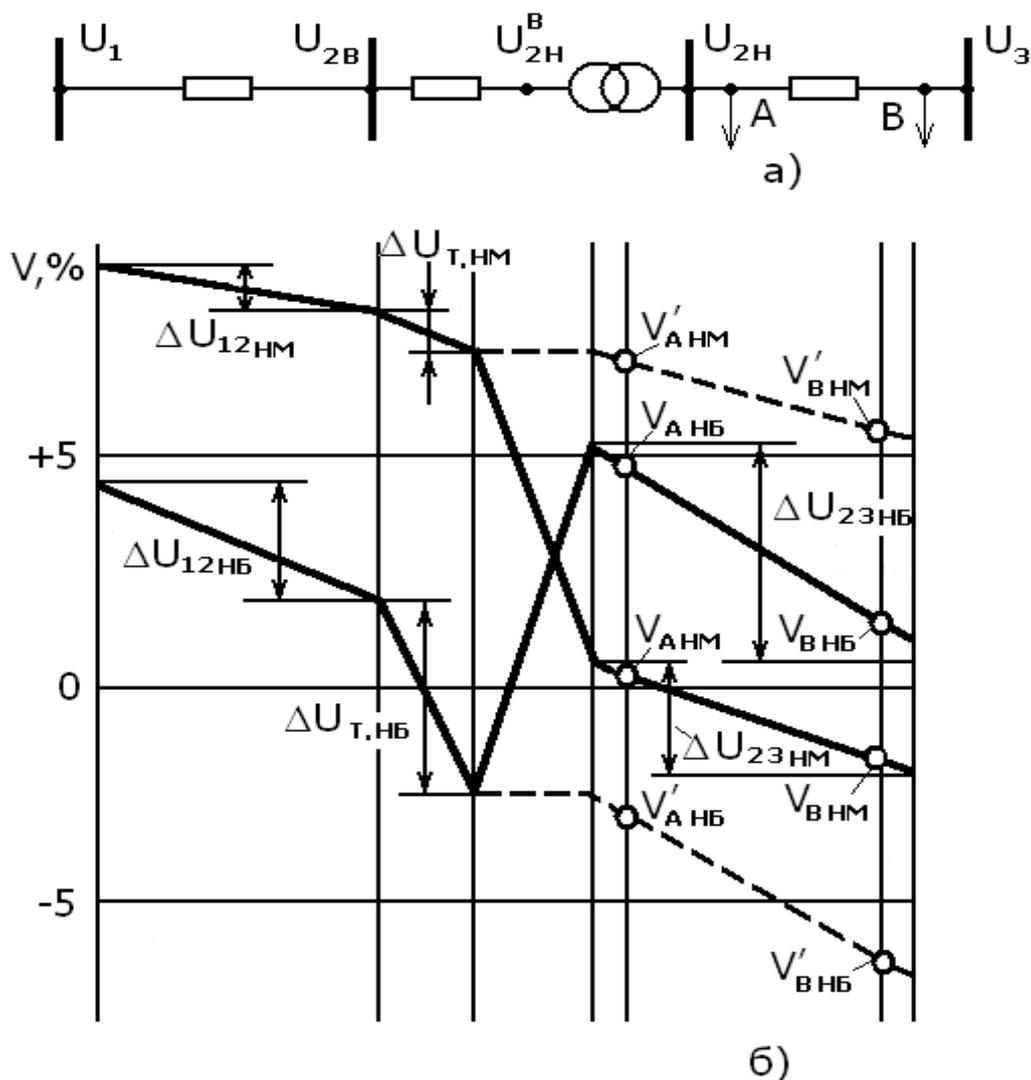


Рисунок 16 – Встречное регулирование напряжения

Напряжения на шинах ВН и НН отличаются на величину потерь напряжения в трансформаторе  $\Delta U_T$ , и, кроме того, в идеальном трансформаторе напряжение понижается в соответствии с коэффициентом трансформации, что необходимо учитывать при выборе регулировочных ответвлений.

На рисунке 16, б) представлены графики изменения напряжения для двух режимов: наименьших и наибольших нагрузок. При этом по оси ординат отложены значения отклонений напряжения в процентах номинального.

Из рисунка 16, б) видно (штриховые линии), что если коэффициент трансформации трансформатора равен единице ( $n_T = 1$ ), то в режиме наименьших нагрузок напряжение у потребителей будет выше, а в режиме наибольших нагрузок – ниже допустимого значения. При этом приемники электроэнергии, присоединенные к сети НН (например, в точках А и В), будут работать в недопустимых

условиях. Меняя коэффициент трансформации трансформатора на подстанции  $n_T$ , изменяем  $U_{2H}$ , т. е. регулируем напряжение (сплошная линия на рисунке 16, б).

В режиме наименьших нагрузок уменьшают напряжение  $U_{2H}$  до величины, как можно близкой к  $U_{НОМ}$ . В этом режиме выбирают такое наибольшее стандартное значение  $n_T$ , чтобы выполнилось следующее условие:

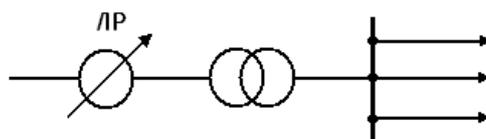
$$U_{2H.НМ} \geq U_{НОМ}. \quad (1,31)$$

В режиме наибольших нагрузок увеличивают напряжение  $U_{2H}$  до величины, наиболее близкой к  $1,05 - 1,1U_{НОМ}$ . В этом режиме выбирают такое наибольшее стандартное значение  $n_T$ , чтобы выполнялось следующее условие:

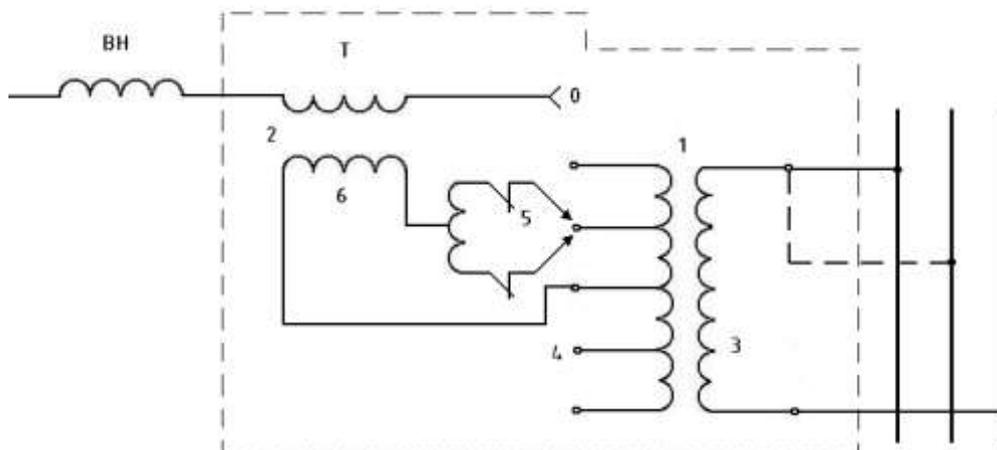
$$U_{2H.НБ} \geq (1,05 - 1,1)U_{НОМ}.$$

Таким образом, напряжение на зажимах потребителей, как удаленных от центра питания (точка В), так и близких к нему (точка А), вводится в допустимые пределы. При таком регулировании в режимах наибольших и наименьших нагрузок напряжение соответственно повышается и понижается. Поэтому такое регулирование называют встречным.

Линейные регулировочные трансформаторы (ЛР) и последовательные регулировочные трансформаторы применяются для регулирования напряжения в отдельных линиях или группе линий (рисунок 17, а). Они применяются при реконструкции уже существующих сетей, в которых используются трансформаторы без регулирования под нагрузкой. В этом случае для регулирования напряжения на шинах подстанции ЛР включаются последовательно с нерегулируемым трансформатором. Для регулирования напряжения на отходящих линиях линейные регуляторы включаются непосредственно в линии.



а)



б)

Рисунок 17 – Линейный регулятор напряжения

Линейный регулировочный трансформатор – статический электрический аппарат, который состоит (рисунок 17, б) из последовательного 2 и питающего 1 трансформаторов. Первичная обмотка питающего трансформатора 3 может получать питание от фазы А или от фаз В, С. Вторичная обмотка 4 питающего трансформатора содержит такое же устройство переключения контактов под нагрузкой 5, как и в РПН. Один конец первичной обмотки 6 последовательного трансформатора 6 подключен к средней точке вторичной обмотки 4 питающего трансформатора, другой – к переключающему устройству 5. Вторичная обмотка 7 последовательного трансформатора соединена последовательно с обмоткой ВН силового трансформатора, и добавочная ЭДС  $\Delta E$  в обмотке 7 складывается с ЭДС в обмотке ВН.

Автотрансформаторы 220-330 кВ сейчас выпускаются с РПН, встроенным на линейном конце обмотки среднего напряжения. Ранее для автотрансформаторов устройство РПН выполнялось встроенным в нейтраль, при этом изменение коэффициентов трансформации между обмотками ВН и СН и обмотками ВН и НН нельзя было производить независимо друг от друга и нельзя было осуществлять встречное регулирование одновременно на среднем и низшем напряжениях. В настоящее время с помощью РПН, встроенного на линейном конце обмотки СН, можно изменять под нагрузкой коэффициент трансформации только для обмоток ВН-СН. Если требуется одновременно изменить под нагрузкой коэффициент трансформации между обмотками ВН и НН, то необходимо установить дополнительно линейный регулятор последовательно с обмоткой НН

автотрансформатора. С экономической точки зрения такое решение оказывается более целесообразным, чем изготовление автотрансформаторов с двумя встроенными устройствами РПН.

В крупных электрических сетях применяют для регулирования напряжения изменение реактивного сопротивления линий. С этой целью в линию включают конденсатор.

Напряжение у потребителя зависит от величины потерь напряжения в сети, которые в свою очередь зависят от сопротивления сетей. Продольная составляющая падения напряжения в линии (рисунок 18) равна

$$\Delta U_{12} = \frac{P_{12}^K r_{12} + Q_{12}^K x_{12}}{U_{12}}, \quad (1.32)$$

где  $P_{12}^K, Q_{12}^K, U_{12}$  – потоки мощности и напряжение в конце линии;

$r_{12}, x_{12}$  – ее активное и реактивное сопротивления.

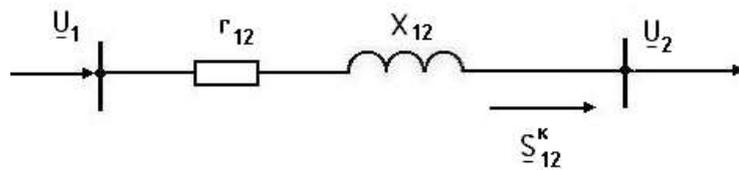


Рисунок 18

В крупных питающих сетях реактивное сопротивление линий больше активного, поэтому  $\Delta U_{12}$  в значительной степени определяется реактивным сопротивлением линий. Для уменьшения реактивного сопротивления в линию включают конденсаторы. Последовательное включение конденсаторов в линии называют продольной компенсацией. Емкость конденсаторов установки продольной компенсации (УПК) подбирают таким образом, чтобы скомпенсировать индуктивное сопротивление и потерю напряжения в питающей сети.

$$\Delta U_{12} = \frac{P_{12}^{\hat{}} r_{12} + Q_{12}^K (x_{12} - x_K)}{U_{12}}, \quad (1.33)$$

где  $x_K$  – сопротивление конденсатора.

Схема замещения сети и векторная диаграмма такого регулирования представлена на рисунке 19.

Применение УПК позволяет улучшить режимы напряжения в сетях. Однако следует учитывать, что повышение напряжения, создаваемое такими конденсаторами, от значения и фазы тока, проходящего через УПК. Поэтому возможности регулирования последовательными конденсаторами ограничены. Наиболее эффективно применение УПК для снижения отклонений напряжения на перегруженных радиальных линиях, а также в сетях с резкопеременной нагрузкой.

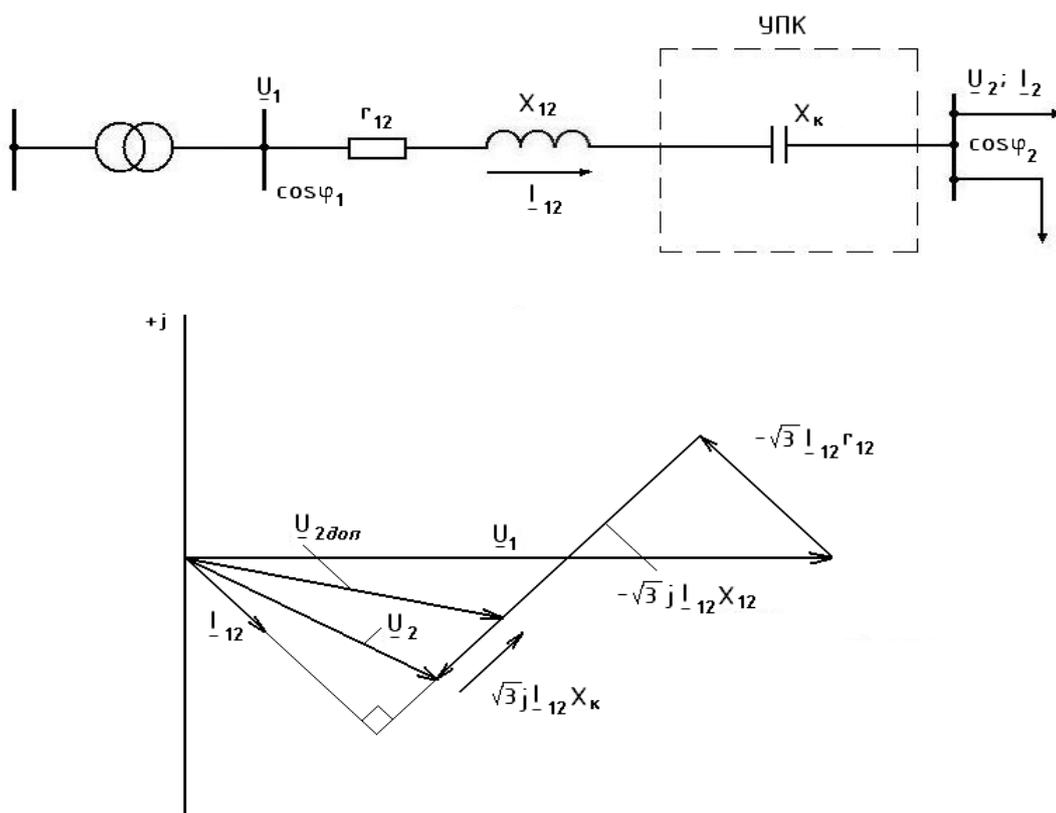


Рисунок 19

УПК достаточно сложные в эксплуатации и дорогие установки. Необходимо применять специальные меры для их защиты от перенапряжений во время коротких замыканий. Необходимо также отметить, что УПК применяют не только для регулирования напряжения, но и для увеличения пропускной способности линий.

Продольная составляющая падения напряжения в сети  $\Delta U_{12}$ , как видно из (1.33), зависит от потоков активной и реактивной мощностей

сети. По линии должна передаваться такая активная мощность, какая нужна потребителю. Активную мощность линии нельзя изменять для регулирования напряжения. В питающих сетях активное сопротивление меньше реактивного сопротивления линии. Следовательно, именно произведение  $Q_{12} \cdot x_{12}$  оказывает решающее влияние на падение напряжения в сетях при регулировании напряжения за счет изменения потоков мощности.

Для регулирования потоков реактивной мощности применяют компенсирующие устройства – батареи конденсаторов (БК), синхронные компенсаторы (СК), а также статические источники реактивной мощности (ИРМ).

Вырабатываемая компенсирующим устройством мощность должна иметь значение, необходимое для компенсации потока реактивной мощности и потери напряжения в сети.

$$\Delta U_{12} = \frac{P_{12}^K r_{12} + x_{12}(Q_{12}^K - Q_K)}{U_{12}}, \quad (1.34)$$

где  $Q_K$  – мощность компенсирующего устройства.

Векторная диаграмма регулирования напряжения изменением потока реактивной мощности в сети показана на рисунке 20.

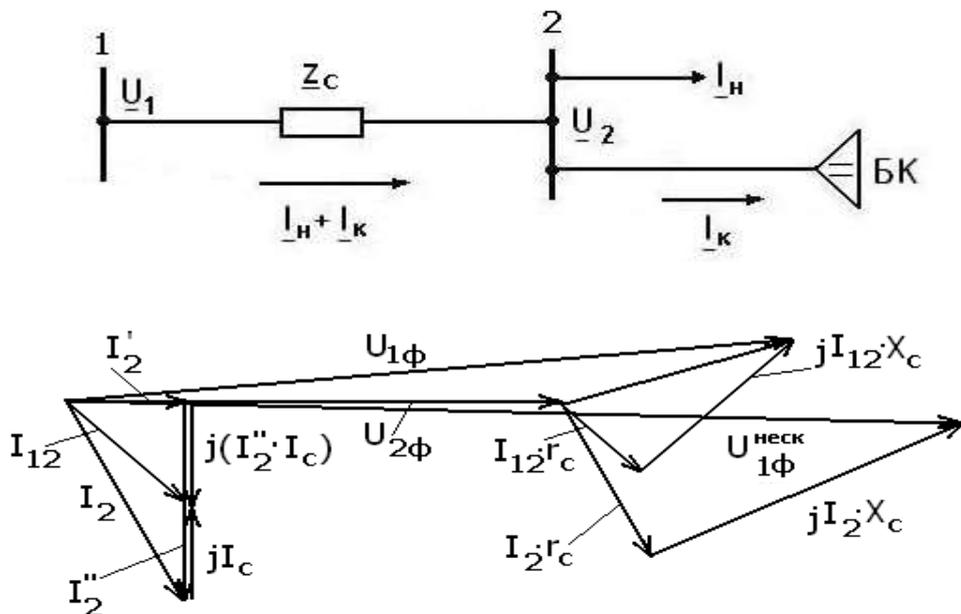


Рисунок 20

Здесь  $U_{1\phi}^{нск}$  – фазное напряжение в начале линии при

отсутствии поперечной компенсации.

**1.2.4 Мероприятия по снижению несинусоидальности напряжения.** К ним можно отнести:

- а) эксплуатация "ненасыщающихся" трансформаторов;
- б) преобразователи с высокой пульсностью и т.д.;
- в) подключение к мощной системе электроснабжения;
- г) питание нелинейной нагрузки от отдельных трансформаторов или секций шин;
- д) снижение сопротивления питающего участка сети;
- е) применение фильтрокомпенсирующих устройств.

L-C цепочка (рисунок 21), включенная в сеть, образует колебательный контур, реактивное сопротивление которого для токов определённой частоты равно нулю. Подбором величин L и C фильтр настраивается на частоту гармоники тока и замыкает её, не пропуская в сеть. Набор таких контуров, специально настроенных на генерируемые данной нелинейной нагрузкой высшие гармоники тока, и образует фильтрокомпенсирующее устройство, которое не пропускает в сеть гармоники тока и компенсирует протекание реактивной мощности по сети.

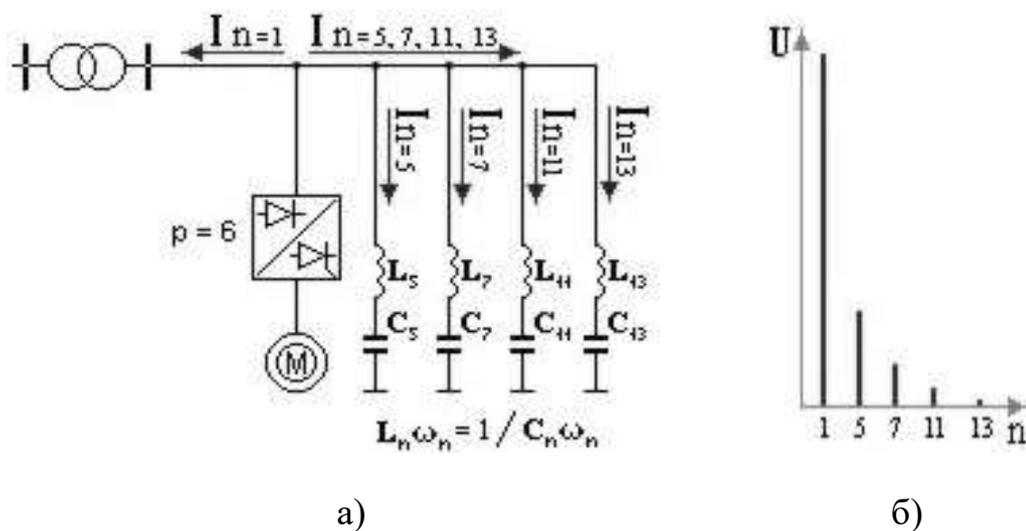


Рисунок 21

**1.2.5 Мероприятиями по снижению несимметрии напряжений.** Несимметрия напряжений происходит только в трёхфазной сети под воздействием неравномерного распределения нагрузок по её фазам. В качестве вероятного виновника несимметрии напряжений ГОСТ 13109-97 указывает потребителя с несимметричной нагрузкой. Источниками несимметрии напряжений являются: дуговые сталеплавильные печи, тяговые подстанции

переменного тока, электросварочные машины, однофазные электротермические установки и другие однофазные, двухфазные и несимметричные трёхфазные потребители электроэнергии, в том числе бытовые. Так суммарная нагрузка отдельных предприятий содержит от 85% до 90% несимметричной нагрузки. А коэффициент несимметрии напряжения по нулевой последовательности ( $K_{0U}$ ) одного 9-и этажного жилого дома может составлять 20 %, что на шинах трансформаторной подстанции (точке общего присоединения) может превысить нормально допустимые 2 %.

При несимметрии напряжения возрастают потери электроэнергии в сетях от дополнительных потерь в нулевом проводе. Однофазные, двухфазные потребители и разные фазы трёхфазных потребителей электроэнергии работают на различных не номинальных напряжениях, что вызывает те же последствия, как при отклонении напряжения. В электродвигателях, кроме отрицательного влияния несимметричных напряжений, возникают магнитные поля, вращающиеся встречно вращению ротора. Общее влияние несимметрии напряжений на электрические машины, включая трансформаторы, выливается в значительное снижение срока их службы. Например, при длительной работе с коэффициентом несимметрии по обратной последовательности  $K_{2U} = 2 - 4 \%$ , срок службы электрической машины снижается на 10 – 15 %, а если она работает при номинальной нагрузке, срок службы снижается вдвое.

К мероприятиям по снижению несимметрии напряжения следует отнести следующие: равномерное распределение нагрузки по фазам; применение симметрирующих устройств (рисунок 22). Сопротивления в фазах симметрирующего устройства подбираются таким образом, чтобы компенсировать ток обратной последовательности, генерируемый нагрузкой как источником искажения.

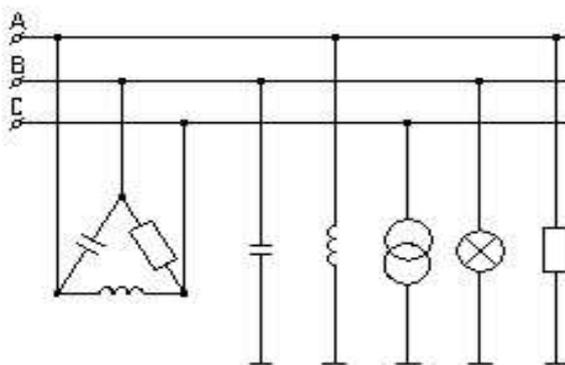


Рисунок 22

Подводя итоги всего раздела можно сказать, что электроприборы и оборудование предназначены для работы в определённой электромагнитной среде. Электромагнитной средой принято считать систему электроснабжения и присоединенные к ней электрические аппараты и оборудование, связанные кондуктивно и создающие в той или иной мере помехи, отрицательно влияющие на работу друг друга. При возможности нормальной работы оборудования в существующей электромагнитной среде, говорят об электромагнитной совместимости технических средств.

Единые требования к электромагнитной среде закрепляют стандартами, что позволяет создавать оборудование и гарантировать его работоспособность в условиях, соответствующих этим требованиям. Стандарты устанавливают допустимые уровни помех в электрической сети, которые характеризуют качество электроэнергии и называются показателями качества электроэнергии.

Показатели качества электрической энергии, методы их оценки и нормы определяет Международный стандарт: «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения» ГОСТ 13109 – 97.

Большинство явлений, происходящих в электрических сетях и ухудшающих качество электрической энергии, происходят в связи с особенностями совместной работы электроприёмников и электрической сети. В таблице 3 показана связь между показателями качества электроэнергии и условиями электропотребления.

Таблица 3.

Наименование ПКЭ	Наиболее вероятная причина
<b>Отклонение напряжения</b>	
$\delta U_y$ установившееся отклонение напряжения	график нагрузки потребителя
<b>Колебания напряжения</b>	
$\delta U_t$ размах изменения напряжения	потребитель с резкопеременной нагрузкой
$P_t$ доза фликера	
<b>Несимметрия напряжения в трехфазной системе</b>	
$K_{2U}$ коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности	потребитель с несимметричной нагрузкой

$K_{0U}$ коэффициент несимметрии напряжений по нулевой последовательности	
<b>Несинусоидальность формы кривой напряжения</b>	
$K_U$ коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения потребитель с нелинейной нагрузкой	потребитель с нелинейной нагрузкой
$K_{U(n)}$ коэффициент n-ой гармонической составляющей напряжения	
<b>Прочие</b>	
$\Delta f$ отклонение частоты	особенности работы сети, климатические условия или природные явления
$\Delta t_{\Pi}$ длительность провала напряжения	
Уимп импульсное напряжение	
$K_{\text{пер}U}$ коэффициент временного перенапряжения	

Первые семь ПКЭ в основном обусловлены потерями (падением) напряжения на участке электрической сети, от которой питаются потребители. Потери напряжения на участке электрической сети ( $k$ ) определяются выражением:

$$\Delta U_k = (P_k \cdot R_k + Q_k \cdot X_k) / U_{\text{ном}} \quad (1.35)$$

Здесь активное ( $R$ ) и реактивное ( $X$ ) сопротивление  $k$ -го участка сети, практически постоянны, а активная ( $P$ ) и реактивная ( $Q$ ) мощность, протекающая по  $k$ -му участку сети, переменны и характер этих изменений может быть различным:

при медленном изменении нагрузки в соответствии с её графиком – отклонения напряжения;

при резкопеременном характере нагрузки – колебания напряжения;

при несимметричном распределении нагрузки по фазам электрической сети – несимметрия напряжения в трехфазной системе;

при нелинейной нагрузке – несинусоидальность формы кривой напряжения.

В отношении этих явлений потребители электрической энергии имеют возможность тем или иным образом влиять на её качество. Все прочие, ухудшающие качество электрической энергии, зависят от особенностей работы сети, климатических условий или природных явлений. Поэтому возможности влиять на это потребитель

электрической энергии не имеет, он может только защищать своё оборудование специальными средствами, например, устройствами быстродействующих защит или устройствами гарантированного питания (UPS).

## **2 Вопросы надежности систем электроснабжения**

### **2.1 Общие сведения**

Система электроснабжения (СЭС) призвана обеспечивать его ритмичную работу. При этом, основным требованием, предъявляемым к СЭС, кроме ее экономичности, является надежность.

Под надежностью СЭС следует понимать способность системы обеспечивать потребителей электрической энергией необходимого качества и количества в соответствии с графиком потребления и по схеме, предусмотренной проектом для длительной работы.

СЭС и электрооборудование проектируются с учетом обеспечения требуемых показателей качества электрической энергии в соответствии с ГОСТ.

Основным в теории надежности является понятие отказа [4, 5, 6], т.е. события, заключающегося в нарушении работоспособности объекта. По характеру процесса возникновения отказы делят на внезапные и постепенные. Внезапные отказы характеризуются резким, скачкообразным изменением основных параметров системы (элемента) вследствие воздействия многих случайных факторов. Постепенные отказы наступают вследствие плавного изменения параметров в результате износа и старения изделия. Однако постепенное изменение параметра за границы допуска для элементов, входящих в системы электроснабжения, обычно приходит незамеченным и перерыв в электроснабжении наступает только тогда, когда элемент не в состоянии выполнять своих функций, т.е. при внезапном отказе. Поэтому любой отказ, приводящий к перерыву электроснабжения, можно рассматривать как внезапный.

Отказы могут быть устойчивыми, если для их устранения требуется ремонт, или неустойчивыми, если они могут самоустраниваться. Кратковременные самоустраниющиеся отказы часто называют сбоями. Многократно возникающие сбои одного и того же характера принято называть перемежающимися отказами. Перемежающиеся отказы электроснабжения могут возникать в схемах электроснабжения как результат кратковременных нарушений нормального режима. Например, схлестывание проводов воздушной

линии электропередачи при порывах ветра может привести к возникновению короткого замыкания, которое будет устранено защитой. Этот отказ относится к самоустраниющимся, так как может устраниться при помощи автоматического повторного включения, т.е. без вмешательства обслуживающего персонала.

Следует различать конструкционные, производственные и эксплуатационные отказы. К конструкционным относятся отказы, возникающие в результате нарушения установленных правил и норм конструирования. Отказы, возникающие в результате нарушения установленного процесса изготовления или ремонта объекта, называют производственными. Отказы, возникающие в результате нарушения установленных правил и условий эксплуатации объекта, называются эксплуатационными.

В теории надежности все изделия принято делить на две группы: системы и элементы.

Система – совокупность совместно действующих объектов, которая предназначена для совместного выполнения определенных задач.

Элемент системы – часть системы, предназначенная для выполнения определенных функций.

Необходимо отметить, что элемент и система – относительные понятия. Для различных задач один и тот же объект может рассматриваться и как система, и как элемент.

Система называется восстанавливаемой, если ее работоспособность подлежит восстановлению в случае возникновения отказа, и невосстанавливаемой, если отказавшие изделия в дальнейшем не эксплуатируются.

Системы электроснабжения и составляющие их элементы относятся к восстанавливаемым.

## **2.2 Статистические показатели надежности восстанавливаемых систем**

Основные качественные показатели надежности не пригодны для инженерных целей. Чтобы производить инженерный расчет надежности элементов и систем электроснабжения, необходимо использовать количественные характеристики надежности.

Рассмотрим различные показатели надежности, которые могут быть использованы для элементов и систем электроснабжения [4, 6].

**Вероятность безотказной работы  $P(t)$**  – вероятность того, в заданном интервале времени при определенных режимах и условиях

эксплуатации не произойдет ни одного отказа.

На практике для определения  $P(t)$  из статистических данных об отказах обычно пользуются следующим выражением:

$$P(t) = \frac{N_0 - n(t)}{N_0}, \quad (2.1)$$

где  $N_0$  - начальное число испытываемых систем (элементов);

$n(t)$  - число систем (элементов), оставшихся за время  $t$ .

**Вероятность отказа  $Q(t)$**  - это вероятность того, что за время  $t$  произойдет хотя бы один отказ.

Вероятность отказа и вероятность безотказной работы – события несовместимые и противоположные, поэтому справедливо соотношение

$$P(t) = 1 - Q(t). \quad (2.2)$$

Для статистического определения вероятности отказа пользуются следующей формулой:

$$Q(t) = \frac{n(t)}{N_0}. \quad (2.3)$$

Вероятность безотказной работы  $P(t)$  как количественная характеристика надежности обладает следующими достоинствами:

- а) характеризует изменение надежности во времени;
- б) дает возможность достаточно наглядно судить о надежности систем (элементов);
- в) может быть использована для расчета надежности сложных систем;
- г) охватывает большинство факторов, существенно влияющих на надежность систем.

Однако вероятность безотказной работы имеет также и существенные недостатки:

- а) характеризует надежность восстанавливаемых систем только до первого отказа, а поэтому является достаточно полной характеристикой надежности только для систем разового использования;

б) не всегда удобна для оценки надежности простых систем (элементов);

в) по известной вероятности безотказной работы довольно трудно вычислить другие количественные характеристики надежности.

Поэтому для полной характеристики надежности систем наряду с вероятностью безотказной работы определяются и другие количественные характеристики.

**Средняя наработка до отказа**  $T_1$  - математическое ожидание продолжительности работы системы (элемента) до первого отказа.

Средняя наработка до отказа

$$T_1 = \int_0^{\infty} P(t)dt. \quad (2.4)$$

Выражение (2.4) показывает, что средняя наработка до отказа есть площадь, ограниченная кривой вероятности безотказной работы.

Статистически  $T_1$  определяется:

$$T_1 = \frac{\sum_{i=1}^{N_0} t_i}{N_0}, \quad (2.5)$$

где  $t_i$  - время работы  $i$ -ой системы;

$N_0$  - число систем (элементов), над которыми производится испытание.

Средняя наработка до отказа является наглядной количественной характеристикой надежности. Однако этот показатель характеризует надежность системы (элемента) до первого отказа, т.е. является удобным для оценки надежности невосстанавливаемых систем.

**Нарботка на отказ**  $T_0$  - среднее время работы системы (элемента) между двумя соседними отказами.

Статистически наработка на отказ определяется отношением суммарной наработки восстанавливаемых объектов к суммарному числу отказов этих объектов:

$$T_0 = \frac{\sum_{i=1}^r t_i}{r}, \quad (2.6)$$

где  $r$  – число отказов системы (элемента) за время испытания  $t$ ;  
 $t_i$  – время безотказной работы системы (элемента) между  $(i-1)$ -м и  $i$ -м отказами.

Выражением (2.6) удобно пользоваться, если  $T_0$  определяется по данным об отказах лишь одного образца системы (элемента). Если испытание проводится с несколькими образцами, то наработку на отказ удобно определять из выражения

$$T_0 = \frac{\sum_{i=1}^N T_{0i}}{N}, \quad (2.7)$$

где  $T_{0i}$  – наработка на отказ  $i$ -го образца системы (элемента), вычисленного по формуле (6.6);  $N$  – число испытываемых образцов.

В отличие от средней наработки до отказа  $T_1$ , наработка на отказ  $T_0$  характеризует надежность восстанавливаемых систем (элементов).

**Интенсивность отказов**  $\lambda(t)$  – число отказов в единицу времени, отнесенное к числу систем (элементов), оставшихся исправными к началу рассматриваемого промежутка времени:

$$\lambda(t) = \frac{\Delta n(t)}{[N_0 - n(t)]\Delta t}, \quad (2.8)$$

где  $\Delta n(t)$  – число отказавших систем (элементов) за время  $\Delta t$ ;  
 $n(t)$  – общее число отказавших систем (элементов) к началу рассматриваемого промежутка времени.

Выражение (2.8) является статистическим определением интенсивности отказов и используется для ее определения из опытных данных. Это выражение может быть представлено следующим образом:

$$\lambda(t) = \frac{\Delta n(t)}{N_0 P(t) \Delta t}. \quad (2.9)$$

Произведение  $N_0 P(t)$  определяет число систем (элементов), исправно работающих к моменту  $t$ .

Для систем электроснабжения функция  $\lambda(t)$  имеет вид кривой, приведенной на рисунке 23.

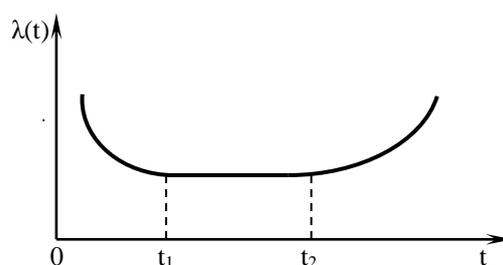


Рисунок 23

Весь интервал времени можно разбить на три участка. На первом из них (от 0 до  $t_1$ )  $\lambda(t)$  имеет повышенное значение, что объясняется повышенным числом отказов элементов, имеющих скрытые дефекты. Этот период называется периодом приработки или периодом "выжигания" дефектных элементов. Второй период (от  $t_1$  до  $t_2$ ) характеризует период нормальной эксплуатации с приближенно неизменным значением интенсивности отказов. Третий период (от  $t_2$  и далее) – период старения вследствие необратимых физико-химических процессов, где интенсивность отказов вновь возрастает.

Интенсивность отказов как количественная характеристика надежности обладает рядом достоинств. Она является функцией времени и позволяет наглядно установить характерные участки работы систем, что дает возможность существенно повысить их надежность. По известному значению  $\lambda(t)$  наиболее просто определяются остальные количественные характеристики надежности.

Однако этот показатель имеет существенные недостатки: интенсивность отказов позволяет достаточно просто характеризовать надежность систем лишь до первого отказа. Поэтому она является удобной характеристикой надежности систем разового применения и,

в частности, простейших элементов.

**Параметр потока отказов** – плотность вероятности возникновения отказа восстанавливаемой системы (элемента), определяемая для рассматриваемого момента времени.

Под плотностью вероятности отказа в момент времени  $t$  понимается предел отношения вероятности отказа в интервале времени от  $t$  до  $t + \Delta t$  к величине интервала  $\Delta t$  при  $\Delta t$  стремящимся к нулю. Физический смысл плотности вероятности отказа – это вероятность отказа в достаточно малую единицу времени.

Эксплуатация восстанавливаемых систем может быть описана следующим образом. В начальный момент времени система начинает работу и работает до отказа. При отказе происходит восстановление и система вновь работает до отказа и т.д. При этом время восстановления не учитывается. Моменты отказов формируют поток, называемый потоком отказов. В качестве характеристики потока отказов используется "ведущая функция"  $\Omega(t)$  данного потока – математическое ожидание числа отказов за время  $t$  :

$$\Omega(t) = Mr(t), \quad (2.10)$$

где  $r(t)$  – число отказов за время  $t$  .

Математическое ожидание числа отказов за интервал времени  $(t_1, t_2)$  определяется по формуле

$$Mr(t_1, t_2) = \Omega(t_2) - \Omega(t_1),$$

где  $r(t_1, t_2)$  – число отказов за интервал  $(t_1, t_2)$ .

Функция

$$\omega(t) = \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{Mr(t, t + \Delta t)}{\Delta t} = \Omega'(t) \quad (2.11)$$

называется интенсивностью потока отказа.

Для ординарных потоков без последствия интенсивность потока совпадает с параметром потока. В этом случае параметр потока отказов связан с ведущей функцией соотношением

$$\Omega(t) = \int_0^t \omega(x) dx \quad (2.12)$$

При экспоненциальном распределении наработки между отказами оценка для параметра потока отказа определяется формулой

$$\omega(t) = \lambda \quad (2.13)$$

В этом случае параметр потока отказов статистически определяется отношением числа отказавших систем (элементов) в единицу времени к числу испытываемых систем (элементов) при условии, что все вышедшие из строя образцы восстанавливаются:

$$\lambda = \frac{n(t)}{N\Delta t}, \quad (2.14)$$

где  $n(t)$  – число вышедших из строя систем (элементов) за время  $t$ ;

$N$  – число испытываемых систем (элементов); поскольку все отказавшие образцы восстанавливаются,  $N = N_0$ .

Достоинство параметра потока отказов как количественной характеристики надежности состоит в том, что он позволяет довольно полно оценить свойства восстанавливаемых систем, предназначенных для длительного использования. Параметр потока отказов также позволяет довольно просто определить число отказавших в системе элементов данного типа. Поэтому этот показатель надежности является одним из наиболее удобных для восстанавливаемых систем.

**Среднее время восстановления**  $T_B$  – среднее время отыскания и устранения одного отказа. Для определения среднего времени восстановления из статистических данных пользуются формулой

$$T_B = \frac{\sum_{i=1}^r \tau_i}{r}, \quad (2.15)$$

где  $r$  – число отказов за определенный период эксплуатации системы (элемента);

$\tau_i$  – время восстановления системы (элемента) после  $i$ -го отказа.

Если имеются несколько образцов однотипной системы, то

среднее время восстановления следует определять по формуле

$$T_B = \frac{\sum_{j=1}^N \sum_{i=1}^r \tau_{ij}}{\sum_{j=1}^N r_j}, \quad (2.16)$$

где  $N$  - число испытываемых систем (элементов);

$r_j$  - число отказов элементов  $j$ -го типа;

$\tau_{ij}$  - время восстановления элемента  $j$ -го типа.

Среднее время восстановления является достаточно наглядной количественной характеристикой надежности, позволяющей оценивать ремонтпригодность системы или элемента, рассчитанных на длительное использование. Для снижения влияния субъективного фактора при оценке ремонтпригодности систем электроснабжения необходимо обобщать данные большего количества однотипных систем, обслуживаемых различным персоналом.

**Коэффициент готовности**  $k_\Gamma$  – вероятность того, что система будет работоспособна в произвольно выбранный момент времени. Статистически он определяется отношением суммарного времени пребывания системы в работоспособном состоянии к общему времени безотказной работы и вынужденных простоев системы, взятых за один и тот же календарный срок:

$$k_\Gamma = \frac{t_p}{t_p + t_\Pi} = \frac{\sum_{i=1}^r t_{Pi}}{\sum_{i=1}^r t_{Pi} + \sum_{i=1}^r t_{\Pi i}}, \quad (2.17)$$

где  $t_p$  - время пребывания системы в работоспособном состоянии;

$t_\Pi$  - время вынужденного простоя;

$r$  - число перерывов в работе за выбранный календарный срок, включая отказы и остановки для проведения профилактики.

В суммарное время вынужденного простоя включается время, необходимое для обнаружения и устранения отказов и пуска системы в работу, время простоя из-за отсутствия запасных частей, время

профилактических работ. При этом не следует учитывать время простоев на проведение плановых ремонтов и технического обслуживания.

При порядке обслуживания, предусматривающем немедленное начало восстановления отказавшей системы, время вынужденного простоя  $t_{\Pi i}$  будет эквивалентно времени восстановления системы  $\tau_i$  и коэффициент готовности определится выражением:

$$k_{\Gamma} = \frac{\sum_{i=1}^r t_{P_i}}{\sum_{i=1}^r t_{P_i} + \sum_{i=1}^r \tau_i}. \quad (2.18)$$

Разделив числитель и знаменатель выражения (2.18) на число отказов  $\Gamma_i$ , происшедших за рассматриваемый период, получим

$$k_{\Gamma} = \frac{T_0}{T_0 + T_B}. \quad (2.19)$$

Коэффициент готовности является важным показателем надежности систем, так как характеризует готовность их к работе, позволяет оценить эксплуатационные качества систем, квалификацию обслуживающего персонала и т.д. Недостатком коэффициента готовности как количественной характеристики надежности является то, что по его величине невозможно судить о времени безотказной работы системы.

**Коэффициент вынужденного простоя** определяется как вероятность того, что система в данный момент неработоспособна. Статистически он определяется как отношение времени вынужденного простоя к общему времени безотказной работы и вынужденных простоев системы, взятых за один и тот же календарный срок:

$$k_{\Pi} = \frac{T_B}{T_0 + T_B} \quad (2.20)$$

При сравнении выражений (6.19) и (6.20) видно что коэффициент вынужденного простоя и коэффициент готовности связаны между собой зависимостью

$$k_{\Pi} = 1 - k_{\Gamma} . \quad (2.21)$$

Поскольку коэффициент вынужденного простоя является производным от коэффициента готовности, то он обладает всеми достоинствами и недостатками этого показателя надежности.

**Коэффициент отказов**  $k_0$  определяется отношением числа отказов системы из-за выхода из строя данного типа элементов к общему числу отказов системы:

$$k_0 = r_i / r , \quad (2.22)$$

где  $r_i$  – число отказов системы из-за элементов  $i$ –го типа за определенный промежуток времени;

$r$  – общее число отказов системы за тот же промежуток времени.

При одновременном испытании  $N$  однотипных систем

$$k_0 = \frac{\sum_{j=1}^N r_{ij}}{\sum_{i=1}^N r_j} , \quad (2.23)$$

где  $r_{ij}$  – число отказов в  $j$ -й системе, вызванных отказами элементов  $i$ -го типа за определенный промежуток времени;

$r_j$  – общее число отказов  $j$ -й системы за тот же промежуток времени.

Выражения (2.22) и (2.23) являются статистическими определениями коэффициента отказа элементов. В вероятностном смысле этот коэффициент следует понимать как вероятность того, что в течение времени  $t$  в системе произойдет отказ из-за отказов элемента  $i$ –го типа.

Коэффициент отказов элементов имеет следующее очевидное свойство:

$$\sum_{i=1}^n k_{oi} = 1 , \quad (2.24)$$

где  $n$  – число типов элементов в системе.

Этот показатель надежности имеет ряд достоинств. Коэффициент отказов позволяет выделить из общего числа отказы отдельных элементов системы и, следовательно, определить надежность каких элементов является недостаточной. Коэффициент отказов может быть выражен сравнительно легко через другие показатели надежности.

**Коэффициент относительного простоя**  $k_{оп}$  - отношение времени простоя системы из-за отказов  $i$ -го элемента к общему времени простоя системы.

Коэффициент относительного простоя определяется по формуле

$$k_{оп} = \frac{r_i T_{Vi}}{r T_B} = k_o \frac{T_{Vi}}{T_B}, \quad (2.25)$$

где  $T_{Vi}$  – среднее время восстановления  $i$ -го элемента;

$T_B$  – среднее время восстановления системы.

В отличие от коэффициента отказов, коэффициент относительного простоя является более полным, так как он учитывает величину времени восстановления.

Следует отметить, что рассмотренные коэффициенты надежности  $k_r, k_{п}, k_o, k_{оп}$ , могут выражаться не только в долях единицы, но и в процентах.

## 2.3 Математический аппарат теории надежности

**2.3.1 Понятие случайной величины.** Процесс возникновения отказов систем электроснабжения промышленных предприятий и составляющих их элементов носит случайный характер. Поэтому исследования надежности основаны на применении теории вероятностей и математической статистики.

Важным в теории вероятностей является понятие случайной величины, т. е. величины, которая в результате опыта может принимать то или иное неизвестное заранее значение.

Случайные величины могут быть дискретными и непрерывными. Примером дискретной случайной величины может явиться количество отказов системы электроснабжения за месяц ее работы. Количество отказов принимает дискретное значение 0, 1, 2, 3, ...

Случайные величины, возможные значения которых непрерывно заполняют некоторый промежуток, называются

непрерывными. Например, время наработки на отказ элемента, длительность простоя системы электроснабжения из-за отказа элемента и т. д.

В результате опытов или наблюдений случайные величины получают конкретные значения. Если в точности будет указано, какой вероятностью обладает каждое из событий появления конкретных значений случайной величины, то случайная величина будет полностью описана с вероятностной точки зрения.

Соотношение, устанавливающее связь между возможными значениями случайной величины и соответствующими им вероятностями, называются законами распределения случайной величины.

Наиболее простой формой задания закона распределения дискретных случайных величин является ряд распределения. Ряд распределения может быть представлен графически – в виде полигона распределения (рисунок 24) или в виде таблицы:

$x_i$	$x_1$	$x_1$	$x_1$	...	$x_{n-1}$	$x_n$
$p_i$	$p_1$	$p_2$	$p_3$	...	$p_{n-1}$	$p_n$

Здесь  $x_i$  – возможные значения случайной величины  $x$ , а  $p_i$  – соответствующие им вероятности.



Рисунок 24 – Полигон распределения

Полной и универсальной формой задания закона распределения случайной величины является функция распределения, называемая также интегральной функцией распределения или интегральным законом распределения.

Так как для непрерывной случайной величины невозможно перечислить все возможные ее значения, то для количественной характеристики непрерывного распределения пользуются не вероятностью события  $X = x$ , а вероятностью события  $X < x$ , называемой функцией распределения  $F(x)$  случайной величины  $x$ :

$$F(x) = P(X < x). \quad (2.26)$$

График функции распределения является неубывающей функцией своего аргумента, значения которой изменяются от 0 до 1 (рисунок 25).

Для дискретных случайных величин функция распределения имеет вид:

$$F(x) = \sum P(X = x). \quad (2.27)$$

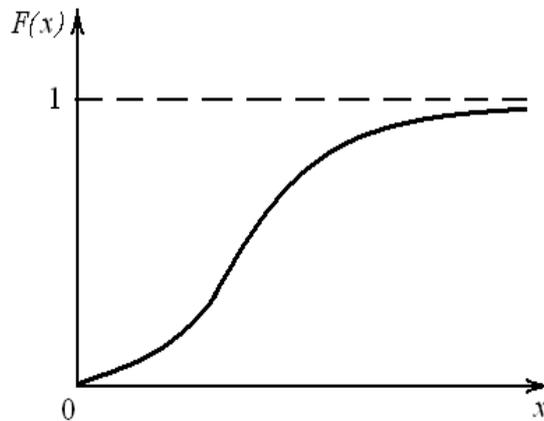


Рисунок 25 – График функции распределения непрерывной случайной величины

В выражении (2.27) суммирование распространяется на все значения  $x_i$ , меньшие  $x$ . При прохождении текущей переменной через какое-нибудь из

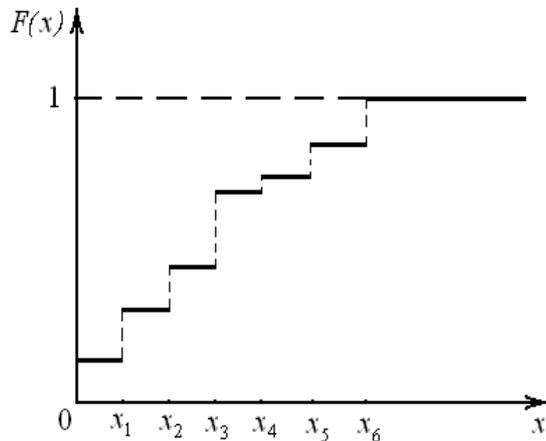


Рисунок 26 – График функции распределения дискретной случайной величины

возможных значений дискретной величины  $x$ , функция распределения меняется скачкообразно (рисунок 26), величина скачка равна  $P(X = x)$ . Сумма всех возможных скачков функции  $F(x)$  равна единице.

Для характеристики непрерывных случайных величин наряду с функцией распределения широко используется плотность вероятности  $f(x)$ , называемая также дифференциальным законом распределения и представляющая собой производную от функции распределения:

$$f(x) = F'(x). \quad (2.28)$$

Графически функция плотности распределения представляется гистограммой (рисунок 27), которая строится следующим образом. Над

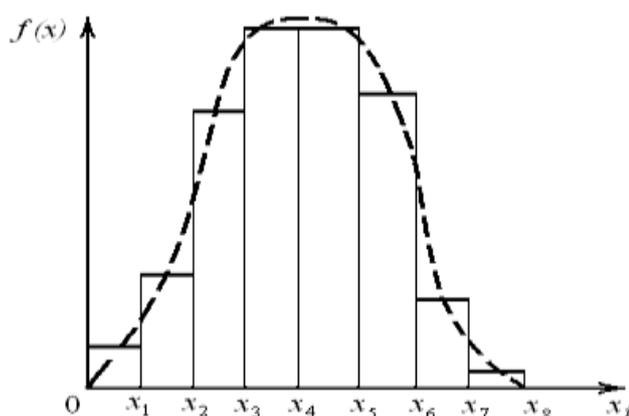


Рисунок 27 – Гистограмма плотности распределения

каждым отрезком оси абсцисс, изображающим интервал значений случайной величины, строится прямоугольник, высота которого пропорциональна плотности вероятности  $f(x)$ . При уменьшении величины каждого интервала гистограмма будет приближаться к некоторой плавной кривой, соответствующей графику плотности распределения случайной величины  $x$  (рисунок 28).

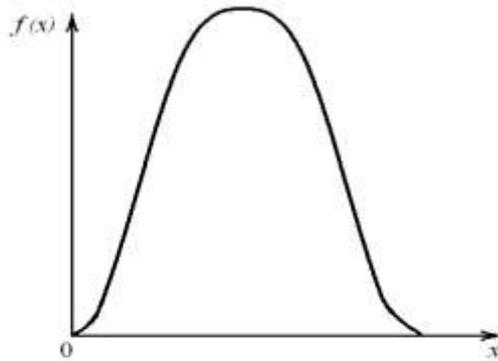


Рисунок 28 – Кривая плотности распределения

Интеграл от плотности распределения  $\int_{-\infty}^{\infty} f(x)dx = 1$ , т. е.

площадь, ограниченная кривой распределения и осью абсцисс, равна единице.

**2.3.2 Законы распределения случайных величин.** При исследовании надежности работы технических устройств необходимым является решение вопроса об установлении законов распределения случайных величин (наработки на отказ и времени восстановления) и соответствия их теоретическим законам. Так как закон распределения наработки на отказ и времени восстановления позволяет достаточно просто определить все основные количественные оценки надежности, то он является важнейшей характеристикой потока отказов.

При исследовании надежности электроснабжения промышленных предприятий представляют интерес следующие теоретические законы: экспоненциальный, нормальный, Пуассона, распределение Вейбулла.

Экспоненциальный закон надежности применяется для анализа сложных систем, прошедших период “приработки”, а также для систем, работающих в тяжелых условиях под воздействием механических нагрузок и климата. В большинстве случаев экспоненциальный закон характерен для внезапных отказов и часто применяется при исследовании надежности.

При экспоненциальном распределении наработки между отказами интенсивность потока отказов совпадает с параметром потока, причем  $\lambda = \text{const}$ . Независимость параметра потока отказов во времени является важнейшей особенностью экспоненциального закона.

При экспоненциальном законе имеют место следующие зависимости между основными количественными оценками надежности

$$\left. \begin{aligned} P(t) &= e^{-\int_0^t \lambda(t) dt} = e^{-\lambda t}; \\ Q(t) &= 1 - e^{-\lambda t}; \\ f(t) &= \lambda \cdot e^{-\lambda t}; \\ T_o &= \int_0^{\infty} e^{-\lambda t} dt = \frac{1}{\lambda}. \end{aligned} \right\} \quad (2.29)$$

Вид основных характеристик надежности для экспоненциального закона распределения приведен на рисунках 29, 30, 31.

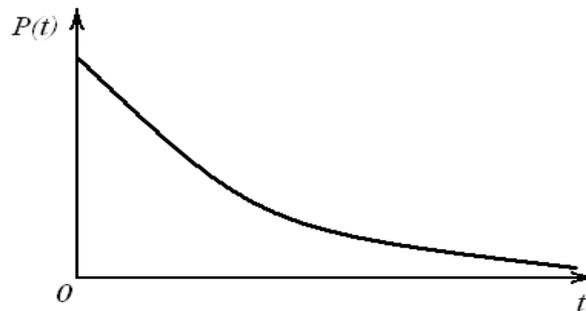


Рисунок 29 – Зависимость  $P(t)$  для экспоненциального закона

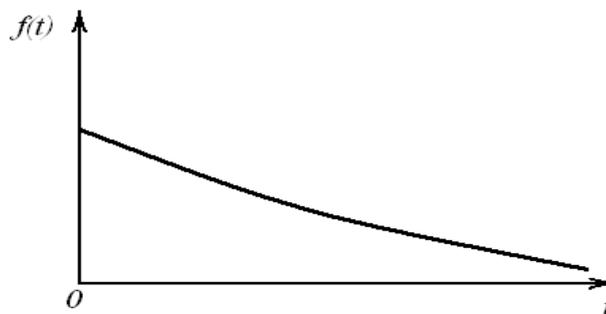


Рисунок 30 – Зависимость  $f(t)$  для экспоненциального закона

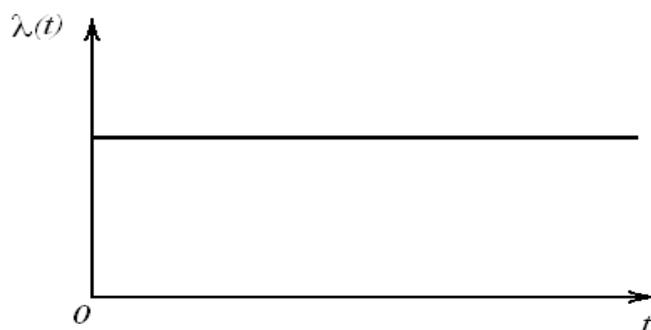


Рисунок 31 – Зависимость  $\lambda(t)$  для экспоненциального закона

Необходимо отметить, что при экспоненциальном законе надежности математическое ожидание и среднее квадратическое отклонение совпадают с параметром закона.

Это обстоятельство на практике часто используется для проверки гипотезы о существовании экспоненциального закона надежности. Для этого из статистических данных об отказах технических устройств определяются среднее значение параметра потока отказов и среднее квадратическое отклонение. Их равенство является доказательством правдоподобия принятой гипотезы. Существенное отличие этих величин означает, что экспоненциальный закон несправедлив и пользоваться формулой (2.29) нельзя.

При экспоненциальном законе основные коэффициенты надежности будут выражаться следующими формулами

а) коэффициент готовности

$$k_r = \frac{1}{1 + \lambda T_B};$$

б) коэффициент вынужденного простоя

$$k_n = \frac{\lambda T_B}{1 + \lambda T_B};$$

в) коэффициент отказов элементов

$$k_o = N_i \frac{\lambda_i}{\lambda};$$

г) коэффициент относительного простоя

$$k_{o.n} = k_o \frac{T_{Bi}}{T_B}$$

Нормальный закон распределения применяется при постепенном изменении параметров системы или в том случае, когда доля внезапных отказов весьма мала, т.е. для систем, работающих в благоприятных условиях эксплуатации. Следовательно, нормальный закон безотказности характерен для постепенных отказов.

Плотность нормального распределения имеет следующий вид

$$f(t) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} \cdot e^{-\frac{(t-T_0)^2}{2\sigma^2}}, \quad (2.30)$$

где  $T_0$ ,  $\sigma$  – параметры закона распределения, т.е. среднее значение (математическое ожидание) и среднее квадратическое отклонение времени между отказами.

При нормальном законе распределения все рассеивание случайных величин практически (с точностью до долей процента) укладывается на участке  $3\sigma$  в обе стороны от математического ожидания  $T_0$ .

Вероятность безотказной работы в течение требуемого времени  $t$  рассчитывается по формуле

$$P(t) = 0,5 + \frac{1}{2 \cdot \pi} \int_0^z e^{-\frac{z^2}{2}} dz, \quad (2.31)$$

где  $\Phi(z) = \frac{1}{2 \cdot \pi} \int_0^z e^{-\frac{z^2}{2}} dz$  носит название функции Лапласа или интеграла вероятностей.

В функции  $\Phi(z)$  величина  $z = (T_0 - t)/\sigma$ , поэтому выражение (2.31) можно записать в виде

$$P(t) = 0,5 + \Phi\left(\frac{T_0 - t}{\sigma}\right). \quad (2.32)$$

Функция  $\Phi(z)$  является нечетной функцией, то есть  $\Phi(-z) = -\Phi(z)$ . Для нахождения этой функции в зависимости от величин  $z$

имеются специальные таблицы [7, 8, 9].

Параметр потока отказов  $\lambda(t)$  при нормальном распределении определяется по следующей формуле

$$\lambda(t) = \frac{e^{-\frac{(t-T_0)^2}{2\cdot\sigma^2}}}{\sqrt{2\cdot\pi}\cdot\sigma\cdot F\left(\frac{T_0-t}{\sigma}\right)}. \quad (2.33)$$

Вид основных характеристик надежности для нормального закона распределения приведен на рисунках 32, 33, 34.

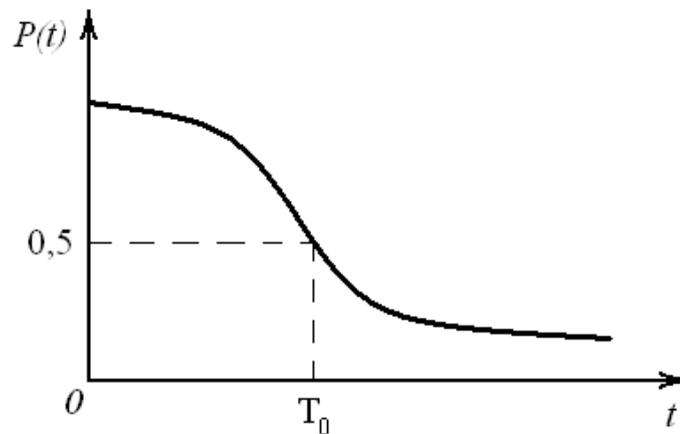


Рисунок 32 – Зависимость  $P(t)$  для нормального закона

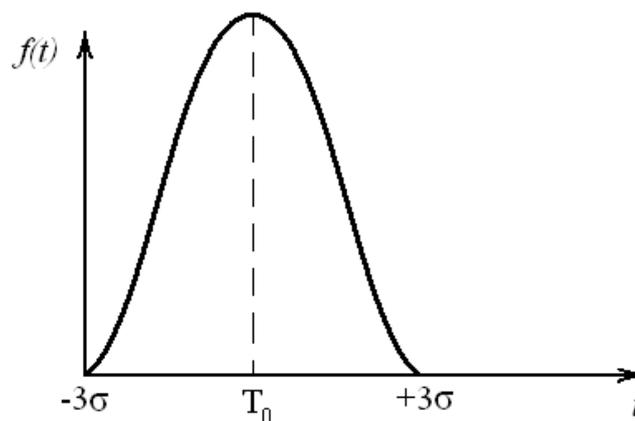


Рисунок 33 – Зависимость  $f(t)$  для нормального закона

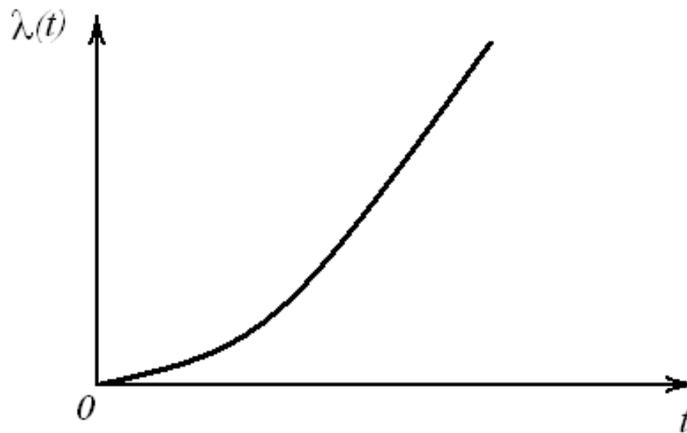


Рисунок 34 – Зависимость  $\lambda(t)$  для нормального закона

Из рисунка видно, что параметр потока отказов увеличивается с течением времени. Это означает, что поток отказов не является стационарным и имеет место старение элементов. В области малых значений  $t$  постепенные отказы несущественно влияют на надежность, вследствие чего вероятность безотказной работы уменьшается незначительно. При длительной эксплуатации системы, в которой наблюдаются постепенные отказы, ее надежность быстро снижается.

Распределение Пуассона довольно часто используется при исследовании надежности систем, для которых поток отказов является простейшим. В качестве случайной величины, принимающей только целые и положительные значения, рассматривается число отказов  $r$ , приходящихся на интервал времени  $t$ . Эта величина подчиняется распределению Пуассона, если вероятность того, что она примет значение  $r$ , находится по уравнению

$$P(r) = \frac{a^r}{r!} \cdot e^{-a}, \quad (2.34)$$

где  $P(r)$  – вероятность появления числа отказов в заданном интервале времени  $t$ ;

$a$  – среднее число отказов, приходящихся на интервал времени  $t$  (математическое ожидание).

Если число отказов в единицу времени постоянно, то формулу (2.34) можно переписать в следующем виде

$$P(r) = \frac{1}{r!} \cdot \left(\frac{t}{T}\right)^r \cdot e^{-\frac{t}{T}}, \quad (2.35)$$

где  $t$  – время, для которого определяется вероятность появления  $r$  отказов в системе;

$T$  – среднее время работы системы между двумя отказами.

На основании уравнения (2.35) можно вычислить вероятность появления в системе любого числа отказов от  $r = 0$  до  $r = \infty$  для заданного значения относительного времени  $t/T$ .

В соответствии с теоремой сложения вероятностей выражение  $\sum_{r=0}^{\infty} P(r) = 1$  рассматривается как сумма вероятностей полной группы несовместных событий. Тогда, задаваясь значениями  $r = 0, 1, 2, 3$  и т.д., выражение (2.35) можно представить в виде бесконечного ряда, сумма которого равна единице, т.е.

$$1 = e^{-\frac{t}{T}} + \frac{t}{T} \cdot e^{-\frac{t}{T}} + \frac{1}{2} \cdot \left(\frac{t}{T}\right)^2 \cdot e^{-\frac{t}{T}} + \dots \quad (2.36)$$

Каждый из членов ряда определяет вероятность соответствующего числа отказов. Так, первый член этого выражения определяет вероятность отсутствия числа отказов за время  $t$ , т.е.  $P(t) = e^{-\frac{t}{T}}$ . Следовательно, экспоненциальный закон надежности можно получить как частный случай распределения Пуассона при  $r = 0$ . Второй член выражения (2.36) определяет вероятность того, что за время  $t$  произойдет только один отказ и т.д.

На рисунке 35 представлены кривые распределения Пуассона для различного рода отказов. Каждая из этих кривых представляет собой вероятность возникновения определенного числа отказов  $r$  за различное относительное время  $t/T$ .

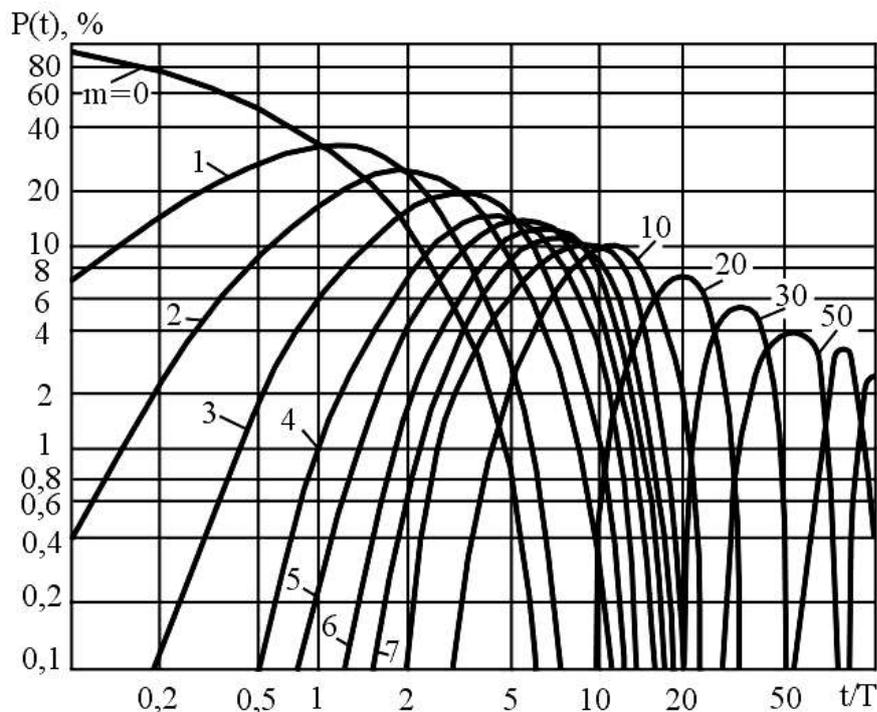


Рисунок 35 – Кривые распределения Пуассона для различного числа отказов

Приведенные кривые очень удобны для практического применения. Пусть система испытывается в течение времени  $t = T$ . Из рисунка 35 видно, что вероятность отсутствия отказов  $P(0) = 37\%$ , вероятность появления одного отказа  $P(1) = 37\%$ , двух отказов  $P(2) = 18\%$ , трех  $P(3) = 6\%$  и т.д.

Пользуясь кривыми рисунка 35, можно также определить вероятность появления числа отказов при различной длительности испытаний. Пусть система имеет известное время  $T = 200$  ч. Если длительность испытания  $t = 100$  ч, то  $t/T = 0,5$ . Тогда вероятность того, что в системе не произойдет ни одного отказа составляет 55%, один отказ – 30%, два отказа – 9%, три отказа – меньше 2%.

Необходимо отметить, что для распределения Пуассона математическое ожидание случайной величины совпадает с дисперсией, т.е.

$$a = \sigma^2(r). \quad (2.37)$$

Это обстоятельство может служить в качестве ориентировочной оценки и возможности аппроксимации статических данных об отказах системы законом Пуассона.

Распределение Вейбулла находит широкое применение для

аппроксимации статистических данных о времени восстановления. Это распределение может быть использовано также в качестве характеристики надежности систем в течение времени их приработки.

Случайная положительная величина имеет распределение Вейбулла, если ее функция распределения записывается в виде

$$F(t) = 1 - \exp\left[-\left(\frac{t}{a}\right)^b\right], \quad (2.38)$$

где  $a$  и  $b$  – положительные числа.

Отсюда

$$P(t) = 1 - F(t) = \exp\left[-\left(\frac{t}{a}\right)^b\right]. \quad (2.39)$$

Из формул (2.38) и (2.39) видно, что распределение Вейбулла, в отличие от экспоненциального, содержит два параметра  $a$  и  $b$ .

При значениях  $b < 1$  функция (2.39) применима для элементов, у которых быстро наступает износ.

При  $b = 1$  распределение Вейбулла превращается в экспоненциальное.

Для плотности вероятности справедливо уравнение

$$f(t) = \frac{b}{a} \cdot \left(\frac{t}{a}\right)^{b-1} \cdot \exp\left[-\left(\frac{t}{a}\right)^b\right]. \quad (2.40)$$

Из выражений (2.39) и (2.40) получаем

$$\lambda(t) = \frac{f(t)}{P(t)} = \frac{b}{a} \cdot \left(\frac{t}{a}\right)^{b-1}. \quad (2.41)$$

Вид основных количественных характеристик надежности для распределения Вейбулла приведен на рисунках 36, 37, 38.

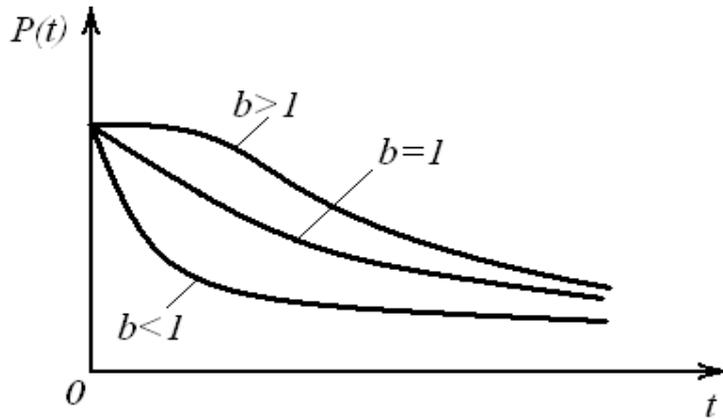


Рисунок 36 – Зависимость  $P(t)$  для распределения Вейбулла

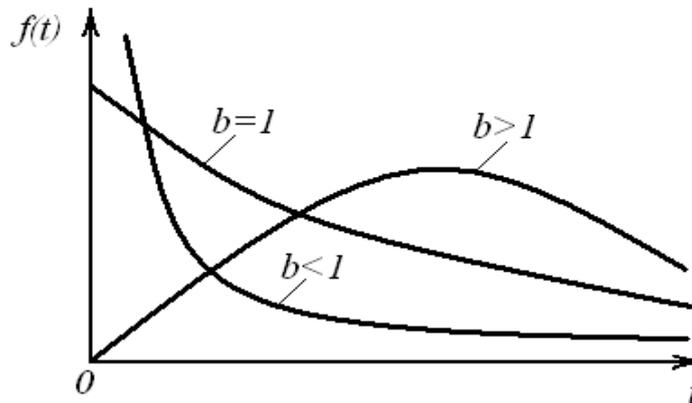


Рисунок 37 – Зависимость  $f(t)$  для распределения Вейбулла

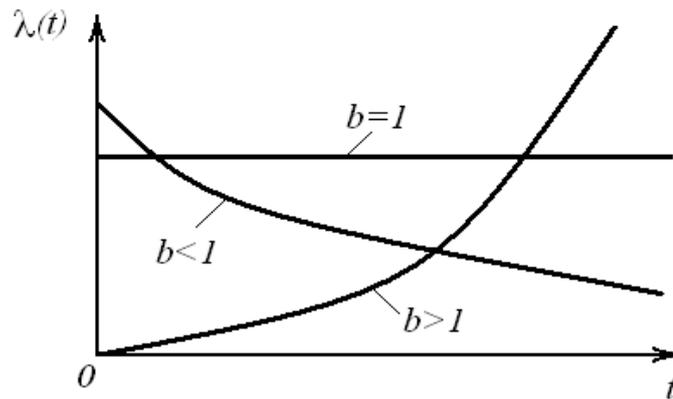


Рисунок 38 – Зависимость  $\lambda(t)$  для распределения Вейбулла

Для определения среднего времени восстановления  $T_B$  (наработки на отказ  $T_0$ ) и среднего квадратического отклонения величины  $T_B(T_0)$  справедливы формулы

$$T_B = a \cdot K_b; \quad (2.42)$$

$$\sigma(T_B) = a \cdot C_b, \quad (2.43)$$

$$\text{где } K_b = \Gamma\left(1 + \frac{1}{b}\right); \quad (2.44)$$

$$C_b^2 = \Gamma\left(1 + \frac{2}{b}\right) - K_b^2. \quad (2.45)$$

$\Gamma\left(1 + \frac{1}{b}\right)$  - гамма-функция, значения которой табулированы [4, 5, 6].

Коэффициент вариации  $v(t)$ , определяемый отношением среднего квадратичного отклонения случайной величины к его математическому ожиданию, для распределения Вейбулла равен

$$v(t) = \frac{C_b}{K_b}. \quad (2.46)$$

Определение основных количественных характеристик надежности для распределения Вейбулла производится следующим образом. Поскольку распределение полностью определяется параметрами  $a$  и  $b$ , расчет следует начинать с их определения. Исходными данными являются экспериментальные значения времени восстановления каждого элемента системы. По статистическим данным определяются значения среднего времени восстановления (см. (2.15)) и его квадратического отклонения по формуле

$$\sigma_{T_B} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^r (\tau_i - T_B)^2}{r-1}}. \quad (2.47)$$

По опытным значениям  $T_B$  и  $\sigma_{T_B}$  определяется коэффициент вариации. По данным таблиц [4,5,6] определяется величина искомого параметра  $b$ , коэффициентов  $K_b$  и  $C_b$ . Второй параметр  $a$  вычисляется по формуле (2.42) или (2.43), в которую подставляются уже известные значения  $T_B$  и  $\sigma_{T_B}$ . Найденные значения параметров  $a$  и  $b$  позволяют определить основные количественные характеристики надежности для распределения Вейбулла.

## 2.4 Определение показателей надежности систем электроснабжения при различных схемах соединения

**2.4.1 Последовательное соединение из N восстанавливаемых элементов.** Здесь следует отметить, что предлагаемые формулы, по которым определяются количественные характеристики показателей надежности систем электроснабжения, соответствуют экспоненциальному закону распределения случайных величин.

Пусть система электроснабжения состоит из N последовательно соединенных элементов (рисунок 39).

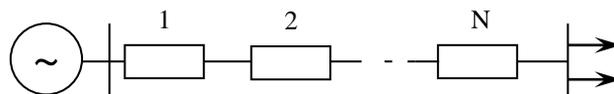


Рисунок 39

Средняя вероятность безотказной работы системы

$$P_C(t) = \prod_{i=1}^N P_i(t).$$

Средняя вероятность отказового состояния системы

$$Q_C(t) = 1 - \prod_{i=1}^N P_i(t),$$

$$Q_C(t) = \sum_{i=1}^N Q_i = \sum_{i=1}^N \lambda_i T_{Bi}.$$

Интенсивность (параметр потока) отказов системы

$$\lambda_C(t) = \sum_{i=1}^N \lambda_i(t).$$

Среднее время безотказной работы или наработка на отказ системы

$$T_C = \frac{1}{\lambda_C}.$$

Среднее время восстановления системы

$$T_{BC} = \frac{Q_C}{\lambda_C} = \frac{\sum_{i=1}^N \lambda_i T_{Bi}}{\sum_{i=1}^N \lambda_i}.$$

Если все элементы системы одинаковы  $T_{Bi} = T_{Bj} = T_B$ ;  $\lambda_i = \lambda_j = \lambda$ , то:

$$T_{BC} = T_B.$$

Если учитываются преднамеренные отключения элементов с параметром потока  $\omega_{\Pi i}$  и средним временем  $T_{\Pi i}$ , то интенсивность отказов и вероятность отказа системы определяются выражениями:

$$\lambda_C(t) = \sum_{i=1}^N \lambda_i(t) + \omega_{\Pi \text{инб}};$$

$$Q_C(t) = \sum \lambda_i T_{Bi} + (\omega_{\Pi i} T_{\Pi i})_{\text{нб}},$$

где  $\omega_{\Pi \text{инб}}$  и  $(\omega_{\Pi i} T_{\Pi i})_{\text{нб}}$  - соответственно наибольшие значения параметра потока и вероятности преднамеренных отключений.

**2.4.2 Параллельное соединение из N восстанавливаемых элементов.** Пусть система электроснабжения состоит из N параллельно соединенных элементов (рисунок 40)

Под отказом системы понимается отсутствие напряжения на шинах рассматриваемого узла нагрузки, т.е. не учитывается ограничение по пропускной способности элементов

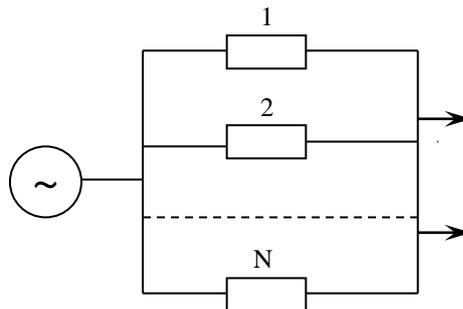


Рисунок 40

Вероятность безотказной работы системы

$$P_C(t) = 1 - \prod_{i=1}^N Q_i(t).$$

Вероятность отказа системы

$$Q_C(t) = \prod_{i=1}^N Q_i(t).$$

Интенсивность (параметр потока) отказов системы

$$\lambda_C(t) = \sum_{i=1}^N \lambda_i \prod_{j=1, j \neq i}^{N-1} \lambda_j T_{Bj}.$$

Среднее время безотказной работы (наработка на отказ) системы

$$T_C = \left( \sum_{i=1}^N \lambda_i \prod_{j=1, j \neq i}^{N-1} \lambda_j T_{Bj} \right)^{-1}.$$

Среднее время восстановления системы

$$T_{BC} = \frac{\prod_{i=1}^N \lambda_i T_{Bi}}{\sum_{i=1}^N \lambda_i \prod_{j=1, j \neq i}^{N-1} \lambda_j T_{Bj}} = \frac{Q_C(t)}{\lambda_C(t)}.$$

Если учитываются преднамеренные отключения с параметром потока  $\omega_{\Pi i}$  и средним временем  $T_{\Pi i}$ , то интенсивность отказа системы

$$\lambda_C(t) = \sum_{i=1}^N \lambda_i \prod_{j=1, j \neq i}^{N-1} \lambda_j T_{Bj} + \omega_{\Pi i} K_{\Pi i} \prod_{j=1, j \neq i}^{N-1} \lambda_j T_{Bj},$$

$$\text{где } K_{\Pi i} = 1 - e^{-\frac{T_{\Pi}}{T_{\text{Э}i}}}; \quad T_{\text{Э}i} = \frac{\prod_{j=1, j \neq i}^{N-1} \lambda_j T_{\text{B}j}}{\sum_{j=1, j \neq i}^{N-1} \lambda_j \prod_{k=1, k \neq j \neq i}^{N-2} \lambda_k T_{\text{B}k}}.$$

Вероятность отказа системы с учетом преднамеренных отключений определится из выражения:

$$Q_C = \prod_{i=1}^N \lambda_i T_{\text{B}i} + \sum_{i=1}^N K_{\Pi i} \omega_{\Pi i} T_{\Pi i} \prod_{j=1, j \neq i}^{N-1} \lambda_j T_{\text{B}j}.$$

## 2.5 Примеры расчета показателей надежности систем электроснабжения

В заключении рассмотрим несколько примеров расчета параметров надежности восстанавливаемых систем электроснабжения.

**Задача 1.** Система электроснабжения состоит из повышающего трансформатора  $T_1$ , линии электропередачи  $L$  и понижающего трансформатора  $T_2$  (рисунок 41).

Определить параметр потока отказов системы, среднюю вероятность отказа, среднее время восстановления (преднамеренные отключения не учитываются).

Дано:

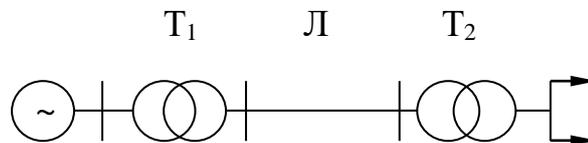


Рисунок 41 – Система электроснабжения

	$T_1$	$L$	$T_2$
$\lambda_i \left( \frac{1}{\text{ГОД}} \right)$	0,02	012	0,125
$T_{\text{B}i} \text{ (час)}$	520	10	300

**Решение.**

Интенсивность (параметр потока) отказов системы:

$$\lambda_C = \lambda_{T1} + \lambda_{Л} + \lambda_{T2} = 0,02 + 0,12 + 0,025 = 0,165 \frac{1}{год}.$$

Средняя вероятность отказа:

$$\begin{aligned} Q_C &= Q_{T1} + Q_{Л} + Q_{T2} = \lambda_{T1} T_{BT1} + \lambda_{Л} T_{ВЛ} + \lambda_{T2} T_{BT2} = \\ &= (0,02 \cdot 520 + 0,12 \cdot 10 + 0,025 \cdot 300) \frac{1}{8760} = 2,18 \cdot 10^{-3} \end{aligned}$$

Среднее время восстановления

$$T_{BC} = \frac{Q_C}{\lambda_C} = \frac{2,18 \cdot 10^{-3}}{0,165} = 13,2 \cdot 10^{-3} год,$$

или  $T_{BC} = 115,5$  час.

**Задача 2.** Определить параметр потока отказов системы, среднюю вероятность отказа и время восстановления, если потребитель электроэнергии (ПЭ) получает питание по двум параллельным линиям электропередачи (рисунок 42).

Дано:

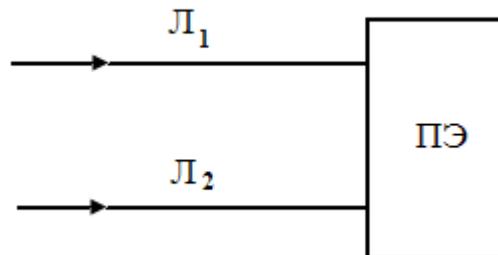


Рисунок 42

	Л <sub>1</sub>	Л <sub>2</sub>
$\lambda_i \left( \frac{1}{год} \right)$	0,03	0,04
$T_{Bi} (час)$	12	8

Интенсивность (параметр потока) отказов системы:

$$\lambda_C = \lambda_{Л1} Q_{Л2} + \lambda_{Л2} Q_{Л1} = \lambda_{Л1} \lambda_{Л2} T_{B2} + \lambda_{Л2} \lambda_{Л1} T_{B1} =$$

$$\lambda_{Л1} \lambda_{Л2} (T_{В1} + T_{В2}) = 0.03 \cdot 0.04 (12 + 8) \frac{1}{8760} = 2,74 \cdot 10^{-6} \text{ 1/год}.$$

Средняя вероятность отказа системы:

$$Q_C = Q_{Л1} Q_{Л2} = \lambda_{Л1} \lambda_{Л2} T_{ВЛ1} T_{ВЛ2} = 0,03 \cdot 0,04 \cdot 12 \cdot 8 \cdot \frac{1}{8760} = 0,15 \cdot 10^{-8}.$$

Среднее время восстановления:

$$T_{BC} = \frac{Q_C}{\lambda_C} = \frac{0,15 \cdot 10^{-8}}{2,74 \cdot 10^{-6}} \cdot 8760 = 4,8 \text{ час}.$$

**Задача 3.** Решить предыдущую задачу при условии, что параметр потока преднамеренных отключений первой линии  $\omega_{П1} = 0,3 \text{ 1/год}$ ,  $T_{П1} = 40 \text{ час}$ , а второй линии  $\omega_{П2} = 0,4 \text{ 1/год}$ ,  $T_{П2} = 25 \text{ час}$ .

Предварительно определяем коэффициенты  $K_{П1}$  и  $K_{П2}$ :

$$K_{П1} = 1 - e^{-\frac{T_{П1}}{T_{В2}}} = 1 - e^{-\frac{40}{8}} = 0,9933.$$

$$K_{П2} = 1 - e^{-\frac{T_{П2}}{T_{В1}}} = 1 - e^{-\frac{25}{12}} = 0,8763.$$

$$\lambda_C = \sum_{i=1}^N \lambda_i \prod_{j=1, j \neq i}^{N-1} \lambda_j T_{Вj} + \omega_{П1} K_{П1} \prod_{j=1, j \neq 1}^{N-1} \lambda_j T_{Вj} =$$

$$= \lambda_{Л1} \lambda_{Л2} T_{ВЛ2} + \lambda_{Л2} \lambda_{Л1} T_{ВЛ1} + \omega_{Л1} K_{П1} \lambda_{Л2} T_{ВЛ2} + \omega_{Л2} K_{П2} \lambda_{Л1} T_{ВЛ1} =$$

$$= 2,74 \cdot 10^{-6} + (0,9933 \cdot 0,3 \cdot 0,04 \cdot 8 + 0,8763 \cdot 0,4 \cdot 0,03 \cdot 12) \frac{1}{8760} = 27,94 \cdot 10^{-6} \frac{1}{\text{год}}.$$

Средняя вероятность отказа системы:

$$Q_C = Q_{Л1} Q_{Л2} + K_{П1} Q_{Л1} Q_{Л2} + K_{П2} Q_{Л2} Q_{Л1} =$$

$$\begin{aligned}
&= 0,15 \cdot 10^{-8} + (0,9933 \cdot 0,3 \cdot 40 \cdot 0,04 \cdot 8 + 0,8763 \cdot 0,4 \cdot 25 \cdot 0,03 \cdot 12) \frac{1}{8760^2} = \\
&= 0,15 \cdot 10^{-8} + 0,91 \cdot 10^{-7} = 0,925 \cdot 10^{-7}.
\end{aligned}$$

Среднее время восстановления системы:

$$T_{\text{BC}} = \frac{Q_{\text{C}}}{\lambda_{\text{C}}} = \frac{0,925 \cdot 10^{-7}}{27,94 \cdot 10^{-6}} = 3,31 \cdot 10^{-3} \text{ год.} = 29 \text{ час.}$$

Учет преднамеренных отключений элементов резервированных систем существенно увеличивает  $\lambda_{\text{C}}$  и  $T_{\text{BC}}$ .

## Литература

- 1 ГОСТ 13109-97 Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего пользования. — М., 1997. — 110 с.
- 2 Маркушевич Н.С., Солдаткина Л.А. Качество напряжения в городских электрических сетях. — М. : Энергия, 1975. — 256 с.
- 3 Идельчик В.И. Электрические системы и сети. — М. : Энергоатомиздат, 1989. — 592 с.
- 4 Белых Б.П., Заславец Б.И. Распределительные электрические сети рудных карьеров. — М. : Недра, 1978. — 240 с.
- 5 Маврицын А.М., Петров О.А. Электроснабжение угольных разрезов. — М. : Недра, 1977. — 184 с.
- 6 Фокин Ю.А. Вероятные методы в расчетах надежности систем электроснабжения. — М. : МЭИ, 1977. — 84 с.
- 7 Смирнов Н.В., Дунин-Барковский И.В. Краткий курс математической статистики для технических приложений. — М. : Физматгиз, 1959. — 436 с.
- 8 Пугачев В.С. Теория вероятностей и математическая статистика. — М. : Наука, 1979. — 496 с.
- 9 Ивашев-Мусатов О.С. Теория вероятности и математическая статистика. — М. : Наука, 1979. — 256 с.

## Содержание

Предисловие.....	3
Введение.....	4
1 Качество электрической энергии.....	5
1.1 Основные показатели качества электрической энергии ....	5
1.2 Обеспечение качества электрической энергии .....	29
2 Вопросы надежности систем электроснабжения.....	47
2.1 Общие сведения.....	47
2.2 Статистические показатели надёжности восстанавливаемых систем.....	48
2.3 Математический аппарат теории надёжности.....	58
2.4 Определение показателей надёжности при различных схемах соединения.....	73
2.5 Примеры расчета показателей надёжности систем электроснабжения.....	76
Литература.....	80