

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ УКРАИНЫ  
ГОСУДАРСТВЕННОЕ ВЫСШЕЕ УЧЕБНОЕ ЗАВЕДЕНИЕ  
«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ГОРНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»



*Г.Г. Пивняк, И.В. Жежеленко, Ю.А. Папаика*

# ***РАСЧЕТЫ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭЛЕКТРОМАГНИТНОЙ СОВМЕСТИМОСТИ***

Учебное пособие

*Днепропетровск  
НГУ  
2014*

УДК 621.317.35

ББК 31.211

ПЗ2

Рекомендовано до видання вченою радою Державного ВНЗ «НГУ» як навчальний посібник для студентів електротехнічних спеціальностей (протокол № 10 від 26.11.2014).

**Рецензенти:**

О.С. Бешта – д-р техн. наук, проф., проректор з наукової роботи Державного ВНЗ «НГУ»;

О.Б. Іванов – канд. техн. наук, проф., директор Інституту електроенергетики Державного ВНЗ «НГУ».

**Пивняк Г.Г.**

Э45 Расчеты показателей электромагнитной совместимости : учеб. пособие / Г.Г. Пивняк, И.В. Жежеленко, Ю.А. Папаика ; М-во образования и науки Украины, Нац. горн. ун-т. – Д. : НГУ, 2014. – 113 с.

ISBN 978-966-350-516-9

Рассмотрены экономические аспекты электромагнитной совместимости систем электроснабжения промышленных предприятий (дано определение электромагнитной и технологической составляющим ущерба от некачественной электроэнергии, рассчитаны дополнительные потери мощности при несимметрии, несинусоидальности и колебаниях напряжения). Рассмотрены приближенные методы определения показателей качества электроэнергии и ущербов.

Отдельная глава посвящена вероятностным методам оценки надежности электрооборудования. Материал проиллюстрирован реальными примерами из инженерной практики.

Для студентов электроэнергетических специальностей, аспирантов, научных работников в области проектирования и эксплуатации систем электроснабжения предприятий.

УДК 537.53

ББК 31.211

ISBN 978-966-350-516-9

© Г.Г. Пивняк, І.В. Жежеленко, Ю.А. Папаїка, 2014

© Державний ВНЗ «Національний гірничий університет», 2014

## *Список основных сокращений*

- ЭЭС – электроэнергетическая система  
СЭС – система электроснабжения  
АД – асинхронный электродвигатель  
СД – синхронный электродвигатель  
ВП – выпрямитель  
АТК – асинхронный тиристорный каскад  
ФКУ – фильтрокомпенсирующее устройство  
ЛЭП – линия электропередачи  
АЧХ – амплитудно-частотная характеристика  
БК – батарея конденсаторов  
ГПП – главная понизительная подстанция  
ДСП – дуговая сталеплавильная печь  
КЗ – короткое замыкание  
КЭ – качество электроэнергии  
МЭК – Международная электротехническая комиссия  
ПКЭ – показатель качества электроэнергии  
ВГ – высшие гармоники  
ЭО – электрооборудование  
ТП – трансформаторная подстанция  
ЭМС – электромагнитная совместимость  
ЭМП – электромагнитные помехи  
КЛ – кабельные линии

## СОДЕРЖАНИЕ

<b>ВВЕДЕНИЕ</b> .....	6
-----------------------	---

### Раздел 1

#### **ЭЛЕКТРОМАГНИТНАЯ СОСТАВЛЯЮЩАЯ ЭКОНОМИЧЕСКОГО УЩЕРБА**

1.1	Ущерб, обусловленный низким качеством электроэнергии.....	8
1.2	Нормативные требования к качеству электроэнергии.....	11
1.3	Влияние электромагнитных помех на системы электроснабжения...	16
1.4	Электромагнитная составляющая ущерба с учетом приведенных затрат.....	19
1.5	Относительное (по отношению к синусоидальному режиму) сокращение срока службы изоляции.....	21
1.6	Особенности расчета дополнительных потерь и снижения срока службы электрооборудования при пониженном качестве энергии...	21
1.7	Особенности расчета относительного сокращения срока службы изоляции при понижении качества электроэнергии.....	25
1.8	Особенности определения ущерба при наличии конденсаторных батареи.....	32
1.9	Дополнительные потери мощности .....	35

### Раздел 2

#### **ПОКАЗАТЕЛИ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ В ПРОМЫШЛЕННЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ**

2.1	Качество электроэнергии в системах электроснабжения угольных шахт.....	38
2.2	Качество электрической энергии в электрических сетях с печами сопротивления.....	44
2.3	Батареи конденсаторов в электрических сетях с нелинейными нагрузками.....	48
2.4	Рациональная компенсация реактивной мощности при наличии нелинейных электроприемников.....	55

### **Раздел 3**

#### **СНИЖЕНИЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАБОТЫ УСТАНОВОК ПРИ НИЗКОМ КАЧЕСТВЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ**

- 3.1 Влияние качества напряжения на работу электротехнологических установок.....67
- 3.2 Расчет технологической составляющей ущерба от нарушения качества электроснабжения.....71

### **Раздел 4**

#### **ПРИБЛИЖЕННАЯ ОЦЕНКА ЗНАЧЕНИЙ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И УЩЕРБОВ**

- 4.1 Качество электрической энергии и электромагнитные процессы в тяговых сетях.....74
- 4.2 Точность оценки значений ПКЭ.....76
- 4.3 Оценочные методы расчета показателей качества электроэнергии...78
- 4.4 Приближенная оценка ПКЭ в электрических сетях.....82
- 4.5 Определение ПКЭ в сетях прокатных станов.....87

### **Раздел 5**

#### **ВЕРОЯТНОСТНЫЕ МЕТОДЫ ОЦЕНКИ НАДЕЖНОСТИ РАБОТЫ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ**

- 5.1 Применение нормального закона распределения для оценки надежности.....94
- 5.2 Аналитические методы расчета надежности, основанные на законе Вейбулла.....97

#### **ПРИЛОЖЕНИЯ.....101**

#### **Список литературы.....111**

## **ВВЕДЕНИЕ**

Под совместимостью субъектов различных видов деятельности или процессов понимают комфортное существование каждого из них при отсутствии недопустимого влияния на другие субъекты. В системах электроснабжения электрооборудование, приборы, аппараты и другие устройства находятся в общей для них электромагнитной среде, причем любое из устройств является источником (генератором) электромагнитных помех (ЭМП), и в то же время на него воздействуют помехи, создаваемые другими источниками.

В общем случае электромагнитная помеха характеризуется как воздействие, искажающее основной сигнал и нежелательно влияющее (или могущее влиять) на него. Основной сигнал – это полезный сигнал, определяемый принципом действия электроприемника, его системы управления и защиты.

Электрическая сеть и система электроснабжения предприятия являются электромагнитной средой, в которой происходит генерирование, распространение и воздействие электромагнитных помех на электроприемники. Поэтому возникает задача их электромагнитной совместимости, под которой понимается способность электрооборудования, аппаратов и приборов нормально функционировать в электромагнитной среде, не создавая недопустимых помех для другого оборудования, функционирующего в той же среде.

Преобладающие кондуктивные электромагнитные помехи в сетях трехфазного переменного тока определяются искажениями синусоидальной формы кривых напряжения и тока, действующего значения напряжения (отклонения, колебания и несимметрия напряжения), провалами и импульсами напряжения. Значения помех принято называть показателями электромагнитной совместимости или показателями качества электроэнергии.

Качество электроэнергии – это совокупность ее свойств, определяющих воздействие на электрооборудование, приборы и аппараты и оцениваемое показателями качества электроэнергии, численно характеризующими уровни электромагнитных помех по частоте, действующему значению напряжения, форме его кривой, симметрии и импульсам напряжения. Это определение качества электроэнергии как товара соответствует понятию качества продукции как совокупности свойств, обуславливающих пригодность

продукции к удовлетворению определенных потребностей согласно показателям качества электроэнергии, которые установлены нормативными документами.

Энергосистема, предназначенная для производства, передачи, распределения электроэнергии и превращения ее в энергию других видов, содержит большее количество источников электромагнитных помех: линии электропередачи, распределительные устройства (подстанции) с коммутационными аппаратами, шинопроводы, кабели, электроприемники, технические средства автоматизации, управления, защиты и связи.

Установившиеся электромагнитные процессы, характеризуемые помехами с частотой от нескольких герц до 100 ГГц, создаются всеми энергетическими установками, воздушными и кабельными линиями электропередачи всех номинальных напряжений, устройствами, электроснабжения переменного и многофазного напряжения, выпрямительными приборами и устройствами, коллекторными и коммутационными системами электрических машин, люминесцентными лампами, коммутационными сетевыми устройствами, компьютерными системами, диатермическими устройствами, установками индукционного нагрева, сварки. устройствами радиосвязи, радиопереговорными аппаратами, системами радиоуправления, переносными телефонами и т.д.

В случае превышения нормируемых уровней электромагнитные помехи могут привести к нарушению помехоустойчивости технических средств (в частности, устройств микропроцессорной релейной защиты) на электростанциях и подстанциях.

## Раздел 1

# ЭЛЕКТРОМАГНИТНАЯ СОСТАВЛЯЮЩАЯ ЭКОНОМИЧЕСКОГО УЩЕРБА

### **1.1. Ущерб, обусловленный низким качеством электроэнергии**

По оценкам экспертов, на современном этапе развития электроэнергетики можно четко выделить две важные проблемы – качество электроэнергии (КЭ) и надежность электроснабжения, что и определяется заданной функцией электроэнергетических систем (ЭЭС) – снабжение потребителей электроэнергией в нужном количестве и требуемого качества. Стремительные изменения в структуре электропотребления, бурное развитие бизнеса, науки и техники, высоких технологий, общества в целом привели к тому, что уровень качества электроснабжения, который на протяжении многих десятилетий считался приемлемым, в настоящее время вызывает значительные убытки. Согласно исследованию, проведенному EPRI – Electric Power Research Institute (США), величина убытков, связанных с нарушением надежности электроснабжения, для американской экономики составляют 104–164 млрд дол. в год. По другим данным «низкая» надежность электроснабжения в США обходится потребителям более чем в 120 млрд дол. в год. Согласно исследованиям европейских специалистов, в мировом масштабе эта величина убытков составляет 500 млрд евро в год, т.е. 50 % от оборота в электроэнергетическом секторе, и имеет тенденцию к увеличению. Возрастание ущерба, связанное с нарушением надежности ЭЭС, подтверждается и проведенными в ряде стран исследованиями в области ущерба от недоотпуска электроэнергии.

Экономические показатели работы электрооборудования и, в ряде случаев, количество и характеристика выпускаемой продукции существенно зависят от качества электроэнергии в системах электроснабжения предприятий.

Для правильного выбора методов и средств улучшения качества электроэнергии, а также для определения экономически целесообразного уровня, до которого следует улучшать качество электроэнергии, оказывается необходимым рассчитывать экономический ущерб, вызванный электроэнергией пониженного качества. Необходимость определения ущерба возникает и при разрешении конфликтной ситуации, связанной с КЭ, между энергоснабжающей организацией и электропотребителем.

Ниже рассматриваются методы оценки электромагнитной и технологической составляющих экономического ущерба, обусловленного



пониженным качеством электроэнергии в электрических сетях промпредприятия.

Как показали исследования, экономический ущерб, обусловленный понижением качества напряжения, имеет две составляющие: электромагнитную и технологическую. Далее рассматриваем методы оценки этих составляющих. Электромагнитная составляющая в основном обусловлена изменением потерь активной мощности и в результате изменением срока службы изоляции электрооборудования. При этом ущерб, связанный с несинусоидальностью, несимметрией и колебаниями напряжения, будет равен нулю при синусоидальности и симметрии системы линейных напряжений и отсутствии колебаний напряжения в сети. Ущерб принимается также равным нулю при напряжении, равном оптимальному.

Технологическая составляющая ущерба характеризуется влиянием качества напряжения на производительность технологических установок и соответственно себестоимостью выпускаемой продукции.

При оценке электромагнитной составляющей ущерба, обусловленного отклонением напряжения, распределительная сеть предприятия представляется сопротивлениями  $r_c$  и  $x_c$ .

Отклонение напряжения в сторону отрицательных значений приводит к увеличению потребления тока электроприемниками и дополнительным потерям активной мощности в системах электроснабжения, что можно представить так:

$$\Delta P_{\text{а.доп}} = 6I\Delta I r_c.$$

Таким образом ущерб от потерь электроэнергии (электромагнитная составляющая ущерба) за год:

$$Y_{\text{Э}} = \Delta P_{\text{а.доп}} C_{\text{Э}} T_{\text{П}},$$

где  $C_{\text{Э}}$  – стоимость 1 кВт·ч электроэнергии на данном предприятии.

Электромагнитная составляющая ущерба при несинусоидальности напряжения характеризуется увеличением потерь активной мощности, увеличением потребления активной и реактивной мощностей, ускорением процесса старения изоляции электрооборудования, ограничением области применения конденсаторных батарей для повышения коэффициента мощности.

Дополнительные потери активной мощности, обусловленные несинусоидальностью напряжения,

$$\Delta P_{\Pi} = \frac{\Delta P_{\text{М.НОМ.П}}}{z_{1*}^2} \sum_{n=2}^s \frac{U_{n*}^2}{n\sqrt{n}},$$

где  $\Delta P_{\text{М.НОМ.П}}$  – номинальные потери активной мощности в токоведущих частях электрооборудования, кВт;

$z_{1*} = \frac{z_1}{z_{\text{НОМ}}}$  – относительное полное сопротивление элемента сети току основной

гармоники;

$U_{n*} = \frac{U_n}{U_{\text{Н}}}$  – относительное значение напряжения  $n$ -ой гармоники;

$n$  – число рассматриваемых гармоник напряжения.

С учетом изложенного ежегодный ущерб, обусловленный дополнительными потерями активной мощности и дополнительным тепловым старением изоляции электрооборудования

$$Y_n^{(\Delta P)} = \beta T^{(s)} \Delta P^{(s)} 10^3 + \Delta I_{\text{р}*}^{(s)} I_{\text{р}*}^{(s)} K^{(s)},$$

где  $\beta$  – стоимость 1 кВт·ч потерь электроэнергии, грн / кВт·ч;

$T^{(s)}$  – продолжительность работы  $k$ -го вида электрооборудования в году, тыс. ч;

$I_{\text{р}*}^{(s)}$  – нормативный коэффициент отчислений на реновацию от капитальных затрат  $K^{(s)}$   $k$ -го вида электрооборудования.

Электромагнитная составляющая ущерба при несимметрии напряжения характеризуется увеличением потерь активной мощности, увеличением потребления активной и реактивной мощностей, ускорением процесса старения изоляции электрооборудования, недовыработкой конденсаторами и синхронными машинами реактивной мощности, необходимостью завышения номинальных мощностей электродвигателей и трансформаторов, сечений кабелей и проводов, снижением освещенности рабочих поверхностей и сокращением срока службы светильников.

Дополнительные потери мощности  $\Delta P_2$ , обусловленные несимметрией напряжений, при стабильном режиме работы элементов системы электроснабжения

$$\Delta P_2 = \frac{U_{\text{Н}}^2 r_2}{z_2^2} \alpha_{U_*}^2,$$

где  $r_2$  и  $z_2$  – активное и полное сопротивление элемента системы электроснабжения току обратной последовательности.

Тогда ежегодный ущерб (грн / год), обусловленный протеканием тока

обратной последовательности в  $s$ -м виде электрооборудования

$$Y_{\text{НС}}^{(\Delta P)} = \beta T^{(s)} \Delta P_2^{(s)} 10^3 + \Delta I_{\text{P}^*}^{(s)} I_{\text{P}^*}^{(s)} K^{(s)},$$

## 1.2. Нормативные требования к качеству электроэнергии

### Украинский стандарт ГОСТ 13109-97

Введен с 01.01.1999 г. и нормирует ряд показателей качества электроэнергии (ПКЭ). Приведем некоторые из них.

**Установившееся отклонение напряжения**, определяется как:

$$\delta U_y = \frac{U_y - U_{\text{НОМ}}}{U_{\text{НОМ}}} \cdot 100, \%,$$

где  $U_y$  – усредненное значение напряжения, В, кВ, в интервале времени 1 мин;

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

где  $U_i$  – значение напряжения в  $i$ -м наблюдении, В (кВ);  $N$  – число наблюдений, которых за 1 мин должно быть не менее 18;

$U_{\text{НОМ}}$  – номинальное напряжение;

Согласно нормам ГОСТ 13109-97 допустимые значения отклонений напряжения на выводах электроприемников находятся в пределах  $\pm 10\%$  от  $U_{\text{НОМ}}$  в течение суток измерения. Однако при этом в течение 95% времени суток отклонения напряжения должны находиться в пределах  $\pm 5\%$  от  $U_{\text{НОМ}}$  (допустимые значения).

Нормальные и предельно допустимые значения установившегося отклонения напряжения в точках общего присоединения потребителей к электрическим сетям должны быть установлены в договорах на пользование электрической энергией между электроснабжающей организацией и потребителем с учетом выдерживания норм стандарта на выводах электроприемников.

**Несинусоидальность напряжения.** Этот показатель характеризуется:

- коэффициентом искажения синусоидальности кривой напряжения  $K_U, \%$ ;
- коэффициентом искажения  $n$ -й гармонической составляющей напряжения

$K_{U(n)}, \%$ , которые определяются следующим образом:

$$K_U = \sqrt{\sum_{n=2}^{40} U_n^2} \cdot \frac{100}{U_{\text{НОМ}}}$$

$$K_{U(n)} = \frac{U_n}{U_{\text{НОМ}}} \cdot 100,$$

где  $U_n$  – действующее значение напряжения  $n$ -й гармоники, В (кВ).

Нормально и предельно допустимые значения коэффициента искажения синусоидальности кривой напряжения в точках общего присоединения к электрическим сетям приведены в табл. 1.1.

Таблица 1.1

Значения коэффициента искажения синусоидальности кривой напряжения, %

Нормально допустимые значения $U_{\text{НОМ}}$ , кВ				Предельно допустимые значения $U_{\text{НОМ}}$ , кВ			
0,38	6–20	35	110–330	0,38	6–20	35	110–330
8,0	5,0	4,0	2,0	12,0	8,0	6,0	3,0

Нормально допустимые значения коэффициента  $n$ -й гармонической составляющей напряжения в точках общего присоединения к электрическим сетям с номинальным напряжением для сетей 0,38 и 6–20 кВ, приведены в табл. 1.2.

Предельно допустимое значение коэффициента искажения  $n$ -й гармонической составляющей напряжения

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

где  $K_{U(n)\text{норм}}$  – нормально допустимое значение коэффициента  $n$ -ной гармонической составляющей.

Таблица 1.2

Значения коэффициента  $n$ -й гармонической составляющей напряжения, %

Вид гармоники	$n$	$U_{\text{ном}}$ , кВ	
		0,38	6-20
Нечетные, не кратные 3	5	6,0	4,0
	7	5,0	3,0
	11	3,5	2,0
	13	3,0	2,0
	17	2,0	1,5
Нечетные, не кратные 3	19	1,5	1,0
	23	1,5	1,0
	25	1,5	1,0
	>25	0,2+	2,2+
		$13 \cdot \frac{25}{n}$	$0,8 \cdot \frac{25}{n}$
Нечетны, кратные 3, (для однофазных ЭС)	3	5,0	3,0
	9	1,5	1,0
	15	0,3	0,3
	21	0,2	0,2
	>21	0,2	0,2
Четные	2	2,0	1,5
	4	1,0	0,7
	6	0,5	0,3
	8	0,5	0,3
	10	0,5	0,3
	12	0,2	0,2
	>12	0,2	0,2

**Примечания:**  $n$  – номер гармонической составляющей напряжения;

нормально допустимые значения коэффициента искажения, приведенные для  $n$ , равных 3 и 9, относятся к однофазным электрическим сетям. В трехфазных трехпроводных электрических сетях эти значения коэффициентов принимают вдвое меньшими по сравнению с приведенными в таблице.

**Несимметрия напряжений.** Этот показатель характеризуется:

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

– коэффициентом несимметрии напряжений нулевой последовательности  $K_{0U}$ , %, которые определяются следующим образом:

$$K_{2U} = 100 \cdot \frac{U_{2(1)}}{U_{\text{ном}}};$$

$$K_{0U} = 100 \cdot \frac{U_{0(1)}}{U_{\text{ном}}},$$

где  $U_{2(1)}$  – действующее значение напряжения обратной последовательности основной частоты трехфазной системы напряжений, В (кВ);  $U_{0(1)}$  – то же нулевой последовательности основной частоты, В (кВ);  $U_{\text{ном}}$  – номинальное значение линейного напряжения, В (кВ).

Нормально и предельно допустимые значения коэффициента несимметрии напряжений по обратной последовательности в точках общего присоединения составляют соответственно 2,0 и 4,0 %.

Нормально и предельно допустимые значения коэффициента несимметрии нулевой последовательности в четырехпроводных электрических сетях с номинальным напряжением 0,38 кВ составляют соответственно 2,0 и 4,0 %.

**Отклонение частоты**, определяется как

$$\Delta f = f_y - f_{\text{ном}},$$

где  $f_y$  – усредненное значение частоты на интервале времени, равном 20 с;  $f_{\text{ном}}$  – номинальное значение частоты, Гц. В соответствии с ГОСТ 13109-97 нормально и предельно допустимые значения отклонения частоты составляют  $\pm 0,2$  и  $\pm 0,4$  Гц.

Рассматривая электромагнитную совместимость как показатель качества продукции, необходимо на различных этапах ее создания соблюдать целый ряд рекомендаций и норм, охватывающих комплекс непрерывно совершенствующихся вопросов электромагнитной совместимости.

### **Российский стандарт ГОСТ Р 54149-2010**

Действует с 01.01.2013 г.

Он заменил старый стандарт ГОСТ 13109-97, принятый 11 странами СНГ. Новый стандарт не является межгосударственным, поскольку он должен разрабатываться каждой из стран СНГ самостоятельно. Положения и нормы этого стандарта корреспондируются с основными положениями стандарта Европейского союза EN 50160-10.

Стандарт Р 54149-2010, в отличие от предыдущего, в ряде требований соответствует условиям рыночных отношений, в частности, не устанавливаются «определенные допустимые границы значений для соответствующих характеристик напряжения». В прежнем стандарте

предусмотрены нормально допустимые и предельно допустимые нормы КЭ. По-видимому, это и стало одной из предпосылок квалифицировать нормы КЭ как уровни электромагнитной совместимости. В новом стандарте такого положения нет. Он устанавливает показатели и нормы КЭ в точках передачи электрической энергии пользователям электрических сетей, в то время как в предыдущем стандарте – в точках общего присоединения (ТОП), к которым возможно подключение потребителей.

Наконец, в стандарте ГОСТ Р 54149-2010, в отличие от ГОСТ 13109-97, а также 13109-67 и 13109-87, значения ПКЭ оцениваются на интервале времени в одну неделю, усредненные на 10-минутных интервалах.

На практике (проектной и эксплуатационной), возникает вопрос определения значений ПКЭ и сопоставления их с нормированным стандартом.

### **Американский стандарт IEEE 519-92**

В различных странах национальные нормы электромагнитной совместимости тесно связаны с такими организациями, как Международная конференция по большим энергетическим системам (СИГРЭ), Международная совещательная комиссия телеграфной и телефонной службы (ССИТТ), Международный союз по производству и распределению электроэнергии (UNIPED), Международная электротехническая комиссия (МЭК) с техническим комитетом ТК 77, Европейский комитет по нормированию в области электротехники (CELENEC), Специальный международный комитет по радиопомехам (СИСР). Вопросами влияния потребителей электроэнергии на сети электроснабжения занимаются организации UNIPED и МЭК. Технические комитеты CELENEC и СИСР анализируют проблемы искрения, разрабатывают европейские и мировые рекомендации и нормы электромагнитной совместимости. Основное направление ССИТТ – это техника связи. СИГРЭ занимается проблемами техники связи, телемеханики, распределительных устройств, вторичной коммутации, биологического влияния высоких напряжений.

### 1.3. Влияние электромагнитных помех на системы электроснабжения

Под негативным воздействием электромагнитных помех (ЭМП) понимается увеличение потерь энергии в электрооборудовании и сокращение его срока службы, а также снижение функциональной надежности. При совместном воздействии нескольких ЭМП степень влияния оказывается несколько большей, чем их сумма [1].

**Отклонения напряжения.** Главной причиной возникновения отклонений (изменений) напряжения в СЭС является изменение нагрузок, вызываемое прежде всего:

- режимом работы потребителей электроэнергии;
- поправкой подключаемых потребителей;
- оперативными переключениями;
- нарушениями работы сети.

Значение отклонения напряжения  $\delta U_t$  в данном пункте сети является функцией многих переменных, т.е.

$$\delta U_t = f(U_s^1, P, Q, Z, Y, \sum \delta U^d),$$

где  $P$  с  $Q$  – потребляемая активная и реактивная мощность в рассматриваемой сети;  $U_s^1$  – напряжение питающей сети (например, на шинах подстанции);  $Z$  и  $Y$  – сопротивление и проводимость элементов питающей сети;  $\sum \delta U^d$  – сумма «добавок», т.е. дополнительных значений напряжения (например, в трансформаторе или трансформаторах питающей сети).

**Несимметрия напряжений в СЭС** обусловлена наличием мощных однофазных нагрузок (индукционных плавильных и нагревательных печей, сварочных агрегатов, печей электрошлакового переплава), а также трехфазных, длительно работающих в несимметричном режиме (например, дуговых сталеплавильных печей). Трехфазная система напряжений может быть несимметричной при питании сети предприятия от тяговой подстанции переменного тока.

При несимметрии напряжений в трехфазных сетях появляются дополнительные потери в элементах электросетей, сокращается срок службы ламп и электрооборудования и снижаются экономические показатели его работы.

В электрических машинах переменного тока возникают магнитные поля, вращающиеся с синхронной скоростью в направлении



вращения ротора и с двойной синхронной скоростью в противоположном направлении. В результате возникает тормозной электромагнитный момент, а также дополнительный нагрев активных частей машины, главным образом ротора, за счет токов двойной частоты.

В асинхронных двигателях (АД) при коэффициентах обратной последовательности напряжений, встречающихся на практике,  $K_{2U} \leq 0,05 - 0,06$  снижение вращающего момента АД оказывается пренебрежимо малым. Влияние несимметрии на потери в электродвигателе и, следовательно, на нагрев и сокращение срока службы его изоляции проявляются в большей мере.

При несимметрии напряжений сети в синхронных двигателях (СД) наряду с появлением дополнительных потерь и нагревом статора и ротора могут возникнуть и опасные вибрации в результате появления знакопеременных вращающих моментов и тангенциальных сил, пульсирующих с двойной частотой сети.

При значительной несимметрии вибрация может оказаться опасной, в особенности при недостаточной прочности или наличии дефектов в сварных соединениях. При несимметрии токов, не превышающей 30 %, опасные перенапряжения в элементах конструкций, как правило, не возникают.

Дополнительные потери мощности в СД при несимметричной нагрузке вызывают появление местных (локальных) нагревов обмотки возбуждения, что приводит к необходимости снижения тока возбуждения и тем самым уменьшать значение реактивной мощности (РМ), выдаваемой в сеть. При этом иногда следует снижать активную нагрузку генератора или момент на валу СД.

**Колебания напряжения** отрицательно сказываются на зрительном восприятии предметов, деталей, графических изображений и, в конечном счете, на производительности труда и зрении работников.

Физиологическую основу восприятия зрительного образа составляет, как известно, работа зрительного анализатора, одной из основных частей которого является рецептор. Его основная функция заключается в превращении энергии действующего раздражителя в нервный процесс. Раздражителем зрительного анализатора служит световая энергия. А поскольку процессы, происходящие в зрительном анализаторе, как и все процессы в природе биологической системы, например процесс зрительного восприятия, имеют энергетический смысл, то зрительный анализатор обладает определенными энергетическими характеристиками.

**При наличии высших гармоник (ВГ) в СЭС** появляются дополнительные потери в электрических машинах, трансформаторах и сетях, затрудняется компенсация реактивной мощности (КРМ) с помощью БК, сокращается срок службы изоляции электрических машин и аппаратов, ухудшается работа устройств автоматики, телемеханики и связи, имеют место и другие негативные последствия [7].

При работе асинхронного двигателя в условиях несинусоидального напряжения его коэффициент мощности и вращающий момент на валу несколько снижаются. Практически влияние ВГ на коэффициент мощности АД можно не учитывать. То же самое можно сказать и о моментах, развиваемых ВГ тока: их величина не превышает несколько десятых процента от момента, развиваемого при промышленной частоте.

Батареи конденсаторов могут длительное время работать при перегрузке их токами ВГ не более чем на 30 %; допустимое повышение напряжения составляет 10 %. Однако в этих условиях срок их службы сокращается. В СЭС промышленных предприятий, как правило, работа БК может оказаться в режиме, близком к резонансу токов на частоте какой-либо из гармоник; вследствие перегрузок они выходят из строя.

Учет электроэнергии при несинусоидальных режимах сопряжен со значительными погрешностями, величина которых зависит от измерительной системы счетчика, его частотной характеристики и места установки счетчика (на линейной или нелинейной нагрузке) и других факторов.

При измерении мощности нелинейной нагрузки  $P_{нл}$  имеют место два встречных потока мощности: основной частоты  $P_1$  и ВГ  $\sum_{n=2}^{\infty} P_n$ . Нелинейная нагрузка является источником ВГ, поэтому

$$P_{нл} = P_1 - \sum_{n=2}^{\infty} \Delta P_n$$

а для линейной нагрузки

$$P_{л} = P_1 + \sum_{n=2}^{\infty} \Delta P_n .$$

Эти выражения легко преобразуются к виду

$$P_{нл} = P_1(1 - \gamma_{сч}) \text{ и } P_{л} = P_1(1 + \gamma_{сч}),$$

где  $\gamma_{сч} = \sum_{n=2}^{\infty} \Delta P_n / P_1$  – сумма погрешностей счетчика на частотах ВГ.

При  $n > 1$  частотная погрешность индукционного счетчика отрицательна, поэтому  $\gamma_{\text{сч}} < 1$ . Последние выражения позволяют заключить, что при нелинейных нагрузках происходит перераспределение электроэнергии, при линейных – недочёт.

### **Результаты воздействия интергармоник (иначе – межгармоник)**

Токи интергармоник (ИГ) вызывают искажение напряжения в зависимости от амплитуды составляющих тока и сопротивления системы электроснабжения на рассматриваемой частоте. Чем больше гамма-частот составляющих тока, тем больший риск возникновения нежелательных резонансных явлений, которые могут увеличить искажение напряжения и привести к перегрузке или нарушению работы оборудования потребителя. Наиболее распространенными последствиями, возникающими от влияния ИГ являются: тепловой эффект; низкочастотные колебания механических систем; проблемы в работе флюоресцентных ламп и электронного оборудования; создание помех сигналам защиты и управления в проводах электрической сети; перегрузка пассивных фильтров ВГ; помехи в телекоммуникациях; акустическое влияние; насыщение измерительных трансформаторов.

**Провалы напряжения (ПН)** возникают при коммутации мощных электроприемников, при отключении ВЛ в грозовой период с последующим автоматическим повторным включением (АПВ), при коротких замыканиях в СЭС и по другим причинам.

В наибольшей мере отрицательные последствия от провалов напряжения проявляются на установках автоматики, телекоммуникаций, релейной защиты, которые принято называть помехочувствительными элементами (ПЧЭ); срабатывание ПЧЭ под воздействием ЭМП в ряде случаев приводит к остановке технологического процесса; как правило, допустимое время перерывов в ЭС для промышленных потребителей составляет 0,1 – 0,3 с.

## **1.4. Электромагнитная составляющая ущерба с учетом приведенных затрат**

При расчете составляющей ущерба, вызванного старением изоляции, относительное уменьшение её срока службы  $\Delta t_x$  представляется соответствующим относительным увеличением отчислений  $I_{\text{рх}}$  на реновацию электрооборудования  $\Delta t_x = I_{\text{рх}} [1]$ :

$$I_{p\Sigma} = I_{px}(1 + I_{px}) = I_{px} + I_{px}\Delta I_{px}$$

Из последнего уравнения следует, что составляющая ущерба, обусловленного тепловым старением изоляции:

$$\Delta U_T = KI_{px}\Delta I_{px} \quad (1.1)$$

где  $I_{px}$  – нормативный коэффициент отчислений на реновацию от капитальных затрат  $K$ .

Для практического использования удобно воспользоваться значением ущерба в зависимости от суммы ежегодных приведенных затрат, т. е. отношением  $\Delta U_T / Z$ . Для получения соответствующих выражений воспользуемся выражением для  $\Delta U_T$  в относительных единицах, приняв сумму капитальных затрат  $K = 1$ .

Поскольку  $I_{px} = \frac{1}{T_{ном}}$ , где  $T_{ном}$  – номинальный срок службы изоляции, то

можно записать

$$I_{px}\Delta I_{px} = \frac{\Delta t_x}{T_{ном}}$$

и соответственно

$$Z = E_n + I_x = \frac{1 + E_n T_{ном}}{T_{ном}},$$

где  $E_n$  – нормативный коэффициент экономической эффективности ( $E_n = 0,12$ ).

Коэффициент ущерба  $\xi_y$  можно представить отношением

$$\frac{\Delta U}{Z} = \frac{\Delta t_x}{T_{ном}} \cdot \frac{T_{ном}}{1 + E_n T_{ном}} = \frac{\Delta t_x}{1 + E_n T_{ном}} \quad (1.2)$$

Тогда значение ущерба

$$U = Z \cdot \xi_y.$$

Например, при  $E_n = 0,15$  и  $T_{ном} = 20$  лет коэффициент ущерба

$$\xi_y = \frac{\Delta t_x}{3,4}. \quad (1.3)$$

### 1.5. Относительное (по отношению к синусоидальному режиму) сокращение срока службы изоляции

Этот показатель определяется следующим образом:

$$\Delta t_x = b\Delta\tau + \frac{(b\Delta\tau)^2}{2},$$

где  $b = 0,086$  - для изоляции классов А и Е;  $b = 0,069$  – соответственно для классов В и F;

$\Delta\tau$  – температура перегрева изоляции, которая рассчитывается так:

$$\Delta\tau = \tau_{\text{доп}} \frac{\Delta P}{\Delta P_{\text{ном}}},$$

где  $\Delta P$  – дополнительные потери мощности, обусловленные несимметрией и высшими гармониками;  $\Delta P_{\text{ном}}$  – номинальные потери мощности в электрооборудовании.

Ниже этот вопрос рассматривается подробнее.

### 1.6. Особенности расчета дополнительных потерь и снижения срока службы электрооборудования при пониженном качестве энергии

Для оценки дополнительных потерь в *электрических двигателях и трансформаторах* на частотах ВГ воспользуемся выражениями:

$$\sum_{n=2}^n \frac{U_{nx}}{n\sqrt{n}} = \sum_{n=2}^n \Lambda_n U_{nx}^2, \quad (1.4)$$

или

$$\Delta P_n = \Delta P_{\text{ном}} \sum_{n=2}^n \Lambda_n U_{nx}^2. \quad (1.5)$$

где  $\Lambda_n = \frac{1}{n\sqrt{n}}$  – коэффициент гармонических потерь, значения которого в зависимости от номера гармоники и приведены дальше;  $\rho$  – индекс потерь, который для:

$$\text{АД } \rho_{\text{АД}}^{(\text{ВГ})} = K_{\text{П}}^2, \text{ где } K_{\text{П}}^2 \text{ – кратность пускового тока;}$$

СД  $\rho_{\text{АД}}^{(\text{ВГ})} = K_{\text{СД}}$ , где  $K_{\text{СД}} = 1,21$  (при наличии успокоительной обмотки и 0,403 при ее отсутствии);

трансформатора  $\rho_{\text{Тр}}^{(\text{ВГ})} = \frac{0,6}{u_{\text{к}}^2}$ , где  $u_{\text{к}}$  – напряжение короткого замыкания;

при несимметрии напряжения в сети электромагнитные потери

$$\Delta P_{\text{нс}} = \Delta P_{\text{ном}} \rho_{\text{нс}} K_{2u}^2, \quad (1.6)$$

где  $K_{2u}$  – коэффициент несимметрии, о. е.

Тогда для:

$$\text{АД } \rho_{\text{АД}}^{(\text{нс})} = 2,41 K_{\text{П}};$$

$$\text{СД } \rho_{\text{СД}}^{(\text{нс})} = K_{\text{СМ}}, K_{\text{СМ}} = 1,856;$$

$$\text{трансформатора } \rho_{\text{Тр}}^{(\text{нс})} = \frac{1}{u_{\text{к}}^2}.$$

Расчет этих показателей рассмотрим на отдельных примерах.

### Пример 1.1

Определить дополнительные потери мощности в трансформаторе типа ТРДН-32000/150 ГПП предприятия от влияния ВГ и несимметрии при наличии в спектре гармоник напряжения:  $U_5=2,2\%$ ,  $U_7=1,8\%$ ,  $U_{11}=0,7\%$ ,  $U_{13}=0,55\%$ . Коэффициент несимметрии  $K_{2U}=2,1\%$ . В нормальном режиме работы трансформатор загружен на 65%.

### Решение

Потери мощности в трансформаторе при:

- нормальном режиме работы на частоте основной гармоники

$$\Delta P_{\text{ном}} = k_3^2 \Delta P_{\text{КЗ}} = 0,65^2 \cdot 145 = 61,26 \text{ кВт};$$

- влиянию ВГ (согласно табл. 1.1)

$$\Delta P_n = \Delta P_{\text{ном}} \rho \sum_{n=2}^n \Lambda_n U_{nx}^2 = 61,26 \cdot \frac{0,6}{0,105^2} \left( 0,089 \cdot 0,022^2 + 0,054 \cdot 0,018^2 + 0,027 \cdot 0,007^2 + 0,021 \cdot 0,0055^2 \right) = 0,21 \text{ кВт};$$

- несимметрии напряжения

$$\Delta P_{\text{нс}} = \Delta P_{\text{ном}} \rho_{\text{нс}} K_{2U}^2 = 61,26 \cdot \frac{1}{0,105^2} \cdot 0,021^2 = 2,45 \text{ кВт}.$$

### Пример 1.2

Определить дополнительные потери мощности в цеховом трансформаторе типа ТМ-1600/10 КТП от влияния ВГ и несимметрии при наличии в спектре следующих гармоник напряжения:  $U_5=3,2\%$ ,  $U_7=2,8\%$ ,  $U_{11}=0,9\%$ ,  $U_{13}=0,65\%$ . Коэффициент несимметрии  $K_{2U}=2,8\%$ . В нормальном режиме работы трансформатор загружен на 80%.

#### Решение

Потери мощности в трансформаторе при:

- нормальном режиме работы на частоте основной гармоники

$$\Delta P_{ном} = k_3^2 \Delta P_{КЗ} = 0,8^2 \cdot 16,5 = 10,56 \text{ кВт};$$

- влиянию ВГ

$$\Delta P_n = \Delta P_{ном} \rho \sum_{n=2}^n \Lambda_n U_{nx}^2 = 10,56 \cdot \frac{0,6}{0,055^2} \left( 0,089 \cdot 0,032^2 + 0,054 \cdot 0,028^2 + 0,027 \cdot 0,009^2 + 0,021 \cdot 0,0065^2 \right) = 0,29 \text{ кВт}$$

- несимметрии напряжения

$$\Delta P_{нс} = \Delta P_{ном} \rho_{нс} K_{2U}^2 = 10,56 \cdot \frac{1}{0,055^2} \cdot 0,028^2 = 2,74 \text{ кВт}.$$

### Пример 1.3

Определить дополнительные потери мощности в асинхронном двигателе типа А4-450У-4У3 ( $P_{ном}=1000$  кВт,  $K_n=5,7$ ,  $\eta_{ном}=95,5\%$ ) от ВГ и несимметрии при наличии в спектре следующих гармоник напряжения:  $U_{11}=1,9\%$ ,  $U_{13}=1,5\%$ . Коэффициент несимметрии  $K_{2U}=1,8\%$ .

#### Решение

Потери мощности в АД при:

- номинальном режиме работы

$$\Delta P_{ном} = P_{ном} \frac{1 - \eta_{ном}}{\eta_{ном}} = 1000 \frac{1 - 0,955}{0,955} = 47,12 \text{ кВт}.$$

- влиянию ВГ

$$\Delta P_n = \Delta P_{ном} \rho \sum_{n=2}^n \Lambda_n U_{nx}^2 = 47,12 \cdot 5,7^2 (0,027 \cdot 0,019^2 + 0,021 \cdot 0,015^2) = 0,022 \text{ кВт}$$

- несимметрии напряжения

$$\Delta P_{нс} = \Delta P_{ном} \rho_{нс} K_{2U}^2 = 47,12 \cdot 2,41 \cdot 5,7 \cdot 0,018^2 = 0,21 \text{ кВт}.$$

### Пример 1.4

Определить значение дополнительных потерь мощности в синхронном двигателе типа СДН-2-17-89-6У3 ( $P_{ном}=4000$  кВт,  $K_n=7$ ,  $\eta_{ном}=97,1\%$ ) от ВГ и несимметрии при наличии в спектре следующих гармоник напряжения:  $U_5=3,5\%$ ,  $U_7=2,1\%$ . Коэффициент несимметрии  $K_{2U}=2,4\%$ .

#### Решение

Значение потерь мощности в СД при:

- номинальном режиме работы

$$\Delta P_{ном} = P_{ном} \frac{1 - \eta_{ном}}{\eta_{ном}} = 4000 \frac{1 - 0,971}{0,971} = 119,46 \text{ кВт}.$$

- влиянии ВГ (согласно табл. 1.1):

$$\Delta P_n = \Delta P_{ном} \rho \sum_{n=2}^n \Lambda_n U_{nx}^2 = 119,46 \cdot 1,21 \cdot (0,089 \cdot 0,035^2 + 0,054 \cdot 0,021^2) = 0,02 \text{ кВт}$$

- несимметрии напряжения

$$\Delta P_{нс} = \Delta P_{ном} \rho_{нс} K_{2U}^2 = 119,46 \cdot 1,856 \cdot 0,024^2 = 0,13 \text{ кВт}.$$

При наличии батарей конденсаторов, соединенных в треугольник, дополнительные потери мощности от несимметрии

$$\Delta P_2^{(бк)} = Q_n^{(бк)} \alpha_{U_*}^2 \operatorname{tg} \delta, \text{ кВт}, \quad (1.7)$$

где  $Q_n^{(бк)}$  – трехфазная реактивная номинальная мощность БК, квар;  $\delta$  – угол, учитывающий величину диэлектрических потерь, а  $\alpha_U$  – повышение напряжения при установке БК.

Суммарные потери активной мощности в *воздушных и кабельных линиях электропередачи* при протекании несимметричных и несинусоидальных токов

$$\Delta P_{ЛЭП} = \left( 3I_1^2 + 3I_2^2 + 1,41 \sum_{n=2}^{40} \sqrt{n} \cdot I_n^2 \right) R, \quad (1.8)$$

где  $I_1, I_2$  – действующие значения токов прямой и обратной последовательностей;  $R$  – активное сопротивление фазы ЛЭП ( $R = R_A = R_B = R_C$ ).

Чтобы определить значение дополнительных потерь мощности из результата, полученного по формуле (1.8), необходимо вычесть потери активной мощности в ЛЭП при протекании симметричных синусоидальных токов.



## 1.7. Особенности расчета относительного сокращения срока службы изоляции при понижении качества электроэнергии

Дополнительные потери мощности за счет электромагнитных помех приводят к дополнительному нагреву электрооборудования  $\Delta\tau$ , сокращению срока службы изоляции (и в целом электрооборудования) на значение  $\Delta T_{сл} = T_c - T_c^{(н.э.)}$ , где  $T_c$  и  $T_c^{(н.э.)}$  – срок службы элементов СЭС при наличии и отсутствии ЭМП. Продолжительность жизни изоляции оценивается по формуле Монтзингера

$$T_c = A e^{-0,086\tau},$$

где  $A$  – коэффициент, зависящий от вида изоляции; 0,086 – параметр Монтзингера, основанный на предположении, что перегрев на 8 °С приводит к сокращению срока службы изоляции вдвое (так называемое восьмиградусное правило);  $\tau$  – температура нагрева изоляции.

Относительное сокращение срока службы изоляции электрооборудования

$$\Delta T = \frac{T_c - T_c^{(н.э.)}}{T_c} = 1 - e^{-0,086\Delta\tau} \approx 0,086\Delta\tau + (0,086\Delta\tau / 2)^2. \quad (1.9)$$

Описанный выше подход является ориентировочным; так как связь между  $\Delta\tau$  и дополнительными потерями рассматривается в предположении, что электрические машины, трансформаторы и другие элементы СЭС представляет собой единое физическое тело.

Поэтому значение дополнительного перегрева электрических машин при несинусоидальном напряжении

$$\Delta\tau = \tau_c \frac{\Delta P_{mn}}{\Delta P_M},$$

где  $\Delta P_M$  – потери в меди при синусоидальном напряжении;  $\Delta P_{mn}$  – потери в меди, обусловленные ВГ;  $\tau_c$  – температура нагрева при синусоидальном напряжении;

- асинхронных двигателей

$$\frac{\Delta P_{mn}}{\Delta P_M} = \frac{\sum_{n=2}^n I_n^2}{I_1^2} = \sum_{n=2}^n k_{in}^2,$$

где  $I_1$  и  $I_n$  – токи 1 и  $n$ -й гармоник электродвигателя;  $k_{in} = I_n / I_1$ .

- изоляции обмотки силового трансформатора

$$\Delta\tau_T = 0,6\tau_T \sum_{n=2}^n k_{in}^2 k_m,$$

где  $k_{in}$  – относительное (в долях тока 1-й гармоники) значение  $n$ -й гармоники тока, проходящего через трансформатор;  $k_m$  – коэффициент, учитывающий возрастание сопротивления обмоток вследствие поверхностного эффекта и эффекта близости; приближенно можно считать, часто  $k_m = \sqrt{n}$ ;  $\tau_T$  – температура перегрева изоляции при синусоидальном режиме.

- обмоток АД при несимметричном режиме работы

$$\Delta\tau \approx 500 K_{2U}^2.$$

- синхронных машин

$$\Delta\tau \approx \tau_{пов.н} \frac{\Delta P_{доп}}{\Delta P_{в.ном}}, \quad (1.10)$$

где  $\tau_{пов.н}$  – перегрев бочки ротора при номинальной симметричной нагрузке;  $\Delta P_{доп}$  – дополнительные потери, вызванные током обратной последовательности;  $\Delta P_{в.ном}$  – номинальные потери в обмотке возбуждения;

- силовых трансформаторов при несимметрии

$$\Delta\tau = \alpha K_{2U}^2,$$

где  $\alpha$  – коэффициент, зависящий от электромагнитных и конструктивных параметров трансформатора.

- батарей конденсаторов

$$\Delta\tau = \tau_{ном} K_{2U}^2.$$

Рассмотрим пример расчета.

### Пример 1.5

Определить относительное сокращение срока службы изоляции электрооборудования подстанции 10 кВ предприятия. Уровни ВГ по результатам измерений следующее:  $K_{U(5)}=3,3\%$ ;  $K_{U(7)}=5,9\%$ ;  $K_{U(11)}=4,1\%$ ;  $K_{U(13)}=1,9\%$ ;  $K_U=8,13\%$ . Мощность КЗ на шинах 10 кВ составляет 213 МВ·А. АД  $P=8400$  кВт;  $\Delta P_1=760$  кВт;  $k_{п}=6,5$ ; Параметры БК  $Q=4000$  квар;  $\text{tg}\delta=0,005$ .

Продолжительность нормальной эксплуатации электрооборудования  $t = 20$  лет, температура изоляции двигателей в длительном нормальном режиме работы  $\tau = 75$  °С, для конденсаторов 30 °С.

### Решение

Активные потери мощности, обусловленные токами ВГ,

$$\Delta P_{\text{а.дн}} = 22,57 \text{ кВт}; \Delta P_{\text{БКн}} = 1,06 \text{ кВт}.$$

Суммарные потери  $\Delta P_{\Sigma n} = 22,57 + 1,06 = 23,63 \text{ кВт}$ .

Согласно выражению (1.10), превышение температуры нагрева, обусловленное ВГ,

$$\Delta \tau_{\text{а.д}} = 75 \frac{22,52}{760} = 2,23^\circ\text{С}; \Delta \tau_{\text{БК}} = 30 \frac{1,06}{4000 \cdot 0,005} = 1,59^\circ\text{С}.$$

Относительное сокращение срока службы изоляции в соответствии с выражением (1.9)

$$\Delta T_{\text{а.дн}} = 0,086 \cdot 2,23 + \frac{(0,086 \cdot 2,23)^2}{2} = 0,21, \text{ или } 0,21 \cdot 20 = 4,2 \text{ года};$$

$$\Delta T_{\text{БКн}} = 0,15 \text{ или } 0,15 \cdot 20 = 3 \text{ года}.$$

Эти результаты подтверждают высокую критичность АД и БК к воздействию ВГ.

### Пример 1.6

Определить относительное сокращение срока службы изоляции силового трансформатора типа ТРДН-25000/110 ГПП предприятия при несинусоидальности питающего напряжения. Продолжительность нормальной эксплуатации трансформатора  $t = 25$  лет, температура изоляции в длительном нормальном режиме работы  $\tau = 80$  °С. Дополнительные потери от воздействия ВГ составляют 3 кВт. Коэффициент загрузки в нормальном режиме – 0,7.

### Решение

Активные потери мощности в меди трансформатора

$$\Delta P_{\text{м}} = k_3^2 \Delta P_{\text{КЗ}} = 0,7^2 \cdot 120 = 58,8 \text{ кВт}$$

Приращение температуры нагрева, обусловленное влиянием ВГ

$$\Delta \tau_{\text{mp}} = 80 \frac{5}{58,8} = 4,08$$

Относительное сокращение срока службы изоляции трансформатора

$$\Delta T_{mp} = 0,086 \cdot 4,08 + \frac{(0,086 \cdot 4,08)^2}{2} = 0,41$$

или

$$T_{mp} = \Delta T_{mp} \cdot T_{сл} = 0,41 \cdot 25 = 10,25 \text{ лет}$$

### Пример 1.7

Выбрать фильтрокомпенсирующее устройство (ФКУ) 5- и 7-й гармоник для установки в сети 0,38 кВ КТП 10/0,4 кВ с трансформатором ТМЗ-1600/10 ( $u_k = 5,5 \%$ ,  $\Delta P_k = 18 \text{ кВт}$ ), нагрузкой которого являются тиристорные преобразователи частоты с суммарной мощностью 367 кВт, а также компрессоры, насосы, сушильные шкафы с установленной мощностью 750 кВт и коэффициентом мощности  $\cos\varphi_{ном} = 0,625$ . Мощность короткого замыкания на шинах 10 кВ  $S_k = 150 \text{ МВ}\cdot\text{А}$ ; дефицит реактивной мощности составляет 700 квар;  $K_U = 6,38\%$ ;  $I_5 = 111 \text{ А}$ ;  $I_7 = 79 \text{ А}$ ;  $U_{5*} = 4,6 \%$ ;  $U_{7*} = 4,4 \%$ .

Однолинейная схема КТП (а) и ее схема замещения (б) приведены на рис. 1.1.

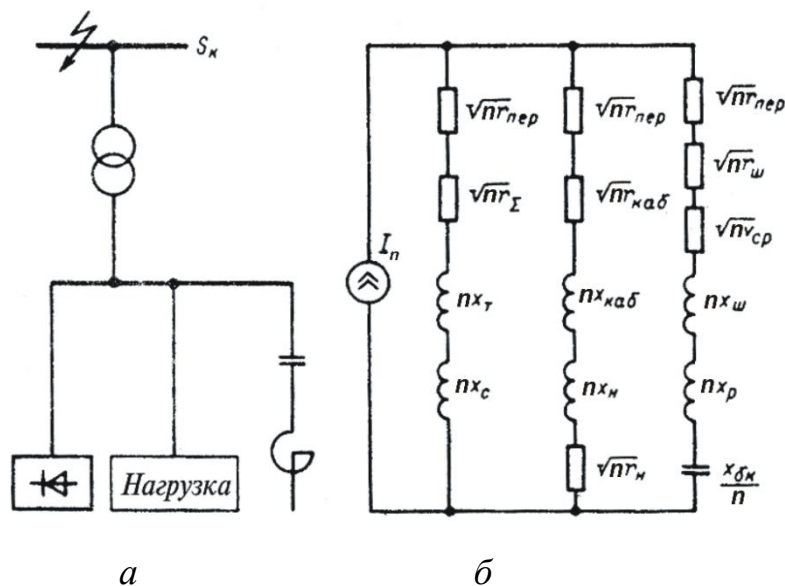


Рис. 1.1. Однолинейная схема КТП (а) и ее схема замещения (б) с учетом влияния ВГ

### Решение

Расчетные сопротивления схемы замещения

$$X_c = \frac{(10,5 \cdot 10^3)^2}{150} \left( \frac{0,4}{10,5} \right)^2 = 1 \text{ мОм}; \quad Z_T = \frac{5,5 \cdot 0,4^2 \cdot 10^6}{100 \cdot 1,6} = 5,5 \text{ мОм};$$

$$R_T = \frac{18 \cdot 0,4^2}{1,6^2} 10^3 = 1,125 \text{ мОм}; \quad X_T = \sqrt{5,5^2 - 1,125^2} = 5,38 \text{ мОм}.$$

Принимаем, что переходные сопротивления контактных соединений  $R_{\text{пер}} = 10 \text{ мОм}$ ;  $X_{\text{ЭК}} = 1 + 5,38 = 6,38 \text{ мОм}$ ;  $R_{\text{ЭК}} = 1,125 + 10 = 11,125 \text{ мОм}$ .

Эквивалентное сопротивление нагрузки с учетом переходного сопротивления и сопротивления кабельной линии

$$X_{\text{ЭК.Н}} = 282 \text{ мОм}; \quad R_{\text{ЭК.К}} = 226 \text{ мОм}.$$

Мощность БК фильтра 5-й гармоники

$$Q_{\text{БК5}} \geq \sqrt{3} \cdot 1,2 \cdot 0,38 \cdot 111 = 94,4 \text{ кВар}.$$

Мощность БК фильтра 7-й гармоники

$$Q_{\text{БК7}} \geq \sqrt{3} \cdot 1,2 \cdot 0,38 \cdot 79 = 67,6 \text{ кВар}.$$

Эквивалентное сопротивление сети и нагрузки на частоте 1-й гармоники

$$Z_{\text{ЭК}} = \frac{(R_C + jX_C)(R_H + jX_H)}{(R_C + R_H) + j(X_C + X_H)} = \frac{716 + j4581}{237 + j288} = 12,4e^{j30,6} = (10,7 + j631) \text{ мОм}.$$

Для упрощения расчета данные, характеризующие оборудование ФКУ для сетей с  $U_{\text{НОМ}} < 1 \text{ кВ}$ , сведем в таблицу.

Технические данные оборудования ФКУ

Номинальная реактивная мощность БК, квар	Тип конденсатора	Тип реактора	Активное сопротивление цепи ФКУ, Ом
<b>ФКУ 3-й гармоники</b>			
84	КС1-0,38-14-371	2хФРОС-250-0,5	8–10
144	КС2-0,38-36-373	ФРОС-250-0,5	8–9
500	КС2-0,38-50-373	РТСТ -410-0,101	7–8
<b>ФКУ 5-й гармоники</b>			
240	КС2-0,38-40-371	РТСТ-410-0,076	8–9
360	КС2-0,38-40-373	РТСТ -820-0,0505	6–7
678	КС2-0,38-40У3 КМ1-0,38-13У3	РТСТ -820-0,027	4–6
<b>ФКУ 7-й гармоники</b>			
145,5	КС1-0,38-18-3У3 КС0-0,38-12,5-3У1	РТСТ-660-0,064	7–8
276	КМ1-0,38-13-3У3	РТСТ-660-0,034	6–7
342	КМ1-0,38-13-3У3	РТСТ-660-0,027	4,7–6

С учетом дефицита реактивной мощности выбираем ФКУ 5-й гармоники с параметрами  $Q_{\text{БК}} = 360 \text{ квар}$ , реактор РТСТ-820-0,0505,  $R_{\text{Ф}} = 7 \text{ мОм}$ , а так же

ФКУ 7-й гармоники с параметрами  $Q_{БК} = 342$  квар и реактор РТСТ-660-0,027,  $R_{\phi} = 6$  мОм. Коэффициенты токораспределения между ФКУ и сетью следующие:

$$k_{i5} = \sqrt{\frac{1 + 5 \cdot 0,59^2}{\left(1 + \frac{7}{10,7}\right)^2 + 5 \cdot 0,59^2}} = 0,78;$$

$$k_{i7} = \sqrt{\frac{1 + 7 \cdot 0,59^2}{\left(1 + \frac{7}{10,7}\right)^2 + 7 \cdot 0,59^2}} = 0,84.$$

Кратность снижения напряжений 5- и 7-й гармоник

$$k_{u5} = \frac{7}{10,7} \cdot \frac{0,78}{1 + 5 \cdot 0,59^2} = 0,19;$$

$$k_{u7} = \frac{6}{10,7} \cdot \frac{0,84}{1 + 7 \cdot 0,59^2} = 0,14.$$

Остаточные напряжения 5- и 7-й гармоник

$$U_{5\text{ост}^*} = k_{u5} U_{5^*} = 0,19 \cdot 4,6 = 0,87\% ;$$

$$U_{7\text{ост}^*} = k_{u7} U_{7^*} = 0,14 \cdot 4,4 = 0,62\% .$$

После установки двух ФКУ

$$K_U = \sqrt{0,87^2 + 0,62^2} = 1,07\% .$$

### Пример 1.8

В системе электроснабжения напряжением  $U_{ном} = 380$  В осветительных установок выполнены экспериментальные замеры уровней фазных и междуфазных напряжений, которые дали следующие результаты:

$$U_{ca} = 402 \text{ В}; \quad U_{ab} = 384 \text{ В}; \quad U_{bc} = 369 \text{ В};$$

$$U_a = 228 \text{ В}; \quad U_b = 211 \text{ В}; \quad U_c = 224 \text{ В}.$$

Требуется рассчитать показатели несимметрии напряжений в осветительной сети.

## Решение

Для расчета показателей несимметрии напряжений определяем значения напряжения обратной последовательности основной частоты  $U_2$  и  $U_0$ . Для этого используем формулу

$$U_2 = \sqrt{\frac{1}{12} \left[ \left( 3U_{ab} - \sqrt{4U_{bc}^2 - \left( \frac{U_{bc}^2 - U_{ac}^2}{U_{ab}} + U_{ab} \right)^2} \right)^2 + \left( \frac{U_{bc}^2 - U_{ca}^2}{U_{ab}} \right)^2 \right]} =$$
$$\sqrt{\frac{1}{12} \left[ \left( 3 \cdot 384 - \sqrt{4 \cdot 369^2 - \left( \frac{369^2 - 402^2}{384} + 384 \right)^2} \right)^2 + \left( \frac{369^2 - 402^2}{384} \right)^2 \right]} = 19,13 \text{ В.}$$

Значение коэффициента обратной последовательности

$$K_{2U} = \frac{U_2}{U_{\text{ном}}} \cdot 100 = \frac{19,13}{380} \cdot 100 = 5,03 \%,$$

Значение коэффициента несимметрии превышает допустимое значение для нормального режима работы (2 %) и послеаварийного (4 %).

Упрощенная формула для определения напряжения обратной последовательности следующая:

$$U_2 = 0,62(U_{\text{нб.л}} - U_{\text{нм.л}}) = 0,62(402 - 369) = 20,46 \text{ В.}$$

где  $U_{\text{нб.л}}$  и  $U_{\text{нм.л}}$  – наибольшее и наименьшее значения линейных напряжений.

С учетом рассматриваемого

$$K_{2U} = \frac{20,46}{380} \cdot 100 = 5,38 \%$$

Различие в оценке  $K_{2U}$

$$\frac{5,38 - 5,03}{5,03} \cdot 100 = 6,96 \%$$

### Пример 1.9

Однофазные электрические печи мощностью 3 и 5 МВ·А при  $\cos\varphi=1$  подключены к сети 6 кВ на линейные напряжения  $U_{AB}$  и  $U_{BC}$ . На шинах 6 кВ  $S_k = 240$  МВ·А. Требуется определить  $K_{2U}$ .

#### Решение

Ток обратной последовательности несимметричной нагрузки

$$I_2 = I_{2\Sigma} = \frac{\sqrt{3}}{3U_{\text{ном}}} \sqrt{S_{AB}^2 + S_{BC}^2 - S_{AB}S_{BC}} = \frac{\sqrt{3}}{3 \cdot 6} \sqrt{3000^2 + 5000^2 - 3000 \cdot 5000} = 419 \text{ А.}$$

Фаза тока обратной последовательности

$$\phi_2 = \phi_{2\Sigma} = \arctg \frac{\sqrt{3}}{3} \frac{S_{AB} + S_{BC}}{S_{AB} - S_{BC}} = \arctg \frac{\sqrt{3}}{3} \frac{3+5}{3-5} = 113 \text{ град.}$$

Коэффициент обратной последовательности

$$K_{2U} = \frac{\sqrt{3}I_2U_{\text{ном}}}{S_k} 100\% = \frac{\sqrt{3} \cdot 419 \cdot 6}{240 \cdot 10^3} 10 = 1,8\%.$$

### 1.8. Особенности определения ущерба при наличии конденсаторных батарей

При установке конденсаторных батарей для повышения коэффициента мощности в электрических сетях 0,4, 6 или 10 кВ промышленных предприятий при наличии несинусоидального напряжения возможно появление резонанса токов в цепи БК – внешняя сеть на частотах ВГ. При этом возникает перегрузка конденсаторов по току и мощности, вплоть до выхода их из строя. Как следствие, нормальная эксплуатация БК без применения специальных мероприятий, направленных на ее устранение, оказывается невозможной. При наличии несинусоидальности напряжений конденсаторные установки должны быть или защищены с помощью реакторов от проникновения в них ВГ, или включены в цепи фильтров ВГ. В противном случае конденсаторные установки отключают. В этом случае ущерб определяется ежегодными затратами на установку и эксплуатацию защитных реакторов или реакторов фильтра (грн/год) [26]:



$$Y_n^{(p)} = E^{(p)} K^{(p)},$$

где  $E^{(p)}$  – нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений  $K^{(p)}$  и коэффициенты отчислений на амортизацию, текущий ремонт и обслуживание.

При отключении БК ущерб определяется стоимостью дополнительных потерь мощности и энергии при работе электрической сети с низким коэффициентом мощности, т.е.

$$Y_n^{(k)} = \delta(\alpha k_m + \beta \tau)(\Delta P_m - \Delta P_m^{(k)}), \quad (1.11)$$

где  $\Delta P_m$  и  $\Delta P_m^{(k)}$  – наибольшие потери активной мощности соответственно при отключенных и работающих конденсаторных установках, кВт;

$\alpha$  – удельные затраты, обусловленные расширением мощности электростанций системы для покрытия потерь активной мощности, грн/кВт;

$\beta$  – удельные затраты на выработку электроэнергии и на расширение объёма топливной базы, грн/кВт·ч;

$k_m$  – отношение потерь активной мощности в момент наибольшей активной нагрузки энергосистемы к наибольшим ее потерям активной мощности;

$\tau$  – число часов максимальных потерь;

$\delta$  – коэффициент, учитывающий затраты на расширение площади электрических сетей, обусловленные передачей мощности для покрытия потерь активной мощности.

Рассмотрим несколько примеров

### Пример 1.10

Определить годовой ущерб от несинусоидальности напряжения в системе электроснабжения промышленного предприятия. Гармонический состав в относительных единицах следующий:  $U_{5*} = 0,062$ ;  $U_{7*} = 0,04$ ;  $U_{11*} = 0,03$ ;  $U_{13*} = 0,02$ . Стоимость потерь электрической энергии составляет  $\beta = 85$  коп./кВт·ч. Для наглядности, электрооборудование предприятия сведем в таблицу.

Данные о нагрузке предприятия

Электрооборудование	Тип	Кол-во	Напряжение, кВ	Мощность, кВ·А, (кВт)	Номинальные потери мощности, кВт	Стоимость тыс. грн	Число часов работы за год, тыс. часов
Тр-ры ГПП	ТРДН	2	110/6	40000	$\Delta P_{кз} = 172$	109	8,5
Цеховые тр-ры	ТМ-1000	16	6/0,4	1000	$\Delta P_{кз} = 11$	6,82	8,0
	ТМ-2500	14	6/0,4	2500	$\Delta P_{кз} = 23,5$	10,09	8,0
АД		12	6	1000	$\Delta P_{мн} = 60$	8,12	7,0
		6	6	630	$\Delta P_{мн} = 41$	6,34	7,0
СД		6	6	2500	$\Delta P_{мн} = 124,2$	28,2	8,0
		4	6	630	$\Delta P_{мн} = 38,4$	13,6	8,0
Кабели	АСБ 3×120	28 км	6	–	–	28×4,57	8,5

**Решение**

Коэффициент гармонических потерь

$$\Lambda_n = \sum_{n=5}^{13} \left( \frac{U_{n^*}^2}{n\sqrt{n}} \right) = \frac{0,062^2}{5\sqrt{5}} + \frac{0,04^2}{7\sqrt{7}} + \frac{0,03^2}{11\sqrt{11}} + \frac{0,02^2}{13\sqrt{13}} = 4,7 \cdot 10^{-4}.$$

Коэффициент пересчета стоимости потерь электроэнергии

$$K_\beta = \frac{\beta}{0,01} = \frac{0,85}{0,01} = 85.$$

Ежегодный ущерб от несинусоидальности напряжения в каждом элементе СЭС:

трансформаторах ГПП

$$U_1 = (K_\beta \cdot 510 \cdot T \cdot \Delta P_m + 7,3K) \cdot \Lambda_n = 2 \cdot (85 \cdot 510 \cdot 8,5 \cdot 172 + 7,3 \cdot 109000) \times 4,7 \cdot 10^{-4} = 60323 \text{ грн/год};$$

цеховых трансформаторах

$$U_2 = (K_\beta \cdot 610 \cdot T \cdot \Delta P_{кз} + 1,2K) \cdot \Lambda_n = \\ = [16(85 \cdot 610 \cdot 8,0 \cdot 11 + 6820) + 14(85 \cdot 610 \cdot 8,0 \cdot 23,5 + 10090)] \cdot 4,7 \cdot 10^{-4} = \\ = 98057 \text{ грн/год};$$

синхронных двигателях

$$U_3 = (K_\beta \cdot 410 \cdot T \cdot \Delta P_{мн} + 6K) \cdot \Lambda_n = [6 \cdot (85 \cdot 410 \cdot 8,0 \cdot 124,2 + 6 \cdot 28200) + \\ + 4 \cdot (85 \cdot 410 \cdot 8,0 \cdot 38,4 + 6 \cdot 13600)] \cdot 4,7 \cdot 10^{-4} = 118406 \text{ грн/год};$$

асинхронных двигателях

$$Y_4 = (K_\beta \cdot 250 \cdot T \cdot \Delta P_{MH} + 4K) \cdot \Lambda_n = \left[ \begin{array}{l} 85 \cdot 250 \cdot 7,0 \cdot (12 \cdot 60 + 6 \cdot 41) + \\ + 4 \cdot (12 \cdot 8120 + 6 \cdot 6340) \end{array} \right] \times \\ \times 4,7 \cdot 10^{-4} = 65600 \text{ грн/год};$$

кабельных линиях

$$Y_5 = 0,1 \cdot L_k \cdot K_0 \cdot \sum_{n=5}^{13} n U_{n*}^2 = 0,1 \cdot 28 \cdot 4570 \cdot \left( \begin{array}{l} 5 \cdot 0,062^2 + 7 \cdot 0,04^2 + 11 \cdot 0,03^2 + \\ + 13 \cdot 0,02^2 \end{array} \right) = \\ = 582 \text{ грн/год};$$

Ежегодный суммарный ущерб

$$Y_\Sigma = Y_1 + Y_2 + Y_3 + Y_4 + Y_5 = 60323 + 98057 + 118406 + 65600 + 582 = \\ = 342968 \text{ грн./год} \approx 342,97 \text{ тыс.грн/год.}$$

### 1.9. Дополнительные потери мощности

Дополнительные потери мощности, о.е., обусловленные колебаниями напряжения в элементах электрической сети

$$\Delta P_{\Pi}^* = \frac{\Delta P_{\Pi}}{\Delta P_{\text{НОМ}}} = \frac{3I_1^2 D_I X_k^2}{U_{\text{НОМ}}^2},$$

где  $D_I$  – дисперсия колебаний тока в относительных единицах.

Поскольку  $X_k = \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_k}$ , то

$$\Delta P_{\Pi} = \frac{3I_1^2 U_{\text{НОМ}}^2}{S_k^2} D_I = \frac{S_{\text{п.тр}}^2}{S_k^2} D_I,$$

Здесь  $S_k$  и  $S_{\text{п.тр}}$  – мощности короткого замыкания и печного трансформатора соответственно.

Мощность короткого замыкания  $S_k$  ограничена отключающей способностью выключателей; для сетей с номинальным напряжением 6–10 кВ может принимать значения 100-500 МВ·А, для сетей с номинальным напряжением 35 кВ – 500-1000 МВ·А.

**Дисперсия колебаний тока печей дуговых сталеплавильных печей (ДСП)** находится в пределах 0,01-0,12 о.е. и зависит от мощности печи, причем, меньшие значения дисперсии соответствуют более мощным печам и наоборот.

Таким образом, исходя из реальных соотношений между мощностью печного трансформатора, мощностью короткого замыкания и дисперсией колебаний тока ДСП, можно заключить, что максимально возможные дополнительные потери активной мощности, обусловленные колебаниями напряжения, при одиночно работающей печи могут составить 0,1 % от номинальных потерь.

При групповой работе ДСП дополнительные потери активной мощности не превышают 1 % номинальных потерь в элементах электрической сети даже в случае согласованной работы печей. Случайный процесс колебаний напряжения данного узла определяется суммой случайных процессов колебаний напряжения от каждого источника в отдельности, т.е. источники ЭМП рассматриваются как независимые.

Указанные выше значения дополнительных потерь мощности определены для случая, когда источники колебаний напряжения и «спокойная» нагрузка подключены к одной секции шин. На практике чаще всего используется схема с питанием «спокойной» нагрузки и источников искажения от различных секций шин трансформатора с расщепленной обмоткой или трехобмоточного трансформатора. В этом случае величина дополнительных потерь оказываются меньшей.

В общем случае дополнительные потери активной мощности, обусловленные колебаниями напряжения, связанными с работой резкопеременных нагрузок,

$$\Delta P_{\Pi}^* = \frac{k}{S_{\kappa}^2} \sum_{i=1}^n S_{\text{н.наг } i}^2 D_{\text{н.наг } i},$$

где  $S_{\text{н.наг } i}$  – полная мощность  $i$ -й нелинейной резкопеременной нагрузки;  $D_{\text{н.наг } i}$  – дисперсия колебаний тока  $i$ -й нелинейной резкопеременной нагрузки, о.е.;  $k$  – коэффициент, зависящий от вероятности совпадения режимов работы источников колебаний напряжения ( $k \leq 1$ ).

**Уровни высших гармоник, генерируемых ДСП,** незначительны по сравнению с основной гармоникой. Как показали расчеты, дополнительные потери мощности, обусловленные наличием высших гармоник и колебаний напряжения, оказываются соизмеримыми. Так, например, при работе ДСП-100 дополнительные потери в силовом трансформаторе ТМ-2500/35, подключенном к той же секции шин ( $S_k = 1000 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ ), составили 0,3 % от номинальных, а потери, обусловленные колебаниями напряжения, 0,1 %. При том, что при работе печей ДСП составляющая потеря, связанная с высшими гармониками, всегда оказывается несколько большей. Дополнительными потерями мощности, обусловленными колебаниями напряжения, источниками которых являются ДСП, можно пренебречь.

В случае, когда источниками искажений являются прокатные станы, дополнительные потери активной мощности также не превышают 1 % (дисперсия колебаний тока  $D_1 < 0,1$ ). Однако дополнительная составляющая потеря, обусловленная высшими гармониками, может значительно превышать составляющую потерь, связанную с колебаниями напряжения. При этом в случае 6-импульсной схемы выпрямителя (ВП) прокатных станов дополнительные потери, обусловленные ВГ, могут достигать 10 % номинальных потерь, т.е. в десятки раз превышать потери, связанные с колебаниями напряжения. При 12-импульсной схеме ВП их значение оказывается в 2–3 раза меньшей.

Дополнительные потери активной мощности, обусловленные колебаниями напряжения, составляют не более 1 % номинальных потерь. Следовательно, при оценке величины потерь мощности и электроэнергии в электрических сетях дополнительная составляющая, связанная с колебаниями напряжения, может не учитываться. Заметим, что этот вывод справедлив и для любых электрических сетей как имеющих, так и не имеющих в своем составе батареи конденсаторов.

## Раздел 2

# ПОКАЗАТЕЛИ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ В ПРОМЫШЛЕННЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ

### 2.1. Показатели качества электроэнергии в системах электроснабжения угольных шахт

Угледобывающая промышленность Украины занимает приоритетные позиции как в экономике страны, так и в формировании индекса внутреннего валового продукта. Огромные инвестиции вкладываются в модернизацию горнодобывающего и энергетического оборудования для повышения эффективности процесса добычи угля. Все чаще стал применяться частотный регулируемый электропривод для мощных стационарных электроустановок шахт (вентиляторы главного проветривания (ВГП), все виды подъемных установок, конвейерный транспорт). Интенсивное внедрение силовой преобразовательной техники в систему электроснабжения шахт приводит к отрицательным последствиям в виде возникновения электромагнитных помех (ЭМП). Они имеют, как правило, гармонический характер.

Возникающие при этом резонансные процессы на частотах ВГ и ИГ опасны для ЭО, что существенно снижает надежность электроснабжения шахт.

Соблюдение показателей качества электроэнергии в СЭС шахт позволяет экономить не только топливно-энергетические ресурсы, но и другие виды материальных ресурсов, часть которых при пониженном КЭ тратится на бракованную и утилизированную продукцию.

Снижение уровня высших гармоник в электросетях является частью общей задачи уменьшения влияния нелинейных нагрузок на питающую сеть и улучшения качества электроэнергии в системе электроснабжения предприятий. Комплексное решение этой задачи на основе применения многофункциональных устройств оказывается в экономическом отношении более целесообразным, нежели использование средств по улучшению формы сетевого тока преобразователя. Примером таких многофункциональных устройств являются резонансные фильтры, так называемые фильтрокомпенсирующие устройства (ФКУ), которые наряду со снижением уровней ВГ генерируют в питающую сеть реактивную мощность.

При параллельном соединении LC-цепей, настроенных на частоты отдельных гармоник, появляется резонансное ФКУ. Дефицит реактивной мощности

на шинах подстанции в этом случае может быть полностью покрыт с помощью батарей конденсаторов ФКУ, причем установленная мощность конденсаторов используется на 80–90 %.

При наличии в составе нагрузки шахты электроприемников с преобразователями частоты возникают опасные явления резонанса, вызванные появлением колебательного контура питающая сеть – батарея конденсаторов. Особенностью появления таких режимов является взаимосвязь технологических циклов работы отдельных стационарных электроустановок шахты (вентилятор главного проветривания, подъемные установки, транспорт).

Для анализа и оценки возникновения (влияния) резонансных явлений в системах электроснабжения шахт необходимо моделирование частотных характеристик (ЧХ) электрической сети с учетом взаимных сопротивлений (проводимостей) отдельных ее элементов (отходящих кабельных линий, трансформаторов, электродвигателей). Полученные ЧХ позволят выявить зону появления резонансных частот при подключении БК определенной мощности при реальном режиме работы системы электроснабжения (учитывается мощность системы, число и параметры отходящих линий нагрузки).

Алгоритм расчета ЧХ отработан и проверен практическими замерами. На начальном этапе моделирования необходимо наличие максимально достоверной информации о параметрах системы электроснабжения шахт (длине и сечении воздушных и кабельных ЛЭП, мощности силовых трансформаторов, типы токоограничивающих реакторов, мощности БК, сопротивлении системы). Затем выбираются с характерными (нормальными) показателями работы системы электроснабжения и выявляются режимы, которые наблюдаются при проведении ремонтно-восстановительных работ или проведении послеаварийных оперативных переключениях. После этого составляется схема замещения для каждого анализируемого режима работы и определяются результирующие сопротивления сети и нагрузки.

Для построения ЧХ используют различные математические подходы (экспериментальные методы на основе активного или пассивного эксперимента, а также на базе применения элементов спектрального анализа, преобразования для экспериментальной идентификации, корреляционных моментов токов и напряжения). Все эти методы требуют явного (полного) вмешательства в действующую систему электроснабжения шахт. На практике чаще всего используется принцип инженерного расчета ЧХ. При наличии достоверных исходных

данных такой подход дает приемлемые результаты для оценки и разработки технических рекомендаций по совершенствованию систем электроснабжения.

Полученные частотные характеристики наглядно отображают области возникновения резонансов и позволяют принимать решение об установке ФКУ, активных или гибридных фильтров, а также использовать другие способы защиты БК.

Для примера рассмотрим этапы расчета ЧХ электрической сети шахты «Благодатная» при нормальном (раздельная работа вводов высокого напряжения) и послеаварийном (в работе один ввод, секционный выключатель включен) режимах ее работы.

На схеме замещения (рис. 2.1) резонансный контур образует три основных элемента: питающая сеть, батарея конденсаторов и вентильная нагрузка (ВГП с преобразователем).

Включение батареи конденсаторов обуславливает нелинейный характер частотной характеристики (рис. 2.2 и 2.3).

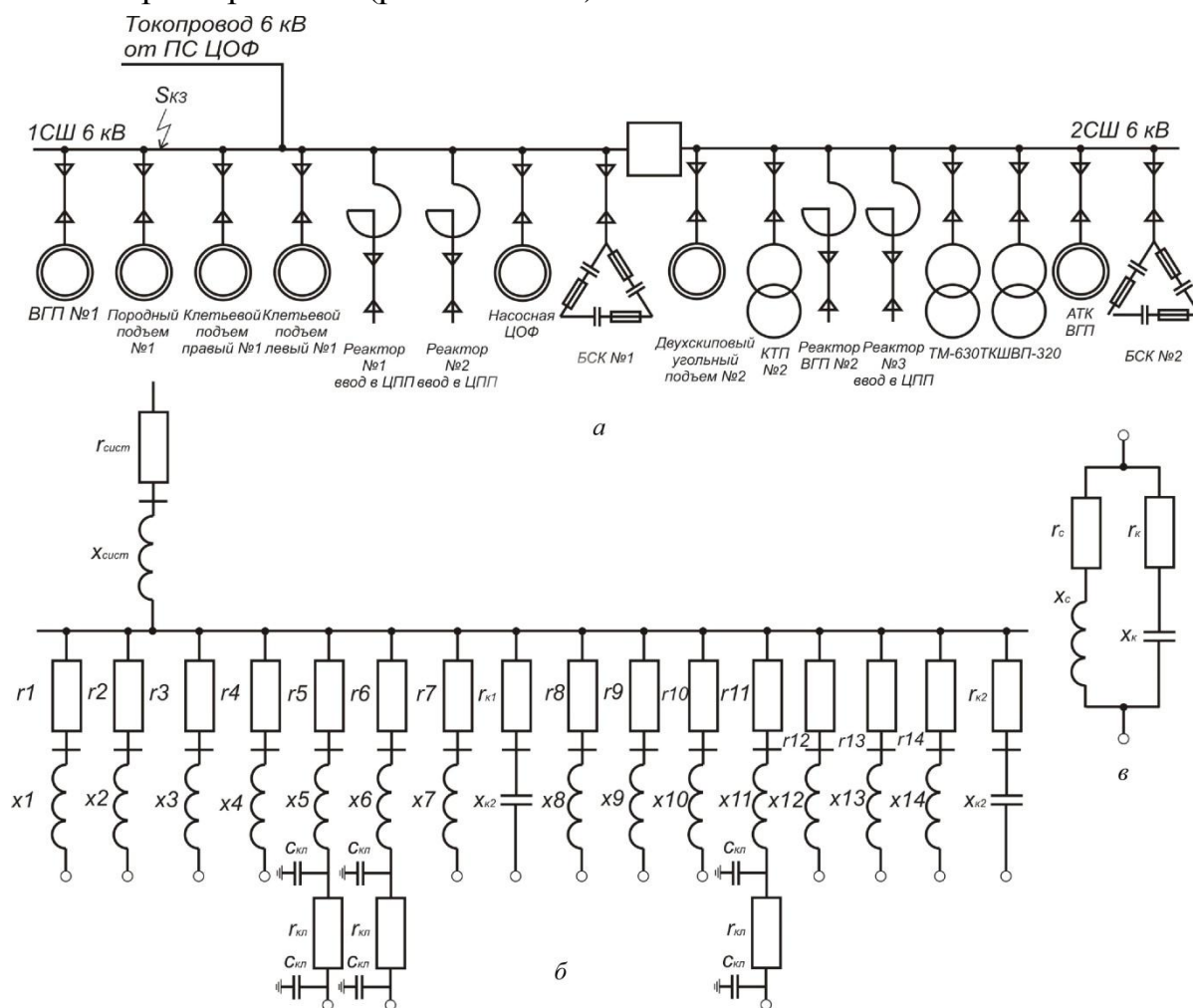


Рис. 2.1. Электрическая схема сети (а), схема замещения (б) и эквивалентная схема (в) для послеаварийного режима работы шахты



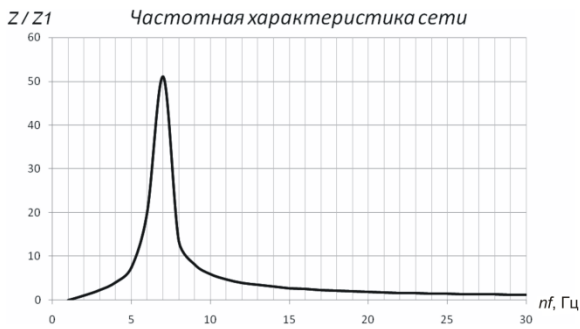


Рис. 2.2. Вид ЧХ для нормального режима работы шахты

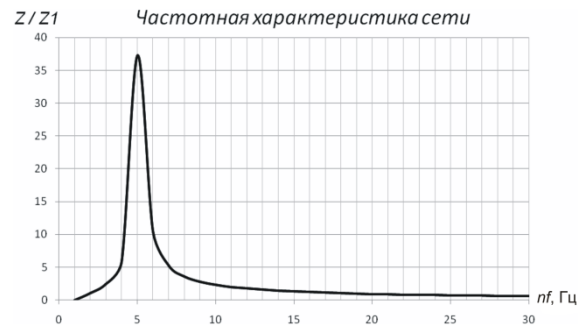


Рис. 2.3. Вид ЧХ для послеаварийного режима работы шахты

Нелинейность частотной характеристики питающей сети объясняется тем, что при включении БСК образуется параллельный LC – контур, состоящий из индуктивного сопротивления питающей сети и емкостного сопротивления конденсатора.

Уравнение для определения частотной характеристики LC - контура питающей сети положено в основу модели резонансных явлений и имеет следующий вид:

$$Z_{1n} = \frac{(r_c + jx_{cn})(r_k - jx_{kn})}{r_c + r_k + j(x_{cn} - x_{kn})} = \frac{r_c r_k (r_c + r_k) + x_{cn}^2 r_k + x_{kn}^2 r_c}{(r_c + r_k)^2 + (x_{cn} - x_{kn})^2} + j \frac{x_{cn} x_{kn} (x_{kn} - x_{cn}) + r_k^2 x_c - r_c^2 x_k}{(r_c + r_k)^2 + (x_{cn} - x_{kn})^2}$$

где  $x_{cn}$  – эквивалентное индуктивное сопротивление питающей сети на частоте  $n$ -й гармоники;

$x_{kn}$  – емкостное сопротивление батареи статических конденсаторов (БСК) для  $n$ -й гармоники.

Расчеты выполнены в математическом пакете и для условий схемы электроснабжения шахты «Благодатная» получены следующие значения элементов эквивалентной схемы замещения:

активное сопротивление цепи БСК1  $r_k = 0,052$  Ом; суммарное активное сопротивление элементов сети  $r_c = 0,01$  Ом ;сопротивление сети на основной частоте  $x_c = 0,7$  Ом;

Емкостное сопротивление конденсаторов определено по известной реактивной мощности  $Q_{\text{БСК1}} = 1575$  квар.

Номинальное емкостное сопротивление БСК1 при ФКУ с параметрами: емкость  $C = 126,3 \text{ мкФ}$ ,  $x_k = 22,9 \text{ Ом}$ ;

В результате моделирования получены частотные характеристики сети  $Z^* = f(n)$  для различных режимов работы шахты (рис. 2.2, 2.3).

Таким образом, очевидно, что в послеаварийном режиме работы шахты резонансная частота снижается (резонансная группа частот 200 – 350 Гц, резонансная гармоника 5-я), а в аварийном режиме работы (параллельная работа двух вводов) – повышается (резонансная группа частот 300 – 400 Гц, основная резонансная гармоника 7-я). Подобные режимы приводят к авариям и выходу из строя системы электроснабжения.

При исследовании нормальных режимов работы шахты было установлено, что в результате подключения БСК частотная характеристика имеет резко неравномерный вид. Группа частот, на которых появляется резонанс токов, находится в диапазоне значений 200 – 400 Гц. Основные резонансные гармоники 6- и 7-я соответствуют 1- и 2-й секциям шин.

При анализе частотных характеристик послеаварийных и аварийных режимов работы системы электроснабжения, которые были получены на модели расчета резонансных процессов, установлено, что резонансные группы частот для таких режимов также находятся в диапазоне значений 200 – 400 Гц, однако основные резонирующие гармоники 5-я и 7-я.

В настоящее время накоплен положительный опыт преодоления несинусоидальности напряжения в системах электроснабжения угольных шахт с мощными нелинейными нагрузками. В 2010 году на шахте им. Героев Космоса были установлены ФКУ типа ЧКД-Электротехника (Чехия) для фильтрации 5-й гармоники (см. рис. 2.4). Мощность батарей конденсаторов составила  $2 \times 2500$  квар. Предпосылкой к их установке стала модернизация вентилятора главного проветривания шахты с заменой приводного двигателя и установкой системы асинхронного тиристорного каскада (АТК) для управления режимами проветривания. Кроме того, угольный и породный подъемы оборудованы двигателями постоянного тока с вентильными преобразователями напряжения и системой управления ЭКТЦ (электропривод комплектный тиристорный).

Это стало причиной ухудшения качества напряжения по показателям несинусоидальности.

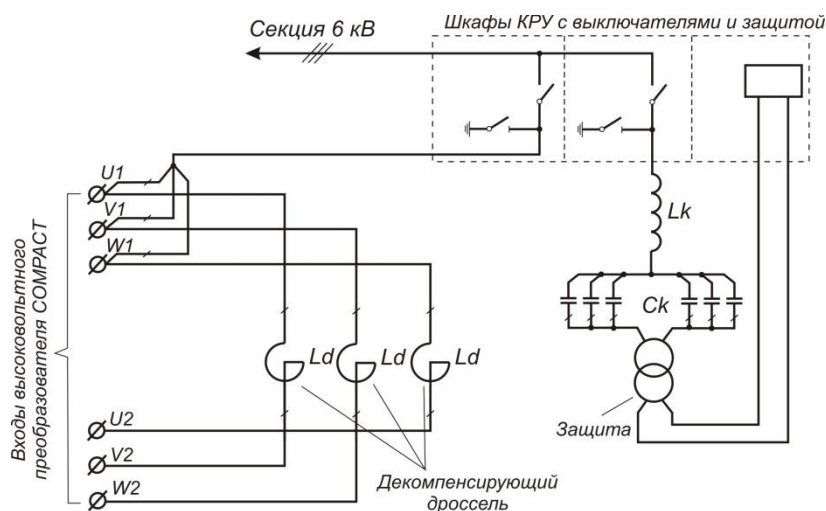


Рис. 2.4. Схема ФКУ для фильтрации 5-й гармоники

Причем, шахта им. Героев Космоса – это первое горнодобывающее предприятие в Украине, на котором применены регулируемые ФКУ, проведен экспериментальный анализ показателей качества напряжения при различных режимах ее работы.

В результате комплексных практических исследований при помощи анализатора качества напряжения FLUKE 435 были получены временные зависимости показателей качества несинусоидальности и коэффициента мощности, которые показали эффективность применения регулируемых ФКУ для повышения КЭ и компенсации реактивной мощности в сетях угольных шахт Украины.

Экспериментальные замеры по всем шахтам дали возможность увидеть, что электрические сети загружены реактивной мощностью (коэффициент мощности в некоторых режимах предельно мал). А это указывает на необходимость соответствующих мер по компенсации, т.е. говорит о важности установки в системах электроснабжения надежно работающих БК. Поэтому для их защиты от перегрузки токами ВГ необходима установка защитных реакторов.

Улучшенные ЧХ и экспериментальные замеры режимов работы шахт показали, что резонансные процессы проявляются на всех шахтах в большей или меньшей степени. Их появление неизбежно при одновременном включении БК и преобразователей частоты различных типов. Для исключения появления аварийных режимов в системах электроснабжения шахт, снижения уровня дополнительных потерь энергии, продления срока службы изоляции электрических машин и кабелей необходимо контролировать уровни высших гармоник при дальнейшем внедрении преобразовательной техники.

## 2.2. Показатели качества электрической энергии в системах электроснабжения печей сопротивления

Современные электропечи сопротивления (ЭПС) позволяют регулировать мощность нагрева отдельно по трем фазам, что может быть использовано при симметрировании трехфазной системы напряжений. Для качественной оценки симметрирующего эффекта неполнофазных режимов питания ЭПС необходимо знать границы изменения показателей несимметрии при различных комбинациях сетевых параметров и нагрузочных характеристик. Поэтому предложенный подход можно использовать для устранения несимметрии параметрического синтеза оптимальных соотношений общецеховой и электропечной нагрузок.

Нагрузка на шинах низкого напряжения цехового трансформатора имеет симметричный характер, а источником несимметрии является электропечная установка. Такой подход позволяет оценить долю несимметрии, которая соответствует неполнофазным режимам работы печи.

Таким образом, использование специальных режимов работы ЭПС, определенных как энергосберегающих позволит сформировать следующие режимы работы электрических сетей:

Появление несимметрии напряжений обратной и нулевой последовательностей. Такой режим может иметь место в случае перевода электропечи в несимметричный режим работы при абсолютно симметричном распределении остальной цеховой нагрузки по фазам. Целесообразность применения такого режима должна оцениваться путем сравнения общих затрат в электросети с величиной ущербов от возникновения несимметрии напряжений и уменьшении несинусоидальности

Уменьшение коэффициентов обратной и нулевой последовательности напряжения. Данный режим реализуется при правильном определении наиболее загруженной фазы сети и распределении печной нагрузки на фазы, имеющие меньшую нагрузку (при двухфазном режиме питания ЭПС) или переключении всей печной нагрузки на фазу с наименьшей нагрузкой (при однофазном режиме питания ЭПС);

Для оценки симметрирующих свойств ЭПС необходимо сформировать регулировочные зависимости, т. е. зависимости коэффициентов  $K_{U2}$  и  $K_{U0}$  как сочетания параметров печи и размещения ее в системе электроснабжения предприятия. Эффект симметрирования оценивается при допущении, что несиммет-

рия обуславливается только ЭПС, а остальная нагрузка имеет симметричный характер.

При анализе данных зависимостей необходимо уделить особое внимание мощности короткого замыкания сети, а также соотношениям мощности печи и мощности трансформатора, мощности печи и мощности симметричной нагрузки. Корректировка несимметричных режимов осуществляется при помощи активных сопротивлений нагрузки.

Схемные ограничения на подключение корректирующих элементов (нагревателей электропечей) представлены в виде двухфазной и однофазной схем питания ЭПС (рис. 2.5).

Сопротивления звеньев имеют, в зависимости от технологического режима нагрева, либо активный, либо активно-реактивный характер.

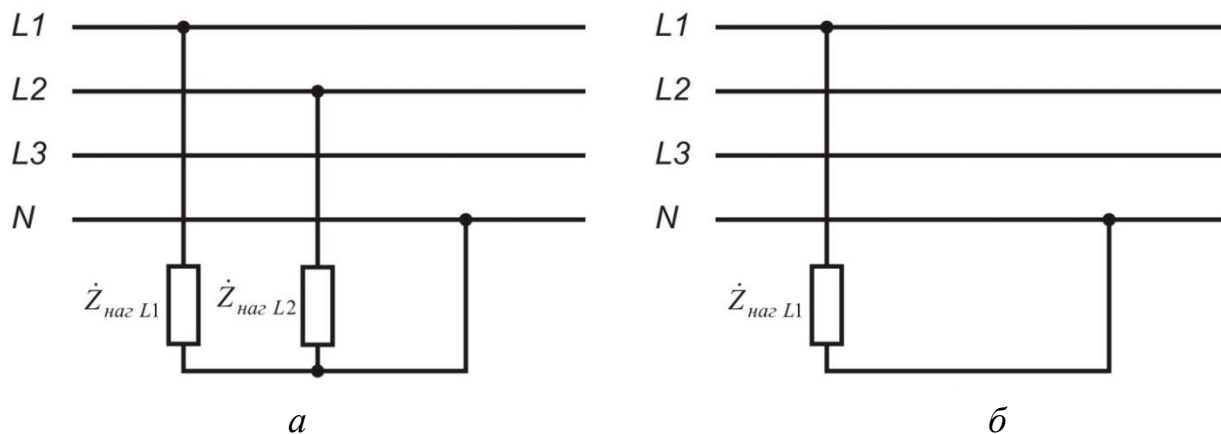


Рис. 2.5. Схемы устройств, корректирующих поперечную структуру электропечи при двухфазном (а) и однофазном (б) режимах ее работы

При помощи математической модели получено ряд зависимостей коэффициентов несимметрии обратной и нулевой последовательности от мощности печной установки  $K_{U2} = f(S_{ЭПС}^*)$ ,  $K_{U0} = f(S_{ЭПС}^*)$ , приведенной к симметричной трехфазной нагрузке цехового трансформатора (рис. 2.6 и 2.7).

Обычно используются цеховые трансформаторы, которые наиболее часто применяемые в комплектных трансформаторных подстанциях: 400, 630, 1000, 1600 кВ·А.

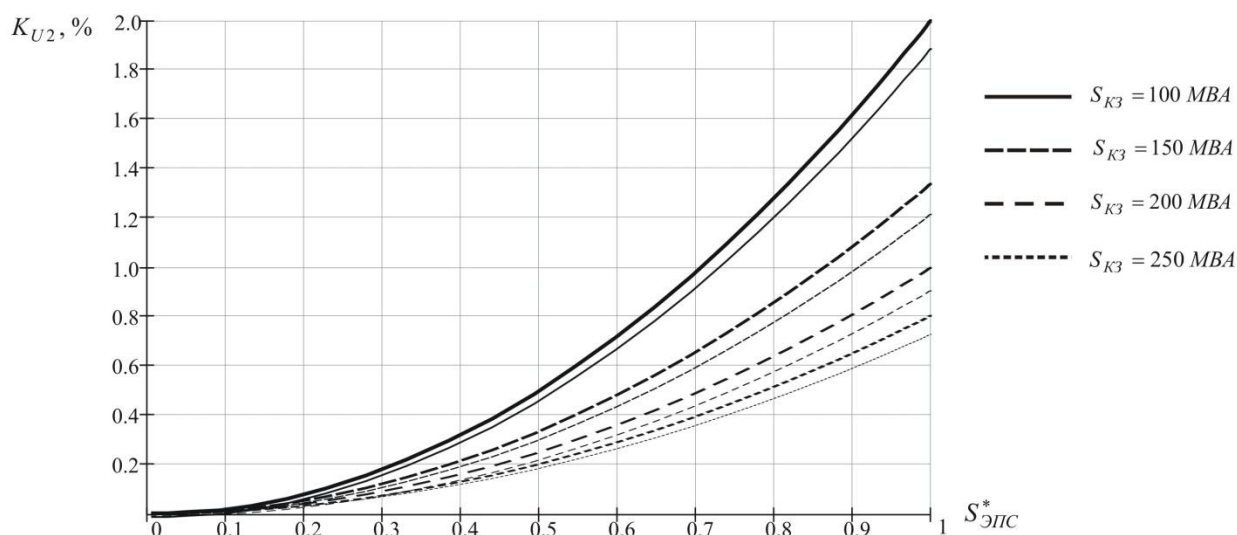


Рис. 2.6. Зависимости коэффициента несимметрии напряжения обратной последовательности от несимметричной печной нагрузки при  $S_{нт} = 400 \text{ кВ}\cdot\text{А}$

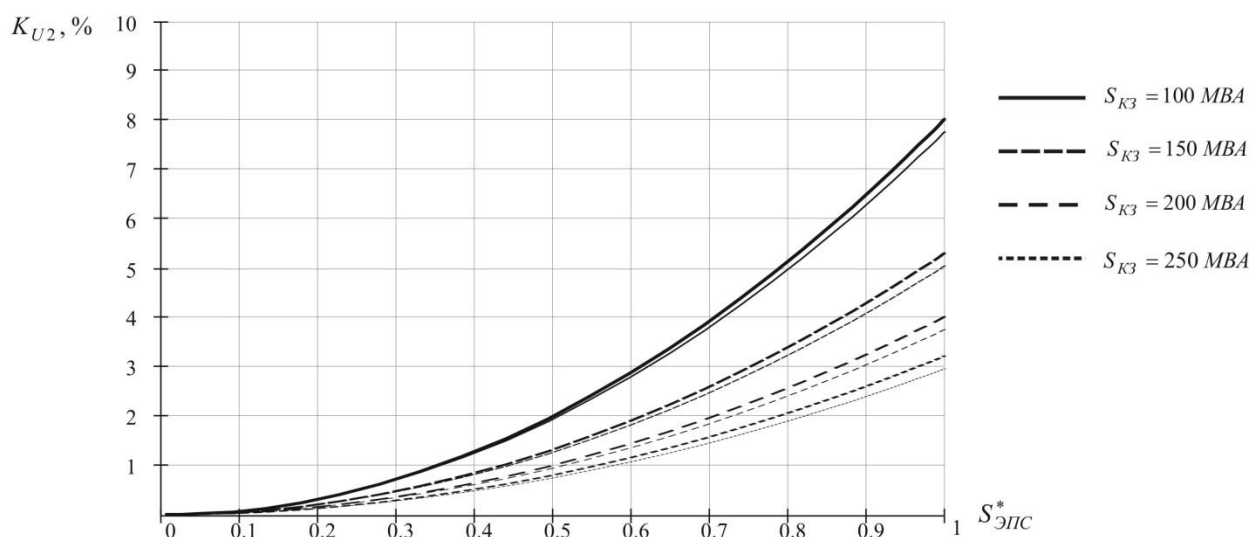


Рис. 2.7. Зависимости коэффициента несимметрии напряжения обратной последовательности от несимметричной печной нагрузки при  $S_{нт} = 1600 \text{ кВ}\cdot\text{А}$

Обычно коэффициенты несимметрии имеют предельные (максимальные) значения при любых отношениях мощностей. Поэтому в расчетах учитываются максимально возможные значения мощностей в неполнофазных режимах. В реальных режимах работы это условие не всегда выполняется, так как мощность нагревателей может снижаться, следовательно, будут снижаться и значения коэффициентов несимметрии. Однако полученные зависимости в связи с возмож-

ностью оценки предельных коэффициентов несимметрии и предельных регулировочных характеристик имеют практическую ценность.

Зависимости коэффициентов нулевой последовательности аналогичны рассмотренным. Для устранения несимметрии нулевой последовательности имеются более эффективные способы (например, снижение сопротивления нулевой последовательности цеховых трансформаторов путем изменения схемы соединения обмоток). Величину коэффициента несимметрии нулевой последовательности наиболее эффективно можно снизить схемными решениями, а не перераспределением нагрузок по фазам.

Из полученных зависимостей следует, что регулирующий эффект от применения неполнофазных режимов питания электропечей будет зависеть как от сетевых параметров (мощности КЗ), так и от соотношения печной несимметричной нагрузки к трехфазной симметричной. Необходимо отметить, что при моделировании практически охвачен весь возможный диапазон изменения указанных параметров. Максимальные значения коэффициентов несимметрии наблюдаются при соотношении параметров  $\frac{S_{\text{ЭПС}}^*}{S_c^{(3)}} = 1$ , приведенных в табл. 2.1, что имеет место при равенстве мощностей печной нагрузки и трехфазной симметричной. При этом бóльшие коэффициенты несимметрии наблюдаются при двухфазном режиме работы ЭПС, несколько меньше – при однофазном.

При наличии в системах цехового электроснабжения трансформаторов с номинальными мощностями из указанного ряда коэффициентов несимметрии с предельными значениями, скорее всего не будет из-за недопустимо большой величины мощности электропечей. Поэтому с практической точки зрения наибольший интерес представляет участок характеристики  $\frac{S_{\text{ЭПС}}^*}{S_c^{(3)}} = (0 \dots 0,5)$ .

Таблица 2.1

Максимальные значения коэффициентов несимметрии напряжения обратной последовательности в неполнофазных режимах работы ЭПС

$S_{K3}, \text{ МВ} \cdot \text{А}$	$K_{U2}, \%$			
100	2	3,15	5	8
150	1,33	2,1	3,33	5,33
200	1	1,58	2,5	4
250	0,8	1,26	2	3,2

### 2.3. Батареи конденсаторов в электрических сетях с нелинейными нагрузками

Как известно, БК являются наиболее распространенным и экономичным средством улучшения КЭ, в частности, для компенсации реактивной мощности. Однако при наличии в сети высших гармоник тока и напряжения включение конденсаторов может приводить к резонансным явлениям на частотах ВГ, что отрицательно сказывается на нормальной работе БК.

Исследование режимов работы конденсаторных установок при наличии высших гармоник в питающей сети, особенно при работе ВП, имеет важное практическое значение для определения возможности применения конденсаторных батарей в системах электроснабжения шахт. Сущность протекаемых явлений удобно рассмотреть на примере сети электроснабжения шахты, рис. 2.1, где три основных элемента ВП соединены по схеме тиристорного каскада – источник высших гармоник тока и напряжения, питающая линия, включая все ее элементы, в том числе прочую нагрузку, упрощенно представленная в схеме замещения индуктивно-активным элементом, батарея конденсаторов (емкостно-активная цепь в схеме замещения).

При отсутствии емкостных элементов (при отключенной БК) частотные характеристики сопротивления питающей сети линейны, при их наличии (включенной БК) линейность этих характеристик нарушается (см. рис. 2.2 и 2.3), поскольку в значительной степени зависят от добротности элементов питающей сети.

При отсутствии в сети емкостных элементов напряжение  $n$ -й гармоники на шинах подстанции определяется падением напряжения на сравнительно небольшом индуктивном сопротивлении сети для этой гармоники. В данном случае активным сопротивлением цепи можно пренебречь в силу больших значений добротности элементов системы ( $Q=30\dots50$ ). При подключении батареи конденсаторов к шинам подстанции, питающей мощную вентиляющую нагрузку, процесс резко нарушается. При любой величине емкости батареи, всегда найдется такая группа гармоник (назовем ее *резонансной группой гармоник*), при которых наступает режим резонанса токов (или близкий к нему) с индуктивностью сети. При этом сопротивление параллельного контура в области резонанса токов резко увеличивается (см. рис. 2.2, 2.3).

Токи резонансной группы гармоник, генерируемых вентиляющим преобразователем в сеть, значительно уменьшаются, и можно говорить о том, что



напряжения гармоник резонансной группы приложены к БК непосредственно, за исключением малого падения напряжения в преобразовательном трансформаторе. Следовательно, напряжения гармоник резонансной группы значительно увеличиваются, в то время как емкостное сопротивление батареи конденсаторов уменьшается с увеличением номера гармоники. Это приводит к тому, что через БК протекают значительные токи резонансных гармоник, соизмеримые, а иногда и значительно превосходящие ток основной гармоники. Перегрузка батареи конденсаторов токами ВГ может достигать на практике значительной величины (до 400 %), что приводит к выходу ее из строя. Поэтому необходима защита батарей конденсаторов от перегрузок токами высших гармоник.

В сетях, питающих нелинейную нагрузку, установка БК без защиты их от влияния ВГ недопустима из-за резонансных явлений, в первую очередь резонанса токов, возникающих на высокой частоте. Батареи конденсаторов, предназначенные для компенсации реактивной мощности, целью их нормальной работы необходимо защищать реакторами, которые следует устанавливать последовательно с конденсаторами (рис. 2.8). Значение индуктивного сопротивления реактора должно быть рассчитано с учетом резонанса напряжений на частоте, меньшей наименьшей гармоники, возникающей при работе нелинейной нагрузки, т. е. должно выполняться условие

$$n_p \omega L = \frac{1}{n_p \omega C}; n_p < n_{\min}, \quad (2.1)$$

где  $n_p$  – номер гармоники, на которую необходимо настроить последовательную LC-цепочку;  $n_{\min}$  – номер минимальной гармоники, возникающей при работе нелинейной нагрузки.

Индуктивное сопротивление защитного реактора на частоте 50 Гц определяется согласно выражению

$$x_p \geq \frac{x_c}{n^2} = \frac{U_{\text{БКном}}^2}{n^2 Q_{\text{БКном}}}, \quad (2.2)$$

где  $Q_{\text{БКном}}$  – реальная суммарная мощность батареи конденсаторов по данным завода-изготовителя;  $U_{\text{БКном}}$  – номинальное напряжение батареи конденсаторов;  $n_{\min} = 3$  – для дуговых сталеплавильных печей;  $n_{\min} = 5$  – для вентильных преобразователей с любой фазой выпрямления,

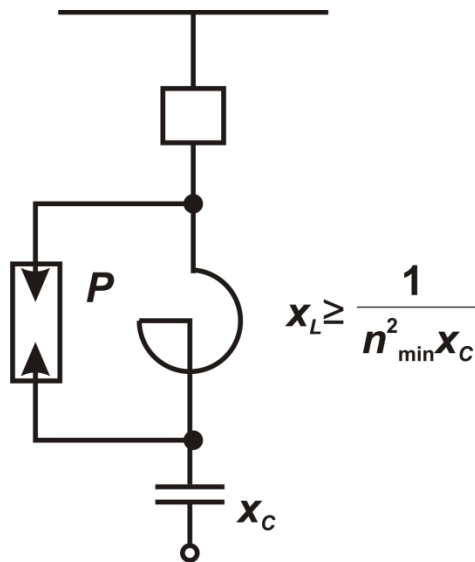


Рис. 2.8. Схема защиты БК от влияния (воздействия) высших гармоник

При «неправильной» защите конденсаторов могут возникать резонансные явления, обусловленные тем, что в цепи, состоящей из последовательно соединенных реактора и конденсатора, гармоники порядка выше резонансной (наблюдается индуктивный характер цепи) уменьшаются, а увеличиваются гармоники порядка ниже резонансной (наблюдается емкостный характер цепи). Для «правильной» защиты батареи конденсаторов необходимо, чтобы эта цепь для всех номеров гармоник имела индуктивный характер.

В нормальном режиме работы к реактору приложено напряжение основной частоты

$$U_{L1} = \frac{1}{n_p^2 - 1} U_1, \quad (2.3)$$

где  $U_1$  – напряжение сети на основной частоте, приложенное к LC-цепочке.

Действующее значение напряжения на реакторе

$$U_L = \sqrt{U_{L1}^2 + \sum_{n_{\min}}^{n=s} U_{Ln}^2}, \quad (2.4)$$

Где

$$U_{Ln} = I_n \frac{nx_c n\omega L}{nx_c + n\omega L - 1/n\omega C};$$

$I_n$  – суммарный ток  $n$ -й гармоники в питающей сети при отключенной БК;  $x_c$  – индуктивное сопротивление системы;  $\omega L$  – индуктивное сопротивление защит-

ного реактора на основной частоте;  $1/n\omega C$  – емкостное сопротивление защищаемой батареи конденсаторов на основной частоте.

Для защиты реактора от перенапряжений в момент включения или при пробое конденсатора параллельно с реактором устанавливается разрядник многократного действия (см. рис. 2.8).

При последовательном соединении реактора и конденсатора автоматически повышается напряжение на БК, в том числе и за счет влияния высших гармоник. В то же время заводы – изготовители конденсаторов гарантируют их надежную работу при номинальном напряжении. Следовательно, при последовательном включении с конденсатором реактора БК следует выбирать на следующую большую ступень напряжения, что является экономически неоправданным.

Общее напряжение на конденсаторе можно рассчитать по формуле

$$U_{\kappa} = \sqrt{U_{\kappa 1}^2 + \sum_{n_{\min}}^{n=s} U_{\kappa n}^2} \leq 1,1U_{\text{НОМ}}, \quad (2.5)$$

где  $U_{\kappa 1}$  – напряжение основной частоты на зажимах конденсатора, которое определяется так

$$U_{\kappa 1} = U_{1\phi} \frac{n_p^2}{n_p^2 - 1}; \quad (2.6)$$

где  $U_{1\phi}$  – фазное напряжение основной частоты на шинах;  $U_{\text{НОМ}}$  – номинальное

напряжение конденсаторной батареи;  $U_{\kappa n} = I_n \frac{1}{\omega C} \frac{x_c}{nx_c + n\omega L - 1/n\omega C}$  – напря-

жение  $n$ -й гармоники на зажимах конденсатора.

Действующее значение тока в  $LC$ -цепи

$$I_{\kappa} = \sqrt{I_{\kappa 1}^2 + \sum_{n_{\min}}^{n=s} I_{\kappa n}^2} \leq 1,3I_{\text{НОМ}} \quad (2.7)$$

где  $I_{\kappa 1} = \frac{U_{\phi 1}}{1/n\omega C - \omega L} = \frac{U_{\phi 1} n_p^2}{n_p - 1} \omega C$  – ток на частоте основной гармоники в

цепи БК.

$I_{\kappa n} = I_n \frac{nx_c}{nx_c + n\omega L - 1/n\omega C}$  – ток на частоте  $n$ -й гармоники в батарее конден-

саторов.

В формулах (2.5) – (2.7) число учитываемых гармоник может быть ограничено. Так, можно принять  $n = 7$  или  $11$  – для вентильных преобразователей и  $n = 7$  – для дуговых сталеплавильных печей.

Рассмотрим несколько примеров.

### Пример 2.1

Электрические сети предприятия характеризуются такими параметрами: номинальное напряжение 6 кВ; сопротивление связи с системой  $x_c = 0,28 \text{ Ом}$ ; сопротивление конденсаторов  $x_{БК} = 13,3 \text{ Ом}$ ; сопротивление нагрузки  $x_n = 0,7 \text{ Ом}$ . Значения токов на частоте высших гармоник:  $I_5 = 108 \text{ А}$ ;  $I_7 = 75 \text{ А}$ ;  $I_{11} = 42 \text{ А}$ ;  $I_{13} = 24 \text{ А}$ . Определить показатели несинусоидальности при включенной и отключенной батарее конденсаторов. Сравнить результаты расчетов и сделать выводы о влиянии электрической емкости в сетях на значение высших гармоник.

### Решение

#### Вариант 1 (батарея конденсаторов отключена)

Эквивалентное сопротивление сети (расчетная схема замещения представлена на рис. 2.9.)

$$x'_{n\Sigma} = \frac{x_c \cdot x_n n}{x_c + x_n} = \left( \frac{0,28 \cdot 0,7}{0,28 + 0,7} \right) \cdot n = 0,2n \text{ Ом.}$$

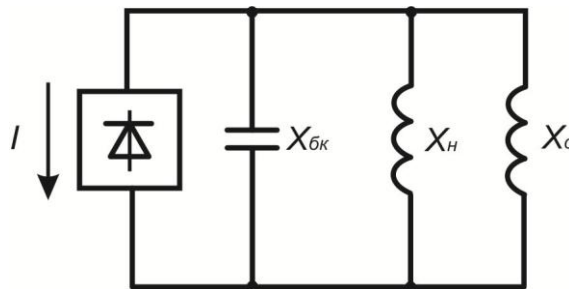


Рис. 2.9. Схема замещения сети

– Напряжение высших гармоник, В:

$$U_5 = x'_{n\Sigma} \cdot I_5 = 0,2 \cdot 5 \cdot 108 = 108 \text{ В};$$

$$U_7 = x'_{n\Sigma} \cdot I_7 = 0,2 \cdot 7 \cdot 75 = 105 \text{ В};$$

$$U_{11} = x'_{n\Sigma} \cdot I_{11} = 0,2 \cdot 11 \cdot 42 = 92,4 \text{ В};$$

$$U_{13} = x'_{n\Sigma} \cdot I_{13} = 0,2 \cdot 13 \cdot 24 = 62,4 \text{ В};$$

Коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения

$$K_U = \sqrt{\frac{\sum_{n=2}^s U_n^2}{U_{ном}^2}} = \sqrt{\frac{(108^2 + 105^2 + 92,4^2 + 62,4^2)}{6000}} = 2,42\%.$$

### **Вариант 2 (батарея конденсаторов включена)**

Эквивалентное сопротивление сети

$$x_{n\Sigma}'' = \frac{x_{n\Sigma}'' \cdot x_{БК} n}{x_{БК} - x_{n\Sigma}'' \cdot n^2}, \text{ Ом.}$$

Напряжения на частотах высших гармоник согласно выражению  $U_n = x_{n\Sigma}'' \cdot I_n$ , В:

$$U_5 = \frac{0,2 \cdot 13,3}{13,3 - 0,2 \cdot 5^2} \cdot 108 \cdot 5 = 173 \text{ В}$$

$$U_7 = \frac{0,2 \cdot 13,3}{13,3 - 0,2 \cdot 7^2} \cdot 75 \cdot 7 = 399 \text{ В}$$

$$U_{11} = \frac{0,2 \cdot 13,3}{13,3 - 0,2 \cdot 11^2} \cdot 42 \cdot 11 = -112,7 \text{ В}$$

$$U_{13} = \frac{0,2 \cdot 13,3}{13,3 - 0,2 \cdot 13^2} \cdot 24 \cdot 13 = -40,5.$$

Как видим из расчетов, включение батареи конденсаторов в узел нагрузки приводит к резкому увеличению напряжения на частоте высшей гармоники номер 7. Это объясняется возникновением резонанса на этих частотах.

**Значение снижения потерь и уменьшения ущерба от влияния ВГ и несимметрии** в результате применения соответствующих мероприятий и технических средств оценивается значениями следующих коэффициентов:

$$\gamma_{ВГ} = \frac{\sum_{n=1}^{\alpha} \Lambda_n (U_{нн}^2 - U_{нк}^2)}{\sum_{n=1}^{\alpha} \Lambda_n U_{нн}^2}; \quad (2.8,а)$$

$$\gamma_2 = \frac{U_{2н}^2 - U_{2к}^2}{U_{2н}^2}, \quad (2.8,б)$$

где  $U_{нн}$  и  $U_{нк}$  – напряжения на частоте  $n$ -й гармоники до и после внедрения мероприятий по минимизации уровней ВГ;

$U_{2н}$  и  $U_{2к}$  – то же, до и после проведения мероприятий по снижению несимметрии в сети.

Тогда значение снижения потерь мощности

$$\delta P_{ВГ} = \Delta P_n \gamma_{ВГ} = \delta \Delta t_n,$$

а срок службы изоляции

$$\delta P_2 = \Delta P_{нс} \gamma_2 = \delta \Delta t_n.$$

### Пример 2.2

На подстанции металлургического комбината в результате установки ФКУ уровень влияния 5-й и 7-й гармоник снизился соответственно с 6,5 до 2,5 % с 4,5 до 2,1 %. Определить величину коэффициента  $\gamma_{ВГ}$ .

**Решение**

$$\gamma_{ВГ} = \frac{0,089(6,5^2 - 2,5^2) + 0,054(4,5^2 - 2,1^2)}{0,089 \cdot 6,5^2 + 0,054 \cdot 4,5^2} = 0,85,$$

т.е. потери мощности снизились на 85 %.

При наличии на подстанции группы АД для оценки дополнительных потерь использовался статистический коэффициент  $\beta$ . Его значения для предприятий различных отраслей промышленности приблизительно такие: для чёрной и цветной металлургии, а также химической промышленности  $\beta_{мет} = 3,4$ ; для энергетики и нефтеперерабатывающих отраслей  $\beta_{э} = 2,35$ ; для промышленности в целом  $\beta_{п} = 3,7$ .

Тогда величина суммарных потерь мощности

$$\Delta P_{\beta} = \beta \left( \sum \Lambda_n U_{нк}^2 \right) S_{ном} \cdot 10^{-4}, \quad (2.9)$$

где  $S_{ном}$  – суммарная полная номинальная мощность асинхронных и синхронных двигателей, МВ·А.

### Пример 2.3

Определить значение дополнительных потерь мощности в группе высоковольтных электродвигателей, получающих питание от ГПП металлургического предприятия при наличии в спектре следующих высших гармоник напряжения:  $U_5=3,2\%$ ,  $U_7=2,8\%$ ,  $U_{11}=0,9\%$ ,  $U_{13}=0,77\%$ . В группу входят следующие типы электродвигателей:

А4-450У-4У3 ( $P_{\text{ном}} = 1000$  кВт,  $U_{\text{ном}} = 6$  кВ,  $\eta_{\text{ном}} = 95,5\%$ ,  $\cos \phi = 0,888$ ) - 5 шт.;

СДН-2-16-74-6У3 ( $P_{\text{ном}} = 2000$  кВт,  $U_{\text{ном}} = 6$  кВ,  $\eta_{\text{ном}} = 96,6\%$ ,  $\cos \phi = 0,9$ ) -

3 шт.

### Решение

Суммарная мощность группы двигателей (с учетом равенства  $\cos \phi_{\text{АД}}$  и  $\cos \phi_{\text{СД}}$ )

$$S_{\text{ном}} = 5 \cdot \frac{1}{0,9} + 3 \cdot \frac{2}{0,9} = 12,3 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

- Значение дополнительных потерь от влияния ВГ

$$\Delta P_{\beta} = \beta S_{\text{ном}} \left( \sum_{n=2}^n \Lambda_n U_{\text{нх}}^2 \right) = 3,4 \cdot 12,3 \left( \begin{array}{l} 0,089 \cdot 0,032^2 + 0,054 \cdot 0,028^2 \\ + 0,027 \cdot 0,009^2 + 0,021 \cdot 0,0077^2 \end{array} \right) \cdot 10^3 = 5,7 \text{ кВт}.$$

### 2.4. Рациональная компенсация реактивной мощности при наличии нелинейных электроприемников

При поэтапном проектировании системы электроснабжения промышленного предприятия основные расчеты проводят в следующей последовательности: определение электрических нагрузок подразделений и предприятия в целом; выбор номинальных напряжений, числа и мощности цеховых трансформаторов 6-10/0,4 кВ (ТП), выбор конфигурации схем и сечений кабельных линий (КЛ) электрических сетей, а также выбор средств компенсации реактивной мощности (КРМ) и их распределение между сетями до 1 кВ и выше [19].

При реконструкции системы электроснабжения машиностроительных предприятий и массовой замене устаревших электропечей сопротивления на установки нового поколения, очевидно, что мощности трансформаторов КТП, а также сечения кабельных линий могут быть уточнены, а в случае экономического обоснования заменены на трансформаторы другой мощности. Специфика работы заключается в том, что режим потребления реактивной мощности имеет

изменяющийся характер, причем степень потребления реактивной мощности зависит от потребляемой активной мощности.

В результате выполнения научно-исследовательских работ на кафедре систем электроснабжения НГУ доказано, что применение неполнофазных режимов питания ЭПС положительно сказывается на улучшении уровня энергетических коэффициентов, а также на качестве электрической энергии. Практический результат данных исследований заключается в выборе номинальной мощности цеховых трансформаторов, а также в балансе реактивных мощностей сети и электроприемников.

Известно [17, 18], что полная компенсация реактивной мощности в сети 0,4 кВ не всегда дает минимум суммарных дисконтированных затрат. Это объясняется в несколько измененном (по отношению к периоду до 90-х годов) соотношении стоимости батарей конденсаторов 6 – 10 кВ и цеховых трансформаторов.

Электроды сопротивления допускают работу в неполнофазном режиме, что можно использовать для коррекции несимметрии. Поэтому во время работы ЭПС в специальных режимах необходимо уточнить методику выбора трансформаторов ТП с учетом компенсации реактивной мощности, а также обосновать рациональный уровень компенсации реактивной мощности.

Расчетная активная мощность  $P_m$  определяется с учетом однофазных электроприемников цеха, равномерность распределения которых на трехфазную сеть оценивается коэффициентом неравномерности  $\xi$ , который минимизируется при определенных соотношениях мощности ЭПС к симметричным трехфазным электроприемникам. Отметим, что при минимизации значений коэффициента  $\xi$  расчетная мощность принимается несколько меньшей по отношению к варианту с равномерно нераспределенной по фазам однофазной нагрузке.

Тогда реактивная мощность нагрузки потребителей 0,4 кВ

$$Q_m = P_m \operatorname{tg} \varphi_{\text{ЭПС}}, \quad (2.10)$$

где  $\operatorname{tg} \varphi_{\text{ЭПС}}$  — коэффициент реактивной мощности, определяемый по средним значениям коэффициента мощности, характерных для специальных режимов работы ЭПС.

Реактивная мощность, которую обеспечивает энергосистема на стороне низкого напряжения ГПП:

$$Q_{\text{сист}} = P_m \operatorname{tg} \varphi_{\text{сист}}. \quad (2.11)$$



Реактивная мощность компенсирующих устройств определяется из уравнений баланса реактивной мощности на шинах 6 – 10 кВ источника питания предприятия, т.е. как

$$Q_{КУ\Sigma} = Q_M + \Delta Q_T - Q_{\text{сист}}, \quad (2.12)$$

где  $\Delta Q_T = \alpha S_M$  – суммарные потери реактивной мощности в ТП;

$\alpha$  – коэффициент потерь реактивной мощности в ТП от передачи полной мощности нагрузки. Обычно  $\alpha = 0,1 \dots 0,2$  [19].

С учетом выражений (2.11), (2.12)

$$Q_{КУ\Sigma} = P_M (tg\varphi_{\text{ЭПС}} - tg\varphi_{\text{сист}}) + \alpha S_M. \quad (2.13)$$

Суммарная мощность КУ:

$$Q_{КУ\Sigma} = Q_{КВ} + Q_{КН}, \quad (2.14)$$

где  $Q_{КВ}, Q_{КН}$  – мощности БК на стороне высшего и низшего напряжений соответственно.

Уровень компенсации реактивной мощности на стороне 0,4 кВ оценивается коэффициентом компенсации

$$B = Q_{КН}/Q_M, \quad (2.15)$$

согласно которому мощность узла нагрузки

$$\dot{S}_M = P_M + j(Q_M - Q_{КН}) = P_M + jQ_M(1 - Q_{КН}/Q_M) = P_M + jQ_M(1 - B). \quad (2.16)$$

Модульное значение мощности узла нагрузки

$$S_M = P_M \sqrt{1 + tg\varphi_{\text{ЭПС}}^2 (1 - B)^2}. \quad (2.17)$$

или

$$S_M = P_M \sqrt{1 + F^2}. \quad (2.18)$$

Величину  $F = tg\varphi_{\text{ЭПС}}(1 - B)$  иногда называют фактором реактивности [19].

Для выбора оптимального варианта компенсации реактивной мощности необходимо знать суммарные дисконтированные затраты и соответственно критерии минимума затрат

$$Z_\Sigma \Rightarrow \min. \quad (2.19)$$

Суммарные дисконтированные затраты на электрооборудование системы электроснабжения узла нагрузки

$$Z_\Sigma = Z_{КВ} + Z_{КН} + Z_{ТП} + Z_{Л}, \quad (2.20)$$

где  $Z_{КВ}, Z_{КН}, Z_{ТП}, Z_{Л}$  — дисконтированные затраты на сооружение и эксплуатацию ТП, КЛ и БК высокого и низкого напряжения.

Затраты на установку и эксплуатацию БК

$$Z_{КУ} = K_{\text{дис}} K_{КУ} Q_{КУ\Sigma}, \quad (2.21)$$

где  $K_{\text{дис}}$  — коэффициент дисконтирования годовых затрат;

$K_{КУ}$  — удельные капиталовложения в КУ (на единицу реактивной мощности), включая затраты на монтаж.

$$K_{\text{дис}} = 1 + (\alpha - \alpha_{\text{рен}}) K_{рэ} - (1 - \alpha_{\text{рен}} T_э)(1 + E)^{-T_p} \quad (2.22)$$

где  $K_{рэ} = \sum_{t=T_c+1}^{T_p} (1 + E)^{-1} = \sum_2^{10} (1 + 1,1)^{-1} = 5,24$ ;

$\alpha, \alpha_{\text{рен}}$  — ежегодные отчисления от капиталовложений (суммарные и на реновацию);

$T_э = 9$  лет — срок эксплуатации электрооборудования;

$T_p = 10$  лет — расчетный период;

$T_c = 1$  год — период строительства.

Дисконтированные затраты на сооружение и эксплуатацию трансформаторных подстанций

$$Z_{ТП} = K_{\text{дис}} K_{ТП} S_{\Sigma TP}. \quad (2.23)$$

Здесь

$K_{ТП} = K_{ТП\Sigma} / S_{\text{ном.т}}$  — удельные капиталовложения в сооружение подстанции (на единицу установленной мощности);

$$S_{\Sigma TP} = \frac{P_M}{k_{э.т}} \sqrt{1 + tg\varphi_{\text{ЭПС}}^2 (1 - B)^2} \quad \text{— суммарная мощность ТП.} \quad (2.24)$$

Суммарные дисконтированные затраты на сооружение и эксплуатацию системы электроснабжения (без учета КЛ), грн

$$\begin{aligned} Z_{\Sigma} &= Z_{КВ} + Z_{КН} + Z_{ТП} = z_{0КВ} Q_{КВ} + z_{0КН} Q_{КН} + z_{0Т} S_{\Sigma T} = \\ &= P_M \left[ z_{0КВ} [F - tg\varphi_{\text{сист}} + \alpha\sqrt{1 + F^2}] + z_{0КН} (tg\varphi_{\text{ЭПС}} - F) + z_{0Т} \frac{1}{k_{э.т}} \sqrt{1 + F^2} \right]. \end{aligned} \quad (2.25)$$

Удельные суммарные дисконтированные затраты, грн/кВт:

$$z_{\Sigma} = \frac{Z_{\Sigma}}{P_M} = \frac{Z_{КВ}}{P_M} + \frac{Z_{КН}}{P_M} + \frac{Z_{ТП}}{P_M} = z_{КВ} + z_{КН} + z_{ТП}. \quad (2.26)$$

Удельные суммарные дисконтированные затраты на отдельные элементы системы электроснабжения:

- на БК высокого и низкого напряжения соответственно

$$z_{KB} = z_{0KB} [F - tg\varphi_{сист} + \alpha\sqrt{1 + F^2}], \quad (2.27)$$

$$z_{KH} = z_{0KH} (tg\varphi_{ЭПС} - F); \quad (2.28)$$

- на цеховые трансформаторы напряжением 6—10/0,4 кВ

$$z_{ТП} = z_{0Т} \frac{1}{k_{з.т}} \sqrt{1 + F^2}. \quad (2.29)$$

С учетом анализа современного состояния рынка электротехнической продукции средние удельные капиталовложения в КУ низкого и высокого напряжения, а также капиталовложения в строительство цеховой ТП соответственно

$$z_{0KB} = 58,4 \text{ грн/квар}, z_{0KH} = 175 \text{ грн/квар}, z_{0ТП} = 93,2 \text{ грн/кВ} \cdot \text{А}.$$

С учетом полученных зависимостей проанализирован характер изменения величины удельных затрат на обслуживание электрооборудования. Эти зависимости показывают, как изменяются затраты от уровня компенсации реактивной мощности на стороне 0,4 кВ (рис. 2.10). При построении зависимостей учитывались значения коэффициентов мощности, характерные для различных режимов электропотребления ЭПС нового поколения. Практическое применение полученных зависимостей заключается в возможности определения величины минимальных удельных суммарных затрат на обслуживание электрооборудования при неполнофазных режимах работы ЭПС. Как видно, при определенных комбинациях параметров минимум величины суммарных удельных затрат имеет место при коэффициенте реактивной мощности, далеко от единицы. Это означает, что для условий, в которых работают системы электроснабжения термических цехов, положение о полной компенсации реактивной мощности на стороне 0,4 кВ не всегда оправдывается.

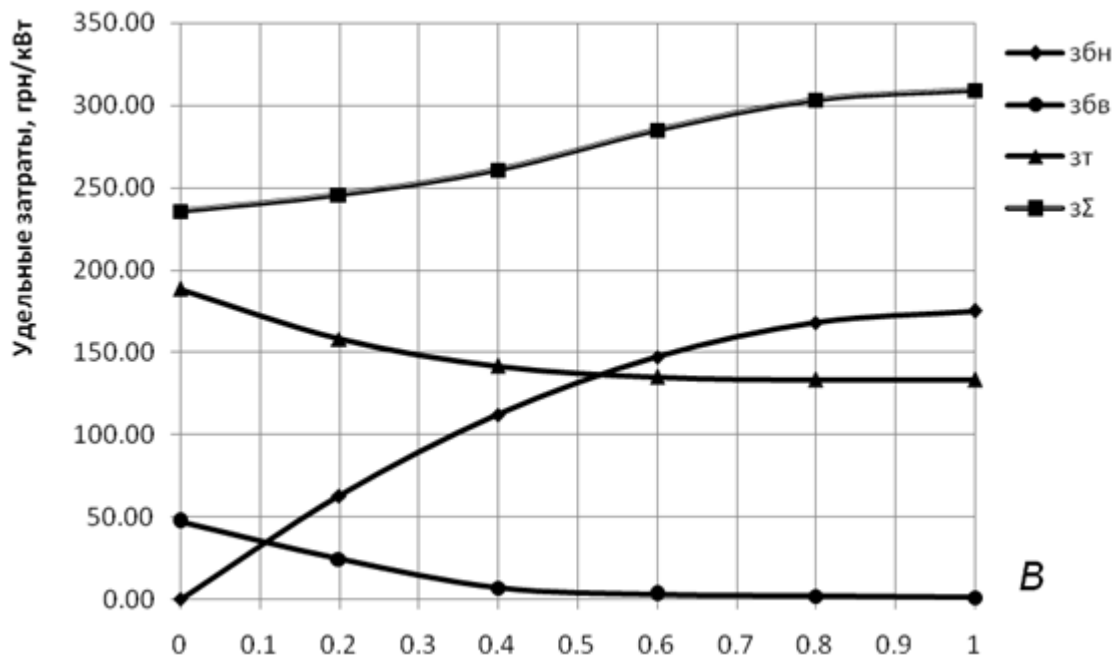


Рис. 2.10. Кривые зависимости удельных затрат на обслуживание электрооборудования от коэффициента компенсации реактивной мощности при разных его значениях

Из полученных зависимостей очевидно, что минимум удельных суммарных затрат на обслуживание цехового электрооборудования имеет место при нулевом коэффициенте компенсации реактивной мощности, т.е. при отсутствии конденсаторных батарей на стороне 0,4 кВ.

Таким образом, необходимое количество цеховых трансформаторов целесообразно выбирать по условию минимума суммарных дисконтированных затрат, определенных с учетом средних коэффициентов мощности нелинейной нагрузки.

Минимальное количество трансформаторов определяется согласно выражению

$$N_{\text{тmin}} = \frac{P_{\text{м}}}{k_{\text{з.т}} \cdot S_{\text{т.ном}}} + \Delta N,$$

где  $\Delta N$  — добавка до ближайшего целого числа.

Для лучшего усвоения материала рассмотрим несколько примеров.

### Пример 2.4

На подстанции 10 кВ принято решение последовательно с БК подключить реакторы с целью снижения уровня влияния 5-й гармоники, а также уменьшения активных потерь ВГ.

Требуется оценить экономическую эффективность предложенного решения.

#### Исходные данные

На подстанции 10 кВ уровни влияния ВГ по результатам измерений составляют:  $K_{U(5)} = 3,3 \%$ ;  $K_{U(7)} = 5,9 \%$ ;  $K_{U(11)} = 4,1 \%$ ;  $K_{U(13)} = 1,9 \%$ ;  $K_U = 8,13 \%$ . Мощность КЗ на шинах подстанции 10 кВ – 213 МВ·А.

Параметры электрооборудования

АД  $P = 8400$  кВт,  $\Delta P_1 = 760$  кВт,  $k_{\text{пуск}} = 6,5$ ;

СД  $P = 6000$  кВт,  $\Delta P_1 = 410$  кВт;

БК  $Q = 4000$  квар,  $\text{tg}\delta = 0,005$ .

Приведенные затраты в рассматриваемом случае

$$Z_0 = \sum_{i=1}^3 [(E + I_{\text{нси}})K_i + c_{\text{пи}}],$$

где  $K_i$  – капитальные затраты, соответствующие  $i$ -му элементу электрооборудования;

$c_{\text{пи}} = \Delta P_{\text{пи}} c_0 T_i$  – стоимость годовых потерь электроэнергии в  $i$ -м элементе.

Здесь  $\Delta P_{\text{пи}}$  – добавочные потери мощности в  $i$ -м элементе, обусловленные влиянием ВГ;  $T_i$  – продолжительность работы электрооборудования в году;  $c_0 = 0,03$  грн/кВт·ч – стоимость 1 кВт·ч потерь электроэнергии.

#### Решение

Активные потери, обусловленные токами ВГ:

$\Delta P_{\text{Адв}} = 21,78$  кВт;  $\Delta P_{\text{СДв}} = 2,28$  кВт;  $\Delta P_{\text{БКв}} = 1,06$  кВт.

Суммарные потери  $\Delta P_{\Sigma\text{в}} = 21,78 + 2,28 + 1,06 = 25,12$  кВт.

Величина приращения температуры нагрева, обусловленная влиянием ВГ:

$$\Delta\tau_{\text{Ад}} = 75 \frac{21,8}{760} = 2,15^\circ; \quad \Delta\tau_{\text{СД}} = 75 \frac{2,28}{410} = 0,41^\circ;$$

$$\Delta\tau_{\text{БК}} = 30 \frac{3,18}{60} = 1,59^\circ.$$

Сокращение срока службы изоляции

$$\Delta t_{\text{Адв}} = 0,086 \cdot 2,15 + (0,086 \cdot 2,15)^2 / 2 = 0,2, \text{ т.е. } 0,2 \cdot 20 = 4 \text{ года};$$

$$\Delta t_{\text{СДв}} = 0,036 \text{ или } 0,036 \cdot 20 = 0,72 \text{ года};$$

$$\Delta t_{\text{БКв}} = 0,15 \text{ или } 0,15 \cdot 20 = 3 \text{ года}.$$

Последние результаты подтверждают высокую чувствительность БК и АД к воздействию ВГ.

Учитывая нормы амортизационных отчислений, принятые для нормальных режимов работы ЭО, находим, что при несинусоидальном режиме работы:

$$\text{АД } I_{\text{нс. ад}} = 11,1(1 + 0,2) = 13,3 \%;$$

$$\text{СД } I_{\text{нс. с.д}} = 11,1(1 + 0,036) = 11,5 \%;$$

$$\text{БК } I_{\text{нс. БК}} = 9,4(1 + 0,15) = 10,8 \%.$$

Согласно необходимым данным, представленным в табл. 2.2, приведенные затраты  $Z_0 = 22,43 \cdot 10^3$  грн.

Таблица 2.2

Вид ЭО	$K_i$ , грн	$I_{\text{нси}}$ , %	$T_i$ , ч	$c_i$ , грн
АД	23000	13,3	1400	914,7
СД	32000	11,5	1600	109,4
БК	24000	10,8	7000	222,6

Для расчета минимально допустимой мощности ФКУ необходимо знать токи гармоник преобразователя, которые согласно формуле

$$I_{n\text{пр}} = \frac{S_{\text{пр}}}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}n} \text{ будут:}$$

$$I_1 = 220 \text{ А}; I_5 = 77 \text{ А}; I_7 = 55 \text{ А}; I_{11} = 35 \text{ А}; I_{13} = 29,6 \text{ А}.$$

Тогда токи ВГ, протекающих через ФКУ:

$$\sigma_{\phi}(n) = \frac{1}{\frac{1}{k_p n^2} \left(1 - \frac{5}{n}\right)^2 + 1},$$

где  $k_p = Q_{\text{БК}}/S_k = 0,019$ ;  $S_k = 213 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ ;

$$\sigma_{\phi 7} = 0,49; \sigma_{\phi 11} = 0,55; \sigma_{\phi 13} = 0,36.$$

Действующее значение токов ВГ, протекающих через ФКУ:

$$I_{\text{н}\Sigma} = \sqrt{\sum_{n=2}^{13} [I_{\text{нпр}} \sigma(n)]^2} = 83,25 \text{ А},$$

$$Q_{\text{БК}} = 3 \cdot 1,2 I_{\text{н}\Sigma} U_{\text{ном}} = 3,6 \cdot 83,25 \cdot 10,5 = 3148 \text{ квар} < 4000 \text{ квар}.$$

Сопротивление реактора ФКУ

$$x_p = \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{n^2 Q_{\text{БК}} \cdot 10^{-3}} = \frac{10,5^2}{25 \cdot 4000 \cdot 10^{-3}} = 1,1 \text{ Ом.}$$

Действующее значение полного тока

$$I_{\text{БК}} = \sqrt{I_{\text{НОМ}}^2 + I_{\text{нС}}^2} = \sqrt{220^2 + 83,25^2} = 235 \text{ А.}$$

Кратность перегрузки БК по току  $\frac{235}{220} = 1,07$ .

Напряжения ВГ после установки ФКУ

$$U_5 = 0; U_7 = 5,9(1 - 0,49) = 3,0\%; U_{11} = 4,1(1 - 0,55) = 1,8\%;$$

$$U_{13} = 1,9(1 - 0,36) = 1,21\%; K_U = 4,15\%.$$

Параметры несинусоидальности после установки ФКУ соответствуют требованиям ГОСТ 13109-97.

Результаты расчета значений потерь и кратности снижения срока службы ЭО  $\Delta t^*$  после установки ФКУ сведены в табл. 2.3.

Таблица 2.3

Вид ЭО	$\Delta P_n$ , кВт	$\Delta t^*$
АД	4,52	0,034
СД	0,473	0,0075
Реактор	7,03	–
БК	0,312	0,041

Согласно данным табл. 2.4 приведенные затраты с учетом ФКУ

$$Z = 18 \cdot 10^3 \text{ грн.}$$

Таблица 2.4

Вид ЭО	$K_i$ , грн	$I_{\text{нС}i}$ , %	$T_i$ , ч	$c_i$ , грн
АД	23000	11,5	1400	189,8
СД	32000	11,1	1600	22,7
БК	24000	9,77	7000	65,53
Реактор	8000	0,14	7000	1475

Разность приведенных затрат

$$\Delta Z = (22,43 - 18,00) \cdot 10^3 = 4,43 \cdot 10^3 \text{ грн.}$$

Срок окупаемости

$$t_{\text{ок}} = 1,8 \text{ года.}$$

### Пример 2.5

Выбрать ФКУ для подстанции цеха электролиза. Исходные данные:  $S_k = 217 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ ;  $S_{\text{ВП}} = 17000 \text{ кВ} \cdot \text{А}$ ; количество пульсаций 12;  $U_{\text{ш}} = 10,5 \text{ кВ}$ ; оптимальное значение реактивной мощности  $Q_o = 3000 \text{ квар}$ ;  $U_{11*} = 5,4\%$ ;  $U_{13*} = 4,1\%$ ;  $K_U = 7\%$ . Номинальное напряжение конденсаторов 6,6 кВ.

#### Решение

Токи ВГ преобразователей

$$I_{11} = \frac{17000}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 11} = 85 \text{ А}; \quad I_{13} = 63 \text{ А}.$$

С учетом полученных значений устанавливаем одно ФКУ, настроенное на частоту 11-й гармоники. Мощность БК принимаем равной оптимальному значению реактивной мощности, т.е.

$$Q_p = 3000 \text{ квар};$$

$$k_p = \frac{3000}{217 \cdot 10^3} = 1,38 \cdot 10^{-2}.$$

Тогда доля тока на частоте 13-й гармоники, протекающего через ФКУ:

$$\sigma_{n13*} = \frac{1}{\frac{1}{1,38 \cdot 10^{-2} \cdot 11^2} \left[ 1 - \left( \frac{11}{13} \right)^2 \right] + 1} = 0,86.$$

Ток на частоте ВГ, протекающий в цепи БК:

$$I_{n\Sigma} = \sqrt{85^2 + (63 \cdot 0,86)^2} = 101 \text{ А}.$$

Минимальная мощность БК ФКУ на три фазы

$$Q_p = 3 \cdot 1,2 \cdot 101 \cdot 6,6 = 2399 \text{ квар} < 3000 \text{ квар},$$

что подтверждает допустимость установленной мощности БК.

Далее проверяем БК на отсутствие перегрузки по мощности и повышения напряжения согласно условию  $K_Q a_p k_u \leq \sqrt{1 - \frac{0,7}{n_p}}$

$$\left( 1 + 1,38 \cdot 10^{-2} \right) \cdot \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 6,6} \cdot \frac{11^2}{11^2 \cdot 1} = 0,94 < \sqrt{1 - \frac{0,7}{11}} = 0,97,$$

что подтверждает правильность выбора по указанным параметрам.

После установки выбранного ФКУ получаем, что остаточные напряжения гармоник

$$\Delta U_{11*} = 0;$$

$$\Delta U_{13*} = 4,1(1+0,85) = 0,57\% \text{ и } K_U = 0,57\%.$$



При установке ФКУ, настроенных на частоту 11- и 13-й гармоник, мощность БК фильтров  $Q_0 = 3(1,2 \cdot 6,6 \cdot 86 + 1,2 \cdot 6,6 \cdot 63) = 3516$  квар  $> 3000$  квар, т.е. значительно больше оптимального значения РМ.

ФКУ, настроенное на частоту 12-й гармоники, при  $k_p = 1,38 \cdot 10^{-2}$  будет загружено токами на частоте 11- и 13-й ВГ:

$$\sigma_{11*} = \frac{1}{\frac{1}{1,38 \cdot 10^{-2} \cdot 12^2} \left[ 1 - \left( \frac{12}{11} \right)^2 \right] + 1} = 1,1;$$

$$\sigma_{13*} = \frac{1}{\frac{1}{1,38 \cdot 10^{-2} \cdot 12^2} \left[ 1 - \left( \frac{12}{13} \right)^2 \right] + 1} = 0,93.$$

Ток ВГ, протекающий через ФКУ:

$$I_{н\Sigma} = \sqrt{(85 \cdot 1,1)^2 + (63 \cdot 0,93)^2} = 110 \text{ А}.$$

Минимальная мощность БК ФКУ

$$Q = 3 \cdot 1,2 \cdot 110 \cdot 6,6 = 2613 \text{ квар} < 3000 \text{ квар}.$$

Таким образом, возможна также установка ФКУ, настроенного на частоту 12-й гармоники.

Остаточные напряжения гармоник

$$\Delta U_{11*} = 5,4(1 - 1,1) = 0,54\%;$$

$$\Delta U_{13*} = 4,1(1 - 0,93) = 0,29\% \text{ и } K_U = \sqrt{0,54^2 + 0,29^2} = 0,61\%$$

практически те же, что и при установке ФКУ, настроенных на частоту 11-й гармоники. Вариант установки такого ФКУ является наиболее приемлемым, так как БК по току загружены на  $\left( \frac{110}{101} - 1 \right) \cdot 100 = 8,9\%$  меньше, что благоприятно сказывается на их температурном режиме и сроке службы.

### Пример 2.6

Используя данные предыдущего примера, оценить возможность установки ФКУ, настроенного на частоту 9-й гармоники, при дефиците реактивной мощности  $Q_{д} = 1960$  квар.

#### Решение

Рассчитываем коэффициент:

$$k_p = \frac{1,96}{217} = 0,9 \cdot 10^{-2};$$

кратность токов на частоте 11- и 13-й гармоник, протекающих в цепи ФКУ:

$$\sigma_{11*} = \frac{1}{\frac{1}{0,90 \cdot 10^{-2} \cdot 9^2} \left[ 1 - \left( \frac{9}{11} \right)^2 \right] + 1} = 0,68;$$

$$\sigma_{13*} = \frac{1}{\frac{1}{0,90 \cdot 10^{-2} \cdot 9^2} \left[ 1 - \left( \frac{9}{13} \right)^2 \right] + 1} = 0,58;$$

ток на частоте ВГ, протекающий в цепи ФКУ:

$$I_{n\Sigma} = \sqrt{(85 \cdot 0,68)^2 + (63 \cdot 0,58)^2} = 68 \text{ А};$$

мощность БК ФКУ

$$Q_p \geq 3 \cdot 1,2 \cdot 68 \cdot 6,6 = 1616 \text{ квар} < 1960 \text{ квар};$$

остаточные напряжения 11- и 13-й гармоник

$$\Delta U_{11*} = 5,4(1-0,68) = 1,7\% < 2\%;$$

$$\Delta U_{13*} = 4,1(1-0,58) = 1,7\% < 2\% \text{ и}$$

$$K_U = \sqrt{1,7^2 + 1,7^2} = 2,4\% < 5\% .$$

Легко убедиться в том, что перегрузка БК по мощности отсутствует.

Таким образом, выбранное ФКУ обеспечивает снижение  $K_U$  в  $7/2,4 \approx 3$  раза.

## Раздел 3

# СНИЖЕНИЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАБОТЫ УСТАНОВОК ЧЕРЕЗ НИЗКИЙ УРОВЕНЬ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

### 3.1. Влияние качества напряжения на работу электротехнологических установок

Внедрение в производство новых технологических процессов, связанных с применением мощных несимметричных, нелинейных и быстроизменяющихся нагрузок, вызывает резкое ухудшение показателей качества электроэнергии (КЭ). Получившие широкое применение однофазные установки электрошлакового переплава мощностью 2500–10000 кВ·А, электровозы мощностью до 8000 кВ·А на переменном однофазном токе и однофазные индукционные печи до 16000 кВ·А в тоже время являются мощными несимметричными нагрузками, а многие из них одновременно и источниками появления высших гармоник. Ряд потребителей, например, таких как трехфазные дуговые сталеплавильные печи, также становятся источниками несимметрии и появления высших гармоник. Вентильные преобразователи вносят значительные искажения в форму кривой напряжения сети, являясь мощными генераторами высших гармоник при регулировании напряжения изменением угла управления.

Таким образом, следствием снижения КЭ являются увеличение потерь мощности и электроэнергии в сетях энергетических систем и предприятий, а также в электрооборудовании (трансформаторы, конденсаторы, вращающиеся машины), уменьшение пропускной способности сетей, ухудшение показателей технологических процессов, снижение производительности и повышенный износ электрооборудования. Экономический ущерб из-за низкого качества электроэнергии составляет во всем мире около 500 млрд. у.е. в год. Высшие гармоники тока и напряжения отрицательно влияют на работу электронных схем управления, релейной защиты, автоматики, создают резонансные явления в контурах, образуемых индуктивностью сети и емкостью конденсаторных установок, что приводит к перегреву и выходу последних из строя.

Существует несколько способов устранения последствий, возникающих от снижения КЭ. Это:

- уменьшение сопротивлений элементов СЭС с помощью сдвоенных реакторов, установок продольной компенсации, токоограничивающих

устройств. При этом несимметрия и несинусоидальность, как и отрицательное влияние их на сети и электроприемники, не устраняются;

- изменение величины напряжений симметричных составляющих путем создания симметричной системы напряжений на зажимах приемника, подключенного к несимметричной системе напряжений, например, к неполнофазной ЛЭП. Несимметрия входных токов и напряжений при этом не устраняется. Этот способ сопряжен с дополнительными капиталовложениями и потерями в фильтросимметрирующих устройствах;

- ограничение токов симметричных составляющих основной и высших гармонических частот в местах их генерирования. Достигается при включении статических устройств многофункционального назначения на реактивных элементах, например, для регулирования реактивной мощности с одновременной фильтрацией высших гармоник или генерированием пульсирующей мощности для компенсации несимметрии в сети. Этот способ – наиболее эффективный, так как устраняется причина искажения качества напряжения, а не ее следствие.

Снижение показателей качества электроэнергии в системах электроснабжения промышленных предприятий вызывает отрицательные последствия, среди которых являются:

- ущерб от нарушения нормального протекания технологических процессов при отклонениях и колебаниях напряжения, а также других показателей КЭ;

- увеличение потерь электроэнергии в обмотках электрических машин и сетях;

- сокращение срока службы электрооборудования, увеличение капитальных вложений в системы электроснабжения.

Рассмотрим, как показатели качества электроэнергии влияют на работу некоторого электротехнического оборудования.

**Вращающиеся машины.** Момент вращения и скольжение асинхронных электродвигателей зависят от напряжения на их зажимах. При понижении напряжения затрудняется пуск двигателей и снижается частота вращения, что приводит к падению производительности механизмов и увеличению потребляемого тока, т. е. к росту потерь в сети. При повышении напряжения растет потребление реактивной мощности, происходит старение и износ изоляции (например, с повышением напряжения на 1 % потребление

реактивной мощности увеличивается на 3 %). Появление в сети несимметрии напряжений приводит к значительному увеличению потерь активной мощности в обмотках двигателя вследствие низкого сопротивления обратной последовательности и к снижению вращающего момента двигателя.

Сопротивление обратной последовательности асинхронных двигателей в 5–7 раз меньше сопротивления прямой последовательности, а поэтому допустимая для двигателей несимметрия напряжений ограничивается значением 2 %, в противном случае резко снижается срок службы двигателей.

Так, при несимметрии напряжения в 2 % срок службы двигателей уменьшается на 10,8 %, при несимметрии в 4 % – уменьшается вдвое. Для синхронных двигателей уменьшение срока службы при несимметрии напряжения в 2 % составляет 16,2 %, трансформаторов – 4 %, конденсаторов – 20 %; причем в синхронных двигателях потери в роторе и его перегрев от несимметрии напряжения выше, чем в статоре. При несимметрии напряжения в 2 % ток обратной последовательности асинхронного двигателя возрастает на 15 %, потери уменьшаются – на 8 %, а температура нагрева обмотки с изоляцией класса А достигает 5 °С, что составляет значительную величину, если учесть, что дополнительный нагрев обмотки двигателя с изоляцией класса А на 8 °С сокращает срок его службы в два раза. Если несимметрия достигает 5 %, то ток обратной последовательности возрастает до 38 %, потери до 50 %, а температура перегрева – до 30 °С.

Вращающий и пусковой моменты асинхронного двигателя при несимметрии напряжений уменьшаются пропорционально квадрату коэффициента несимметрии напряжений. Более 20 % асинхронных двигателей выходят из строя при их работе в несимметричных режимах. Также отрицательно сказывается на работе вращающихся машин снижение других показателей качества электроэнергии. Так, при уменьшении напряжения на 10 % срок службы асинхронных двигателей снижается вдвое. Появление высших гармоник способствует увеличению активной мощности за счет более высокого сопротивления обмоток токам повышенной частоты.

**Электроосветительные лампы.** Отклонения напряжения влияют на срок службы ламп, световой поток и освещенность. При снижении напряжения потребляемая мощность лампы снижается, однако ее световой поток при этом падает быстрее. Так, при отклонении напряжения на 10 % световой поток снижается на 40 %. Для люминесцентных ламп изменение светового потока примерно пропорционально отклонению напряжения. При снижении

напряжения на 10 % пуск и работа этих ламп становятся ненадежными. Повышение напряжения на осветительных установках на 10 % снижает срок их службы в 4 раза.

Снижение освещенности влияет на производительность труда. Так, на сборочных работах высокой точности производительность труда с изменением освещенности на 1 лк падает на 0,007–0,012 %. Существенно изменяется и срок службы ламп, а преждевременный их выход из строя приносит значительный ущерб предприятию.

**Силовые конденсаторы** особенно подвержены негативному воздействию высших гармоник, так как их сопротивление токам высших гармоник уменьшается с ростом частоты, что приводит к перегрузке конденсаторов по току.

**Электротехнологические установки** характеризуются снижением производительности при падении напряжения, ухудшением температурного режима, увеличением длительности протекания технологического процесса и перерасходом электроэнергии.

**Электролизное производство.** При снижении напряжения на электролизных ваннах (например, хлора, алюминия, магния) уменьшается оптимальный ток, при котором обеспечивается наибольшая производительность, и повышается расход электроэнергии. В результате производительность снижается примерно пропорционально падению напряжения.

**Трансформаторы** (как и конденсаторы) являются статическими устройствами, поэтому протекание в них токов обратной последовательности и токов высших гармоник вызывает дополнительные потери, которые рассчитывают так же, как и для симметричных режимов работы.

**Электронные устройства автоматики** подвержены влиянию высших гармоник, поэтому для обеспечения нормальных условий их работы необходимо ограничивать значения коэффициента несинусоидальности или же уменьшать частоту отдельных гармоник тока или напряжения.

### 3.2. Расчет технологической составляющей ущерба от нарушения качества электроснабжения

На работу электротехнологических (ЭТУ) установок в наибольшей мере влияют отклонения напряжения. Влияние других показателей качества электроэнергии, как правило, незначительно. При наличии отклонений напряжения изменяется потребление активной мощности и энергии, а также реактивной мощности. В то же время наблюдается изменение качества и количества выпускаемой продукции, нарушение технологического процесса, сокращение срока службы оборудования и др. Как правило, зависимость производительности ЭТУ  $P$  от отклонения напряжения  $\delta U$  можно представить экономической характеристикой  $Y = Y(n)$  следующего вида:

$$Y = (E_n K + I_{\Pi}) (1 - \Pi^x) + C_{y,\text{э}} W_{\Gamma} \Pi^x (w^x - 1),$$

где  $Y$  – номинальный ущерб от отклонения напряжения;

$K$  – капитальные затраты на ЭП;

$I_{\Pi}$  – постоянная часть издержек производства, тыс. грн /год;

$\Pi^x$  – относительное изменение производительности;

$C_{y,\text{э}}$  – удельная стоимость ЭЭ, грн/кВт·ч;

$W_{\Gamma}$  – годовое потребление активной энергии, кВт·ч;

$w^x$  – относительное изменение удельного расхода ЭЭ.

Графики зависимостей  $\Pi^x$  и  $w$  от  $\delta U$  для различных электротехнологических установок – печей сопротивления периодического действия (кривые 2 и 5), дуговых сталеплавильных печей (кривые 3, 4) и индукционных тигельных печей (кривые 1, 6) представлены на рис. 3.1.

Отклонение напряжения на подстанциях от номинального значения сказывается, главным образом, на работе асинхронных двигателей, термических печей и осветительной нагрузки, которые входят в состав обобщенной нагрузки.

Статистическая характеристика обобщенной нагрузки согласно работе [5]

$$P_{\text{нагр}}(U) = P_0 \left[ 1 - K_p^U \left( 1 - \frac{U}{U_{\text{пл}}} \right) \right],$$

где  $K_p^U$  – коэффициент, регулирующий величину нагрузки по напряжению, %,

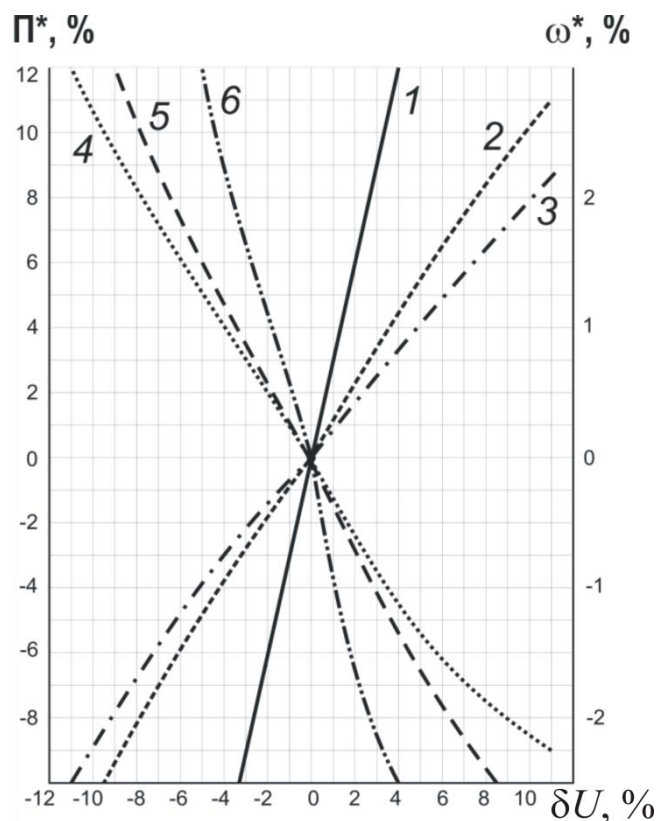


Рис. 3.1. Кривые зависимости относительного изменения производительности  $P^*$  от удельного расхода электроэнергии для различных электротехнологических установок

который составляет для:

<i>черной металлургии</i>	– 1,75
<i>целлюлозно-бумажной промышленности</i>	– 1,90
<i>химической промышленности</i>	– 3,10
<i>текстильной промышленности</i>	– 2,70
<i>коммунально-бытового хозяйства</i>	– 0,80
<i>обобщенной нагрузки</i>	– 1,5 – 1,75

$$K_p^U \left( 1 - \frac{U}{U_{\text{пл}}} \right) = E(U_x) \text{ – степень ограничения нагрузки из-за снижения}$$

напряжения.

Абсолютное снижение нагрузки

$$\Delta N = NE(U_x).$$

При расчете уровня снижения электропотребления  $\Delta \mathcal{E}$ , кВт·ч, в течение года учитываем, что часть графика нагрузки ограничивается пропорционально значению  $E(U_x)$ , о.е., т.е.

$$\Delta \mathcal{E} = \Delta NE(U_x)\tau,$$

где  $\tau$  – длительность периода ограничения нагрузки в течение суток, ч/сут.



Годовой ущерб потребителя в результате работы при пониженном напряжении

$$\Delta Z_y^{(U)} = \Delta \mathcal{E} \Delta y_o^{(U)}.$$

Здесь  $y_o$  – удельный ущерб от снижения напряжения, грн/кВт·ч.

Значения удельного ущерба принимаются согласно Приложению 2 в предположении, что уменьшение потребления электроэнергии обусловлено снижением напряжения в питающей электрической сети.

### Пример 3.1

Определить экономические потери (ущерб), связанные со снижением напряжения в узле СЭС, к которому подключена подстанция предприятия, при следующих исходных данных:

объем производства валовой продукции – 14650 млрд. грн./год;  $N = 500$  млн. дол./год; среднее значение нагрузки – 100 МВт; коэффициент максимума  $K_m = 1$ ; годовое потребление электроэнергии – 650 млн кВт·ч/год; номинальное и фактическое напряжение на шинах подстанции 110 кВ – 110 кВ и 102 кВ; характер нагрузки – смешанный; регулирующий эффект по напряжению – 1,70; удельный ущерб от снижения напряжения – 8,06 грн./кВт·ч (0,27 дол./кВт·ч); длительность периода ограничения нагрузки в течение суток – 12 ч/сут.

### Решение

Степень ограничения нагрузки в период работы при пониженном напряжении

$$E(U_x) = 1,7(1 - 102 / 110) = 0,123.$$

Абсолютное снижение нагрузки в этот период

$$\Delta N = 100 \cdot 0,123 = 12,3 \text{ МВт.}$$

Значение снижения электропотребления вследствие работы на пониженном напряжении в течение года

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{год}} = 365 \cdot 12,3 \cdot 12 \cdot 0,123 \cdot 10^{-3} = 6,63 \text{ млн кВт·ч/год.}$$

То же, в долях годового потребления электроэнергии

$$6,63 / 650 = 1,02 \text{ \%}.$$

Значение ущерба потребителя, ожидаемое в период работы его на пониженном напряжении

$$\Delta Z_y^{(U)} = 6,63 \cdot 8,06 = 53,44 \text{ млн грн./год (1,78 млн дол./год).}$$

То же, в долях годовой стоимости продукции

$$\Delta Z_{yx}^{(U)} = (53,44 / 14650) \cdot 100 = 0,36 \text{ \%}.$$

## Раздел 4

# ПРИБЛИЖЕННАЯ ОЦЕНКА ЗНАЧЕНИЙ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И УЩЕРБОВ

### 4.1. Качество электрической энергии и электромагнитные процессы в тяговых сетях

Протекающие электромагнитные процессы в тяговых сетях имеют стационарный либо квазистационарный характер. Наличие нелинейных, несимметричных и резкопеременных нагрузок определяет сложный многофакторный характер электромагнитных процессов. По-существу, все процессы имеют стохастический характер при нормальном или близком к нему законе распределения.

На тяговых подстанциях, а также подстанциях потребителей, получающих от них питание, осуществляется преобразование переменного тока в постоянный для дорог постоянного тока. В странах СНГ более 60% электроэнергии используется в преобразованном виде. Для этого применяются статические вентильные преобразователи, вследствие чего в тяговой сети и линиях передачи возникают высшие гармоники тока и напряжения. Искажение кривых тока и напряжения в тяговой сети при работе электровозов в разных режимах на различных расстояниях от подстанций различно.

На подстанциях постоянного тока до последнего времени использовали б-пульсные преобразователи со схемой соединения «две обратные звезды с уравнивающим реактором», генерировавшие гармоники 5-, 7-й и т. д. порядков; их суммарный уровень достигал 0,3 уровня постоянной составляющей. Переход на мостовые схемы позволяет улучшить ситуацию лишь при использовании преобразователей с большей пульсацией. В системе тягового электроснабжения переменного тока при установке на электровозах двухпульсовых вентильных преобразователей, кроме указанных порядков ВГ, возникают гармоники значительных порядков, кратных трем.

До последнего времени при анализе электромагнитных процессов в сетях электрифицированных железных дорог не обращали внимание на наличие интергармоник (ИГ) или, иначе, промежуточных гармоник, возникающих вследствие неустановившихся процессов в статических преобразователях. В отдельных случаях уровни ИГ превосходят уровни канонических гармоник. При внедрении на электровозах частотных преобразователей уровни ИГ могут оказаться большими, нежели ВГ.

Система электроснабжения железных дорог переменного тока представляет собой совокупность одно- и двухфазных нагрузок трехфазной системы, в результате тяговая нагрузка будет несимметричной относительно тягового трансформатора и внешней системы электроснабжения. Эти нагрузки являются источником несимметрии в трехфазной сети, в частности, несимметрии напряжения в тяговых потребителях системы «два проводника – рельс», а также смежных нетранспортных потребителей, присоединенных к третичным обмоткам тяговых трансформаторов. Несимметрия «проникает» и в питающие сети 110 – 220 кВ. Следует также отметить, что при этом уровень напряжения по фазам сети, как правило, оказывается разным.

Несимметричная нагрузка сети пользователя и наличие в ней высших гармоник приводят к 20 % – му дополнительному износу изоляции (по экспертным оценкам), т. е. к сокращению ее срока службы на 20%.

В тяговых сетях наблюдаются резкие изменения режимов напряжения (колебания напряжения), связанные с проблемами движения поездов. Они возникают вследствие появления разных видов нагрузок при прохождении крутого подъема, пункта секционирования, а также вследствие изменения напряжения на шинах тяговой подстанции, рекуперации и т.д. Дисперсия колебаний (о. е.) не превосходит 0,1. В связи с этим влияние колебаний напряжения на потери обычно не рассматривают. Однако принципиальное значение имеют социальные последствия колебаний напряжения – мигание (фликер) напряжения как на рабочих местах персонала тяговых подстанций, так и на местах смежных нетяговых потребителей. Поэтому показатели качества электроэнергии, относящиеся к колебаниям напряжения, должны обязательно контролироваться в тяговых сетях и сетях смежных потребителей.

Таким образом, согласно рассмотренному можно сделать вывод, что показателями КЭ, обуславливающими возникновение экономического ущерба, а также способствующими его контролю, являются: отклонение от номинального значения напряжения электропитания в точке общего присоединения (ТОП); значения гармонических составляющих напряжения и полных коэффициентов гармоник в ТОП; коэффициенты несимметрии напряжения обратной и нулевой последовательностей; кратковременные и длительные дозы фликера в точке передачи электрической энергии.

## 4.2. Точность оценки значений ПКЭ

Эта операция зависит от величины погрешности, с которой задаются номинальные параметры электрооборудования и электрических сетей, а также от полноты или корректности учета состава и режимов работы электрооборудования, что важно как в случае наличия нелинейных устройств, так и нагрузок, параметры которых являются функциями нагрузки и других режимных характеристик.

Погрешности эквивалентирования сопротивлений не могут превосходить наибольшую из погрешностей суммируемых сопротивлений; как правило, эта погрешность не превосходит 5–10 %, но при наличии в сети нелинейных устройств может быть значительно больше. Это касается и сопротивлений прямой и обратной последовательностей, используемым для расчета колебаний и несимметрии напряжения. Погрешность расчета сопротивлений на частотах высших гармоник может быть значительно больше, поскольку погрешности оценки индуктивных сопротивлений возрастают почти пропорционально номерам ВГ.

Сопротивление обратной последовательности питающей сети в расчетах показателей качества электроэнергии принимается равным сопротивлению короткого замыкания в рассматриваемом узле. Погрешность расчета этого сопротивления находится в пределах 3–13 %. Его частотная характеристика существенно нелинейна и имеет чередующиеся максимальные и минимальные значения. Учесть этот фактор при детерминистической постановке задачи в большинстве случаев невозможно, так как он является источником значительных погрешностей расчета несинусоидальных режимов.

На погрешность расчета существенное влияние оказывают неполнота и некорректность информации, содержащейся, например, в заданиях на проектирование электроснабжения. Как правило, 30–50 % необходимых данных не известны. Не во всех случаях известны режимные характеристики электрических сетей (уровни и законы изменения напряжения на границе раздела балансовой принадлежности, наличие в системе источников электромагнитных помех, параметры и режимы их работы и др.) Не всегда известны перспективы роста мощности и изменения конфигурации питающей энергосистемы в той мере, в какой соответствующая информация могла бы быть использована в расчетах электроснабжения на стадии проектирования. Значения токов ВГ и ИГ, токов обратной последовательности  $I_2$ , необходимые для расчета несинусоидальных и несимметричных режимов, также задаются со

значительными погрешностями. Так, значения математического ожидания  $M[I_2]$  и дисперсии  $D[I_2]$  относительной погрешности расчета тока обратной последовательности для конкретных подстанций нетяговых потребителей оказываются в пределах  $M[I_2]=0,04\dots0,10$  и  $D[I_2]=0,14\dots0,18$ . Для ВГ соответствующие значения оказываются еще большими.

Погрешности расчетов ПКЭ в сетях предприятий и тяговых сетях могут достигать значений 10–15 %. Практика свидетельствует, что аналогичная точность в конкретных случаях может быть достигнута и с помощью, так называемых, оценочных расчетов, при которых исключается необходимость прибегать к учету максимального числа влияющих факторов; это, как правило, в ряде случаев указывает на нецелесообразность использования сложных программ с учетом большого числа влияющих факторов или физических моделей.

**На практике точность оценки значения ПКЭ эксплуатации и проектирования тяговых электрических сетей и электрических систем иногда возникает необходимость в приближенной оценке параметров режимов работы, стоимости электрооборудования, между поставщиками и потребителями электроэнергии, т. е. в определении соответствующих величин с последующим, в случае необходимости, более точным расчетом. Такой подход допустим, например, для принятия проектного решения по оценке затрат на капитальное строительство, реконструкцию объектов, при вариантных расчетах и др. При оценке стоимости проектных решений используют так называемые укрупненные показатели, которые, естественно, позволяют получить лишь приближенное, т. е. оценочное значение. В условиях эксплуатации принятие таких решений возможно, например, при различном роде нештатных ситуаций: срочной замене включенного электрооборудования, оценке экономического ущерба, связанного с аварийными ситуациями, т.е. когда использовать метод экспертных оценок невозможно.**

### 4.3. Оценочные методы расчета показателей качества электроэнергии

В практике эксплуатации и проектирования тяговых электрических сетей и электрических систем в ряде случаев возникает необходимость в приближенной оценке параметров режимов работы, стоимости электрооборудования, расчетов между поставщиками и потребителями электроэнергии, т. е. оценки порядка соответствующих величин с последующим, в случае необходимости, более точным расчетом. Такой подход допустим, например, для принятия проектного решения по оценке затрат на капитальное строительство и других стоимостных решений, реконструкцию объектов, при вариантных расчетах и др. При оценке стоимости проектных решений используют так называемые укрупненные показатели, которые, естественно, позволяют получить лишь приближенное, т. е. оценочное значение. В условиях эксплуатации принятие таких решений возможно, например, при различного рода нештатных ситуациях: срочной замене включенного состава электрооборудования, оценке экономического ущерба, связанного с аварийными случаями и др., когда использовать метод экспертных оценок невозможно.

Оценочные методы, как правило, основываются на аналогиях, подобиях процессов, известных особенностях взаимного влияния отдельных видов электрооборудования и т.д. При этом, как правило, совокупность различного вида электрооборудования (двигателей, генераторов, трансформаторов и т. д.) рассматривается, как единое физическое тело с параметрами, являющимися суммой параметров отдельных единиц электрооборудования, т. е. оценивается усреднено. Изменения количества электрооборудования того или иного вида полагают соответствующим изменением электропотребления. Применяются также укрупненные показатели известных видов оборудования [44].

Как известно, при таком подходе в некоторых случаях весьма сложно выполнить усреднение стоимости различных типов единого комплекта оборудования, стоимости 1 кВт·ч электроэнергии, так как эта стоимость может отличаться своей величиной для различных областей, видов производств и др. Иногда целесообразно при усреднении стоимости рассматривать несколько групп электрооборудования народно-хозяйственного комплекса [46, 47].

В качестве примера рассмотрим электромагнитную составляющую и рассчитаем экономический ущерб от ее влияния в тяговых сетях ОАО «РЖД». Для оценки суммарной мощности трансформаторов  $W_{тр}$  учитываем, что ее

значение в 4–5 раз превышает суммарную установленную мощность генераторов  $W_{\Gamma}$ :  $q_1 = 4 \div 5$ . По данным конца 2012 г., в России  $W_{\Gamma} = 210,1$  тыс. МВт.

Таблица 4.1

Общие сведения об электроэнергетике России за 2012 г.

<i>Показатель</i>	<i>Величина</i>
Выработка электроэнергии, млрд. кВт·ч	1053,9
Электропотребление, млрд. кВт·ч	1038,1
Установленная мощность электростанций, ГВт	210,1
Численность населения, млн. чел.	143,37

Примем, что электропотребление  $q_2$  РЖД составляет от 6% общего электропотребления России или же 1038,1 млрд. кВт·ч.

Установленная мощность трансформаторов тяговых подстанций:

$$W_{\text{TM}} = W_{\Gamma} q_1 q_2 = 210,1 \cdot 5 \cdot 0,06 = 63030 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Отметим, что этот результат практически совпадает с фактическим значением  $W_{\text{TM}}$ .

При расчете также было принято, что установленная мощность трансформаторов тяговых подстанций пропорциональна их электропотреблению.

Оценим вероятность степень выход трансформаторов из строя. Учитываем что определенная доля их близка к аварийному состоянию вследствие износа изоляции, работы сверх нормативного срока; некоторая часть трансформаторов при установке подвергается отбраковке и т. п. По статистическим данным, доля таких трансформаторов составляет 17–25%. Примем для дальнейших расчетов  $p_1 = 0,20$ . Наличие несимметрии и несинусоидальности, как уже отмечалось, обуславливает сокращение срока службы изоляции трансформаторов уровень  $p_2$  на 20%.

Таким образом, степень ежегодного выхода из строя:

$$\Delta W_{\text{тр год}} = W_{\text{TM}} p_1 p_2 = 63030 \cdot 0,2 \cdot 0,2 = 2521 \text{ МВ} \cdot \text{А/год}.$$

В оценочных расчетах принимаем стоимость 1 МВ·А мощности трансформаторов, равняется 1 млн. руб. С учетом территориального коэффициента расположения в России, равного 1,3, затраты на замену трансформаторов:

$$\Delta Z_{\text{тр}} = 2521 \cdot 1,0 \cdot 1,3 = 3277 \text{ млн.руб.} = 3,28 \text{ млрд.руб.}$$

или

$$3,28 / 34 \approx 0,1 \text{ млрд. дол. США}$$

Экономические потери на основной частоте, обусловленные недостаточным уровнем компенсации реактивной мощности (по данным 2012 г. уровень потерь электроэнергии в сетях РЖД составляет 6,6% или 5063 млн.кВтч) при стоимости 1 МВт·ч технологических потерь, 120 руб/МВт ч:

$$W_p = 5063 \cdot 0,12 = 608 \text{ млн.руб. /год}$$

или

$$608 / 34 = 17,9 \text{ млн.дол./год.}$$

Технологическую составляющую вероятного ущерба  $\lambda$  от перерыва (или ограничения) электроснабжения оцениваем согласно принятым значениям потоков отказов согласно [47]: Так,  $\lambda$  1/год., для: составляет

трансформаторов и автотрансформаторов	0,02;
воздушных выключателей	0,025;
сборных шин	0,03;
устройств релейной защиты и автоматики	0,01;
системного потока отказов	0,085.

Вероятность возникновения отключения (или ограничения) электроснабжения тяговых подстанций РЖД принимается равной 6% [26].

Вероятностное значение ограничения электроснабжения:

$$\Delta W_{\text{вер}} = 1004 \cdot 0,06 \cdot 0,085 \cdot 0,06 = 0,31 \text{ млрд.кВт·ч/год.}$$

С учетом удельного ущерба  $W_{\text{уд}} = 0,3$  дол./кВт·ч для подстанций электрифицированных железных дорог получается, что экономические потери на основной частоте

$$0,31 \cdot 0,3 \approx 0,093 \text{ млрд.дол./год} \approx 3,16 \text{ млрд.руб./год.}$$

Этот результат близок к приведенному в работе [26], полученному на основании более точных подробных расчетов, выполненных с учетом реальных значений величины ущерба в тяговых сетях РЖД.

Таким образом, изложенные подходы в области оценки ущербов и других параметров КЭ в сетях электрифицированных железных дорог имеет практический интерес, поскольку позволяет решать приближенных (например, вариантных) вопросы, связанные с проектированием и эксплуатацией железнодорожной электроэнергетики.



**Для оценки экономического ущерба в Украине, обусловленного некачественной электроэнергией, в первую очередь:**

Определяем ее суммарную мощность трансформаторов  $W_{уст}$ . Как известно, эта величина в 4–5 раз превышает суммарную мощность генераторов электростанций  $W_{ген}$ ; в Украине составляет 50 тыс. МВ·А. Таким образом,  $W_{уст} = 50 \cdot 5 = 250$  ГВт.

Ежегодная величина потери мощности в следствии выхода из строя трансформаторов  $\Delta W$  в результате дополнительного износа изоляции из-за несимметрии и несинусоидальности напряжения по усредненной оценке института «Энергосетьпроект» составляет 20%. Эта величина справедлива, если больше 75% трансформаторов работают с нагрузкой более 50%. Таким образом,

$$\Delta W = 0,2 \cdot 0,75 W_{уст} = 0,15 \cdot 250 = 37,5 \text{ ГВт.}$$

Тогда расходы по замене трансформаторов  $37500 \cdot 0,25 = 9375$  млн. грн/год или  $9375/8 = 1,17$  млрд. дол./год;

Так как электродвигатели (электропривода) потребляют около 70% всей вырабатываемой электроэнергии  $S_{выр}$ , в 2012 году эта величина составляла около 200 млрд. кВт·ч, то можно записать что

$$S_{эл} = 0,7 S_{выр} = 0,7 \cdot 200 = 140 \text{ млрд. кВт·ч}$$

Оценим значение потерь, связанных с влиянием низкого качества энергии на повреждаемость электродвигателей,  $\Delta S_{дв}$ , и соответственно:

$$\Delta S_{дв} = S_{эл} \cdot 0,2 = 140 \cdot 0,2 = 28 \text{ млрд. кВт·ч.}$$

Тогда стоимость дополнительно потребляемой электроэнергии (**0,5 грн/кВт ч**)

$$\Delta S_{дв}^{(доп)} = 28 \cdot 0,5 = 14 \text{ млрд. грн/год или } 14/8 = 1,75 \text{ млрд. дол./год.}$$

Определяем стоимость ежегодных потерь электроэнергии на основной частоте, которые по данным 2012 г. составляют 12%.

$$200 \cdot 0,12 \cdot 0,5 = 12 \text{ млрд. грн/год или } 12/8 = 1,5 \text{ млрд. дол./год.}$$

Тогда стоимость суммарных экономических потерь электроэнергии,

$$S_{\Sigma} = 1,17 + 1,75 + 1,5 = 4,42 \text{ млрд. дол. Принимаем } S_{\Sigma} \approx 5 \text{ млрд. дол.}$$

Таким образом, оценочное значение электромагнитных потерь в электрических сетях Украины, с учетом величины потери в сети, а также технологические составляющие можно принять равным 5 – 6 млрд. дол./год.

Иногда при оценочных расчетах, когда электрические системы и особенности хозяйственной деятельности близки по своей структуре, то рассматривают отношение численности населения Украины и России

$K_{и} = 143/45 \approx 3,2$ ; ежегодные потери вследствие низкого качества электроэнергии в России составляют 25 млрд. дол., а с учетом  $K_{и} - 25/3,2 = 7,8$  млрд. дол./год, что весьма близко к значению 6 млрд. дол./год.

#### 4.4. Приближенная оценка ПКЭ в электрических сетях

Система электроснабжения промышленного предприятия – это большая динамическая сеть, постоянные времени основных элементов которой достаточно велики; поэтому они могут рассматриваться как постоянные элементы, параметры которых в частотном спектре огибающей напряжения (0,1 – 15 Гц) практически неизменны и их можно считать линейными. При составлении схем замещения силовых элементов (трансформаторов, реакторов, большинства нагрузок) модуль передаточной функции может быть представлен коэффициентом передач

$$K = \frac{x_c}{x_c + x_s},$$

где  $x_c$  – индуктивное сопротивление СЭС до силового элемента;

$x_s$  – индуктивное сопротивление силового элемента.

Сопротивления рассчитываются согласно схеме замещения СЭС, выполненной для определения токов КЗ. В зависимости от расчетных величин в расчетах может быть задействованы значение коэффициента искажения кривых напряжения  $K_U$  при расчетах несинусоидальных режимов;  $\delta U_t$  при расчетах колебания либо дозы фликера  $P_{st}$  или  $P_{lt}$ .

Погрешность расчета  $\delta U_t$  и  $K_U$  в узлах СЭС не превышает 1–2%; для  $P_{st}$  и  $P_{lt}$  она оказывается несколько большей – до 4–5%.

На рис. 4.1 и 4.2 представлены схемы питания ДСП и схемы их замещения, а в табл. 4.2 и 4.3 – значения коэффициентов передачи  $K$  для типовых трансформаторов с  $U_{ном}$  110 кВ с расщепленными обмотками (ТРО) и сдвоенными реакторами (СР). Во всех случаях исходной точкой (узлом) расчета по таблицам являются значения нелинейной нагрузки на шинах источника колебаний или несинусоидальности. Так, величина колебания напряжения на шинах питания ДСП определяется как

$$\delta U_{t \text{ дсп}}^{(дсп)} = 100 S_{пт} / S_{кз} \approx P_{st}^{(дсп)},$$

где  $S_{пт}$  – мощность питающего трансформатора.

В данных таблицах приведены также значения коэффициентов передачи (о. е.)  $K_{\text{дсп-ст}}$  и  $K_{\text{дсп-вн}}$  при использовании ТРО с  $U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$  и  $K_{\text{дсп-ст}}$ ,  $K_{\text{дсп-вн}}$  и  $K_{\text{дсп-вр}}$  при использовании СР с  $U_{\text{сн}} = 110 \text{ кВ}$ .

Значение колебания на шинах ВН  $\delta U_{\text{т вн}} = \delta U_{\text{т дсп}} K_{\text{дсп-вн}}$ , где  $K_{\text{дсп-вн}} = K_{\text{дсп-ст}} \cdot K_{\text{ст-вн}}$ .

Общепромышленная нагрузка подключается либо к сборным шинам НН ТРО ( $X_{\text{н}}$ ), либо на стороне 0,4 кВ ( $X_{\text{н0,4}}$ ) параллельно с осветительной нагрузкой, т. е.

$$\delta U_{\text{т нн}} = \delta U_{\text{т дсп}} K_{\text{дсп-нн}},$$

где  $K_{\text{дсп-нн}} = K_{\text{дсп-ст}} K_{\text{ст-нн}}$ .

Значение колебания на шинах 0,4 кВ (ОН)  $\delta U_{\text{т он}} = \delta U_{\text{т дсп}} K_{\text{дсп-он}}$ , где  $K_{\text{дсп-он}} = K_{\text{дсп-ст}} K_{\text{ст-нн}} K_{\text{нн-он}}$ ;  $K_{\text{нн-он}} = X_{\text{н0,4}} / (X_{\text{н0,4}} + X_{\text{т2}})$ ;  $X_{\text{н0,4}} = S_{\text{б}} / (S_{\text{ном}} \sin \varphi)$ ;  $S_{\text{б}} = 100 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ .

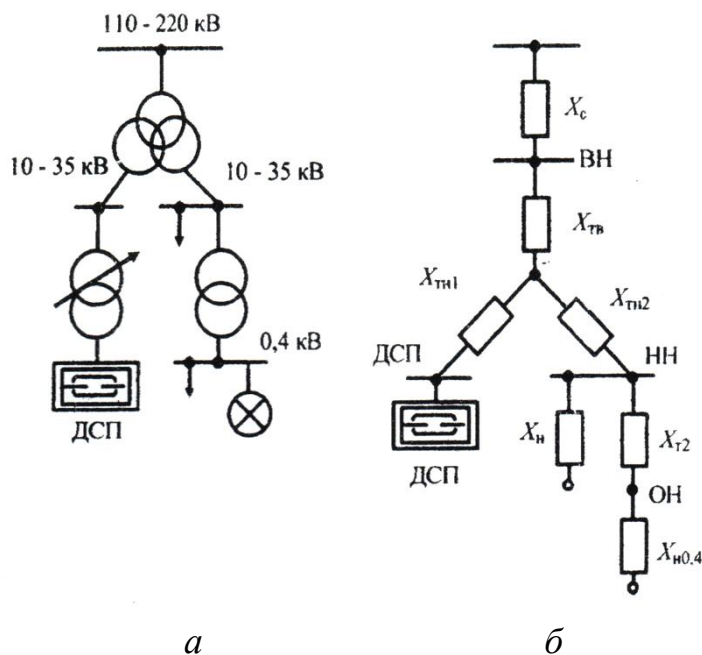


Рис. 4.1. Схема питания ДСП от трансформатора с расщепленными обмотками (а) и соответствующая схема замещения (б)

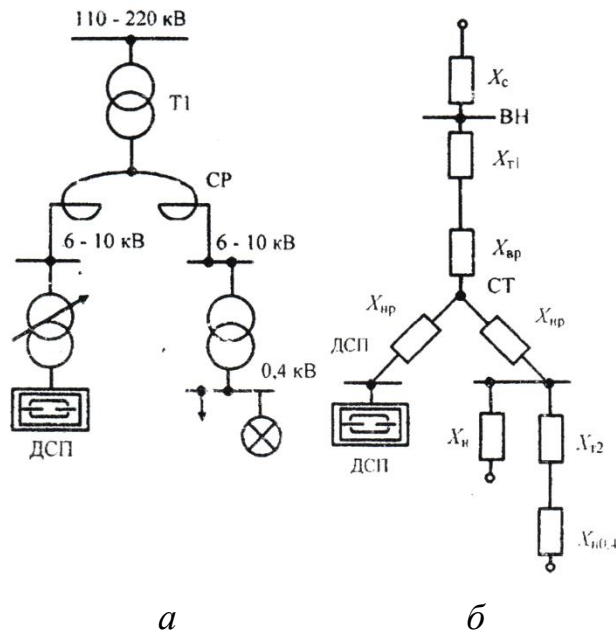


Рис. 4.2. Схема питания ДСП от двояного реактора (а) и соответствующая схема замещения (б)

Таблица 4.2

Значения коэффициентов передачи при использовании типовых трансформаторов напряжением 110 кВ с расщепленными обмотками

$S_{ном.т}, МВ \cdot А$	$S_{к.з.с}, МВ \cdot А$	Коэффициенты передачи, о.е.	
		$K_{дсп-ст}$	$K_{дсп-вн}$
25	2000	0,122	0,488
	3000	0,104	0,386
	4000	0,095	0,323
40	2000	0,153	0,604
	3000	0,125	0,502
	4000	0,112	0,433
63	2000	0,195	0,706
	3000	0,156	0,613
	4000	0,136	0,546
80	2000	0,224	0,753
	3000	0,177	0,668
	4000	0,153	0,604
125	2000	0,292	0,826
	3000	0,228	0,759
	4000	0,195	0,704

Таблица 4.3

Значения коэффициентов передачи при использовании  
сдвоенных реакторов напряжением 110 кВ

$S_{\text{ном.т}},$ МВ·А	$S_{\text{р.прох}},$ МВ·А	$X_{\text{р}}, \%$	$S_{\text{к.з.с}},$ МВ·А	Коэффициенты передачи, о.е.		
				$K_{\text{дсп-ст}}$	$K_{\text{ст-нн}}$	$K_{\text{ст-вн}}$
25	20,78	4	2000	0,372	1,546	0,164
			3000	0,359	1,578	0,115
			4000	0,352	1,595	0,090
		6	2000	0,207	2,293	0,244
			3000	0,193	2,410	0,176
			4000	0,186	2,472	0,139
40	51,96	6	2000	0,349	1,713	0,276
			3000	0,327	1,787	0,201
			4000	0,316	1,827	0,160
		8	2000	0,23	2,296	0,370
			3000	0,207	2,483	0,280
			4000	0,196	2,591	0,227
		10	2000	0,256	1,845	0,298
			3000	0,236	1,940	0,219
			4000	0,227	1,993	0,175
63	69,3	8	2000	0,242	2,107	0,485
			3000	0,211	2,326	0,384
			4000	0,195	2,462	0,321
		10	2000	0,138	3,288	0,758
			3000	0,107	4,082	0,673
			4000	0,091	4,683	0,610
		12	2000	0,074	5,564	1,282
			3000	0,043	9,091	1,500
			4000	0,028	13,714	1,786
80	86,5	10	2000	0,183	2,549	0,704
			3000	0,145	3,037	0,611
			4000	0,126	3,391	0,543
		12	2000	0,107	3,935	1,087
			3000	0,070	5,655	1,138
			4000	0,052	7,429	1,190

**Пример 4.1.** Номинальная мощность печного трансформатора в сети ТРО (63 МВ·А) составляет 40 МВ·А. Определить значения дозы фликера на шинах 0,4 кВ. Мощность КЗ на шинах питающей системы 3000 МВ·А. Трансформатор 10/0,4 кВ типа ТМ-1000/10, нагрузка в сетях 0,4 кВ составляет 800 кВ·А ( $\cos\phi=0,8$ ).

**Решение**

Значение колебания напряжения на шинах питания ДСП

$$\delta U_{t \text{ ДСП}}^{(\text{ДСП})} = 100 \frac{S_{\text{пт}}}{S_{\text{кз}}} = 100 \frac{40}{3000} = 1,33;$$

доза фликера на шинах 0,4 кВ с учетом коэффициентов передачи (табл. 4.1):

$$P_{\text{ст-он}} \approx \delta U_{t \text{ он}}^{(\text{ДСП})} = \delta U_{t \text{ ДСП}}^{(\text{ДСП})} \cdot K_{\text{дсп-он}} = \delta U_{t \text{ ДСП}}^{(\text{ДСП})} \cdot K_{\text{дсп-ст}} \cdot K_{\text{ст-нн}} \cdot K_{\text{нн-он}} =$$

$$= 1,33 \cdot 0,195 \cdot 0,98 = 0,254;$$

$$\text{где } K_{\text{ст-нн}} = \frac{X_{T2}}{X_{T1} + X_{T2}} = \frac{4,85}{20 + 4,85} = 0,195.$$

$$X_{T1} = 22 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 20 \text{ - сопротивление трансформатора Т1.}$$

$$X_{T2} = 5,35 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 4,85 \text{ - сопротивление трансформатора Т2.}$$

$$K_{\text{нн-он}} = \frac{X_{\text{н0,4}}}{X_{\text{н0,4}} + X_{T2}} = \frac{208,3}{208,3 + 4,85} = 0,98.$$

$$X_{\text{н0,4}} = \frac{S_{\phi}}{S_{\text{н}} \sin \phi} = \frac{100}{0,8 \cdot 0,6} = 208,3 \text{ - сопротивление нагрузки 0,4 кВ;}$$

**Пример 4.2.** Мощность печного трансформатора 63 МВ·А. В цепь трансформатора включен сдвоенный реактор (СР). Мощность КЗ 4000 МВ·А. Определить дозу фликера на шинах ВН.

**Решение**

Значение колебания напряжения на шинах питания ДСП

$$\delta U_{t \text{ ДСП}}^{(\text{ДСП})} = 100 \frac{S_{\text{пт}}}{S_{\text{кз}}} = 100 \frac{63}{4000} = 1,575.$$

Доза фликера на шинах ВН с учетом коэффициентов передачи (табл. 4.2)

$$P_{\text{ст-вн}} \approx \delta U_{t \text{ вн}}^{(\text{ДСП})} = \delta U_{t \text{ ДСП}}^{(\text{ДСП})} \cdot K_{\text{дсп-вн}} = \delta U_{t \text{ ДСП}}^{(\text{ДСП})} \cdot K_{\text{дсп-ст}} \cdot K_{\text{ст-вн}} = 1,575 \cdot 0,091 \cdot 0,61 = 0,087.$$

#### 4.5. Определение ПКЭ в сетях прокатных станов

Расчет колебаний напряжения в сетях **прокатных станов** состоит в следующем:

1. Определяют размах колебаний напряжения прямоугольной формы (рис. 4.3) согласно формуле

$$d_i = \delta U_i.$$

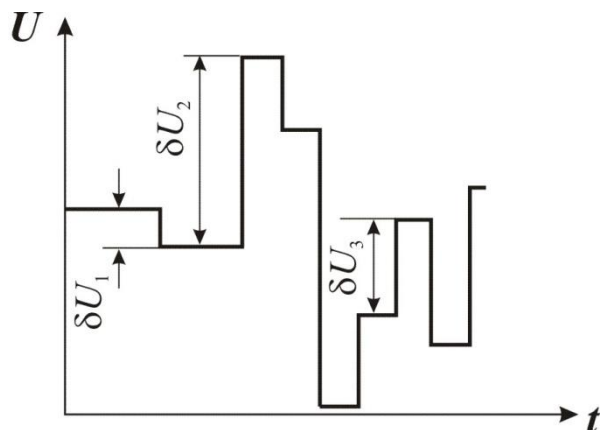


Рис. 4.3. Диаграмма колебания напряжения прямоугольной формы

2. В зависимости от длительности интервала  $T$  (мин) рассчитывают эквивалентную частоту колебаний как

$$r = \frac{1}{T}, \text{ мин.}$$

3. Согласно значению  $r$  строят зависимость  $d_0 = f(r)$ , т. е. кривую допустимого размаха колебаний (рис. 4.4)

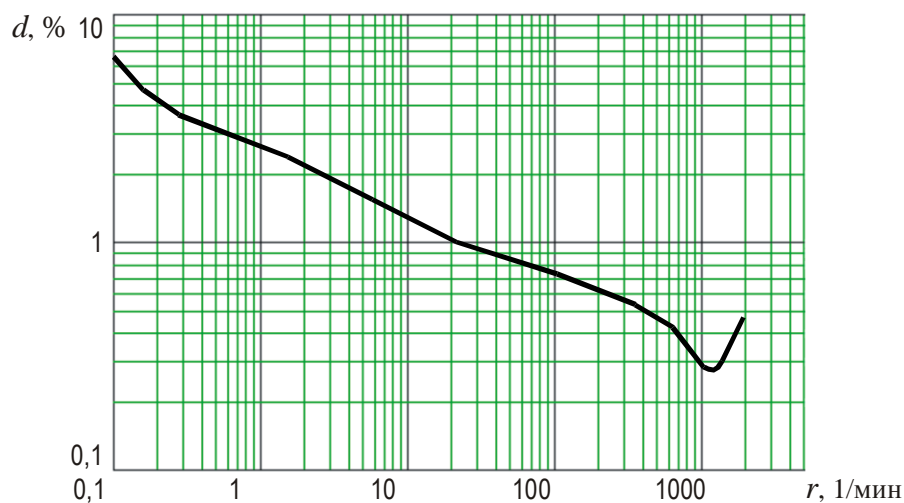


Рис. 4.4. Кривая допустимых размахов колебаний напряжения

4. Вычисляют интенсивность кратковременного фликера в соответствии с выражением

$$P_{st} = \frac{\sqrt[3]{\sum_{i=1}^n d_i^3}}{d_0} = \frac{\sqrt[3]{\sum_{i=1}^n \delta U_i^3}}{d_0}.$$

Погрешность расчета по приведенному алгоритму не превышает 1,5%.

**Пример 4.3.** Определить размах допустимых колебаний напряжения в электрической сети слябинга; график изменения реактивной нагрузки приведен ниже. Мощность КЗ в сети 10 кВ составляет 300 МВ·А.

### Решение

В соответствии с графиком нагрузки (рис. 4.5) размахи колебаний напряжения

$$\delta U_{t1} = \frac{\delta Q_1}{S_k} 100\% = \frac{39}{300} 100\% = 13\% ;$$

$$\delta U_{t2} = \frac{\delta Q_2}{S_k} 100\% = \frac{12}{300} 100\% = 4\% .$$

Значения размахов колебаний напряжения для всего графика приведены в табл. 4.4.

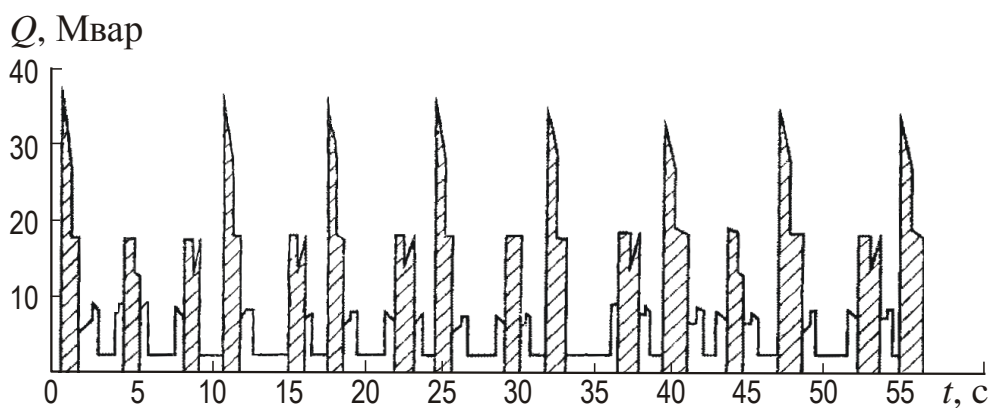


Рис.4.5. График реактивной нагрузки слябинга



Таблица 4.4

Результаты расчета доз фликера в электрической сети слябинга

$i$	$\delta Q_i$ , Мвар	$\delta U_{ti}$ , %
1	39	13
2	12	4
3	9	3
4	18	6
5	18	6
6	6	2
7	6	2
8	18	6
9	39	13
10	12	4
11	9	3
12	18	6
13	18	6
14	6	2
15	6	2
16	18	6
17	39	13
18	12	4
19	9	3
20	18	6
53	18	6
54	6	2
55	6	2
56	18	6
57	39	13
58	12	4
59	9	3
60	18	6

$$P_{st} = \frac{\sqrt[3]{13^3 + 4^3 + \dots + 3^3 + 6^3}}{7} = \frac{\sqrt[3]{23168}}{7} = \frac{28,508}{7} = 4,0725.$$

**Пример 4.4.** Определить размах допустимых колебаний напряжения в электрической сети блюминга, график изменения реактивной нагрузки которого приведен на рис. 4.6. Мощность КЗ в сети 10 кВ составляет 272 МВ·А.

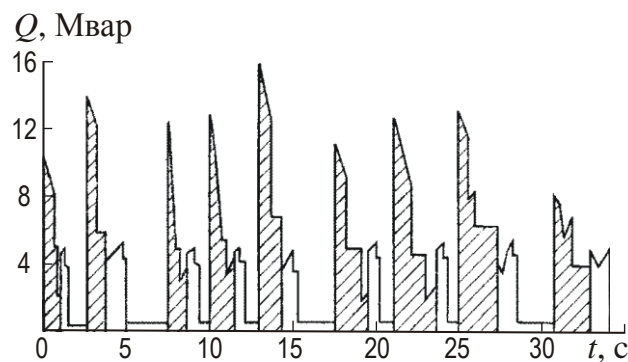


Рис. 4.6. График реактивной нагрузки блюминга

### Решение

Алгоритм расчета аналогичен рассмотренному в предыдущем примере. Результаты расчета соответствующих величин сведены в табл. 4.5.

Таблица 4.5

Результаты расчета доз фликера в электрической сети блюминга

$i$	$\delta Q_i$ , Мвар	$\delta U_i$ , %
1	10	3,68
2	2	0,74
3	8	2,94
4	14	5,15
5	2	0,74
6	6	2,21
7	12	4,41
8	7	2,57
9	2	0,74
10	0,5	0,18
11	3,5	1,29
12	13	4,78
13	7	2,57
14	3	1,10
15	1	0,37
34	1,5	0,55
35	4	1,47
36	0,5	0,18
37	2,5	0,92
38	6,5	2,39

$$P_{st} = \frac{\sqrt[3]{3,68^3 + 0,74^3 + \dots + 0,92^3 + 2,39^3}}{5} = \frac{\sqrt[3]{1089,6}}{5} = \frac{10,29}{5} = 2,058.$$

**Пример 4.5.** Определить значение провала напряжения в узлах схемы, представленной на рис. 4.7, если уровень провала напряжения в точке 4 составил  $\delta U_4 = 80\%$ . Параметры схемы  $S_K = 2500 \text{ МВ}\cdot\text{А}$ ,  $S_{T1} = 16 \text{ МВ}\cdot\text{А}$ ,  $u_{K1} = 10,5\%$ ,  $S_{T2} = S_{T3} = S_{T4} = 1000 \text{ кВ}\cdot\text{А}$ ,  $u_{K2} = u_{K3} = u_{K4} = 10,5\%$ ,  $l_K = 800 \text{ м}$ ,  $X_0 = 0,08 \text{ Ом/км}$ .

В рассматриваемом случае полные сопротивления практически равны индуктивным, т.е. во всех случаях  $Z \approx x$ .

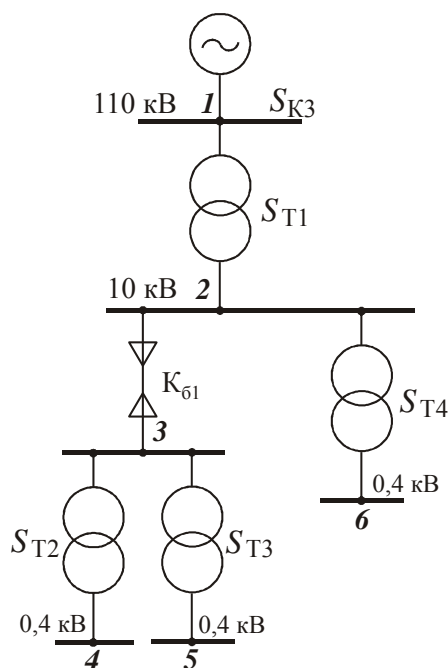


Рис. 4.7. Схема участка сети

**Решение.** Провал напряжения в точке 4 эквивалентен приложению в этой точке ЭДС по величине равной  $\delta U_{П4}$ . Поэтому для определения величины провалов напряжения во всех узлах схемы (рис. 4.7) приложим к точке 4 напряжение  $\delta U_{П4}$  при условии, что значение ЭДС источника равно нулю (рис. 4.8).

Провал напряжения в узле 1

$$\delta U_{П1} = \frac{\delta U_{П4} \cdot X_c}{X_c + X_{T1} + X_{КЛ} + X_{T2}} = \frac{80\% \cdot 0,064}{0,064 + 1,05 + 0,093 + 16,8} = 0,3\%.$$

Расчет будем вести в системе относительных единиц при  $S_6 = 160 \text{ МВ}\cdot\text{А}$ .

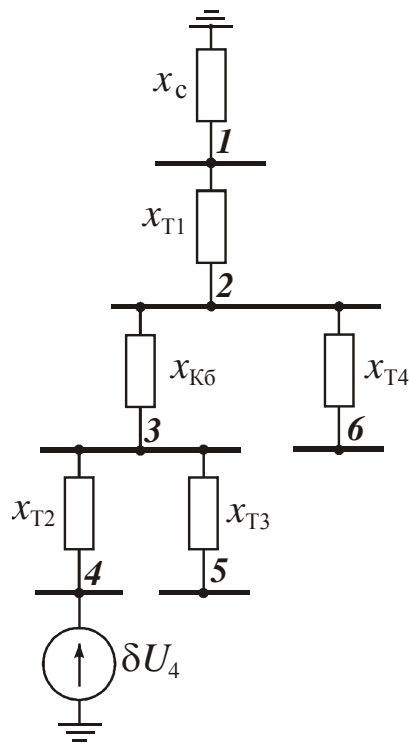


Рис. 4.8. Схема замещения участка сети

Сопротивление системы  $X_c = \frac{S_6}{S_K} = \frac{160}{2500} = 0,064.$

Сопротивление трансформатора  $S_{T1}$

$$X_{T1} = \frac{u_k}{100} \cdot \frac{S_6}{S_T} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{160}{16} = 1,05..$$

Сопротивление трансформаторов  $S_{T2}, S_{T3}, S_{T4}$

$$X_{T2} = X_{T3} = X_{T4} = \frac{u_k}{100} \cdot \frac{S_6}{S_T} = \frac{10,5 \cdot 160}{100 \cdot 1,0} = 16,8.$$

Сопротивление кабельной линии  $X_{кв} = 1 \cdot X_0 \cdot \frac{S_6}{U_{НОМ}^2} = 0,8 \cdot 0,08 \cdot \frac{160}{10,5^2} = 0,093.$

Так как ток в сопротивлениях  $X_{T3}$  и  $X_{T4}$  равен нулю, то провалы напряжения  $\delta U_{П3} = \delta U_{П5}$  и  $\delta U_{П2} = \delta U_{П6}.$

Глубина провала напряжения в узлах 3 и 5

$$\begin{aligned} \delta U_{\Pi 3} = \delta U_{\Pi 5} &= \frac{\delta U_4 (X_c + X_{T1} + X_{кл})}{X_c + X_{T1} + X_{кл} + X_{T2}} = \\ &= \frac{80 \% (0,064 + 1,05 + 0,093)}{0,064 + 1,05 + 0,093 + 16,8} = 5,4 \%. \end{aligned}$$

Глубина провала напряжения в узлах 2 и 6

$$\begin{aligned} \delta U_{\Pi 2} = \delta U_{\Pi 6} &= \frac{\delta U_4 (X_c + X_{T1})}{X_c + X_{T1} + X_{кл} + X_{T2}} = \\ &= \frac{80 \% (0,064 + 1,05)}{0,064 + 1,05 + 0,093 + 16,8} = 4,9 \%. \end{aligned}$$

## Раздел 5

### ВЕРОЯТНОСТНЫЕ МЕТОДЫ ОЦЕНКИ НАДЕЖНОСТИ РАБОТЫ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ

#### 5.1. Применение нормального закона распределения для оценки надежности

Надежность работы ЭО в основном оцениваются сроком его службы (продолжительностью жизни). Вначале рассмотрим протекание процессов в предположении нормального закона распределения надежности.

Функция надежности  $R(t)$  для нормального закона распределения имеет следующий вид [21]:

$$R(t) = \frac{1}{2\pi} \int_{\frac{t-m_t}{\sigma_t}}^{\infty} e^{-\frac{x^2}{2}} dx, \quad (5.1)$$

где  $m_t$  и  $\sigma_t$  – математическое ожидание и среднеквадратическое отклонение продолжительности жизни ЭО.

При выполнении условия  $m_t \gg \sigma_t$  выражение (5.1) называют интегралом вероятности или интегралом ошибок.

Преобразуем его к виду

$$R(t) = 0,5 + \Phi\left(\frac{m_t - t}{\sigma_t}\right) = \Phi\left(\frac{1 - \frac{t}{m_t}}{\frac{\sigma_t}{m_t}}\right). \quad (5.2)$$

Значение функции  $\Phi\left(\frac{1 - \frac{t}{m_t}}{\frac{\sigma_t}{m_t}}\right)$  находим в прил. 1 с учетом времени жизни

$t$  ЭО.

$$m_t = t_{\text{НОМ}} (1 - \Delta t_x).$$

При относительном времени жизни  $\Delta t_x$  значение  $m_t$  определяется в зависимости от его номинального значения  $t_{\text{НОМ}}$ , которое обычно указывается фирмой – изготовителем. Обычно  $t_{\text{НОМ}} = 25 - 30$  лет.

Интегралы вероятности  $\Phi\left(\frac{1-t/m_t}{\sigma_t/m_t}\right) = \Phi(x)$  являются нечетной функцией, т. е.  $\Phi(-x) = -\Phi(x)$ , что учитывалось при выполнении расчета.

Значения функции  $\Phi(x)$  при  $x=0\dots5$  приведены в прил. 1.

### Пример 5.1

Построить график функции надежности  $R(t)$  при исходных данных:

1)  $t_{\text{НОМ}} = 30$  лет;  $\Delta t_x = 0,1$ ;  $\frac{\sigma_t}{m_t} = 0,33$ ;

2)  $t_{\text{НОМ}} = 25$  лет;  $\Delta t_x = 0,2$ ;  $\frac{\sigma_t}{m_t} = 0,33$ .

По полученным результатам, которые сведены в табл. 5.1, построены кривые надежности (рис. 5.1).

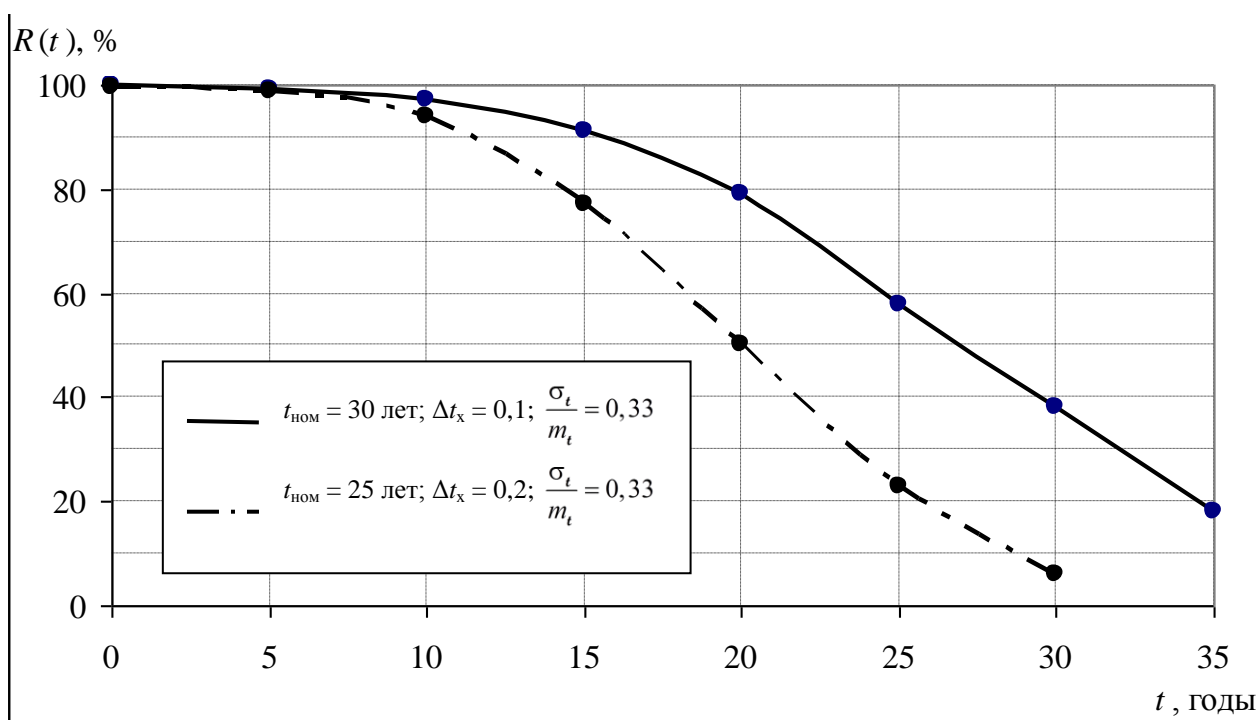


Рис. 5.1 Вид кривых зависимости  $R(t)$

Таблица 5.1

Результаты расчета значений функции  $R(t)$

$$\text{при } \frac{t}{m_t} = \frac{t}{30(1-0,1)} = 0,037t; \frac{\sigma_t}{m_t} = \frac{1}{3}$$

$t$	1	2	5	10	15	20	25	30	35
$\frac{1-t/m_t}{1/3}$	2,9	2,8	2,4	1,9	1,35	0,8	0,21	-0,37	-0,9
$\Phi\left(\frac{1-t/m_t}{\sigma_t/m_t}\right)$	0,498	0,497	0,491	0,47	0,41	0,29	0,08	-0,12	-0,32
$0,5 + \Phi\left(\frac{1-t/m_t}{0,33}\right)$		0,997	0,991	0,97	0,91	0,79	0,58	0,38	0,18

Таблица 5.2

Результаты расчета значений функции  $R(t)$

$$\text{при } \frac{t}{m_t} = \frac{t}{25(1-0,2)} = 0,05t$$

$t$	1	2	5	10	15	20	25	30
$\frac{1-t/m_t}{\sigma_t/m_t}$	0,05	0,497	0,487	0,439	0,273	0	-0,273	-0,439
$0,5 + \Phi\left(\frac{1-t/m_t}{0,33}\right)$	1,0	0,997	0,987	0,939	0,773	0,5	0,227	0,061

Как показал анализ полученных данных, значительное снижение показателя надежности работы ЭО наблюдается при сроке эксплуатации более 10 лет. Поэтому на практике, как правило, графики зависимости  $R(t)$  строятся для  $t \geq 10$  лет.



## 5.2. Аналитические методы расчета надежности на основе закона Вейбулла

*Аналитические методы* расчета надежности работы электрических систем и их элементов во многих случаях основываются на законе Вейбулла. Из теории надежности известно, что он является наименее сложным и наиболее общим законом распределения с переменным параметром отказов.

Функция надежности в этом случае следующая:

$$R(t) = e^{-\lambda_0 t^\alpha}, \quad (5.3)$$

где  $\alpha$  – параметр формы распределения;  $\lambda_0$  – параметр потока отказов.

Функция  $\lambda(t)$  характеризует опасность отказа и записывается так:

$$\lambda(t) = \alpha \lambda_0 t^{\alpha-1}. \quad (5.4)$$

Характер ее изменения зависит от значения параметра  $\alpha$ : при  $\alpha < 1$  она монотонно убывает, при  $\alpha > 1$  возрастает, при  $\alpha = 1$   $\lambda(t) = \lambda_0$  – значение в начальный момент времени (рис. 5.2).

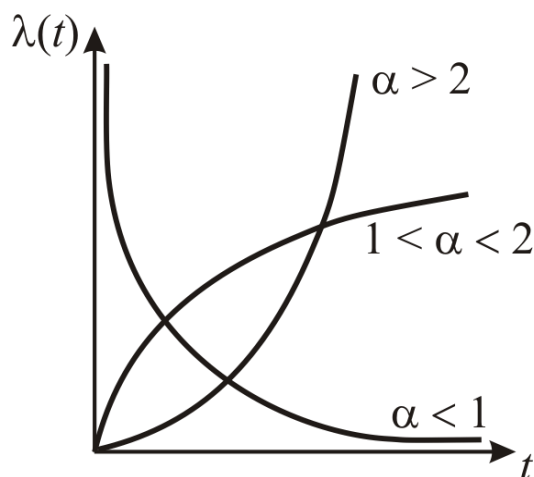


Рис. 5.2. Вид кривых зависимости  $\lambda(t)$  при разных значениях  $\alpha$

У элемента со скрытыми дефектами, не стареющего в течение длительного времени, опасность отказа вначале резко растет, а затем быстро падает; функция надежности хорошо описывается законом Вейбулла при  $\alpha < 1$ . Если у элемента почти нет скрытых дефектов, но он быстро стареет, то

опасность отказа монотонно растет; функция надежности хорошо описывается законом Вейбулла при  $\alpha > 1$ .

При  $\alpha = 1$  распределение Вейбулла переходит в экспоненциальный закон.

На практике для расчета различного вида электрооборудования используются табличные значения  $\alpha$  и  $\lambda_0$ , полученные теоретически и подтвержденные экспериментально с вероятностью не менее 95 %, см. табл. 5.3, [39].

Таблица 5.3

Значения коэффициентов  $\alpha$  и  $\lambda_0$  для оценки параметров потока отказов (закон Вейбулла)

Напряжение, кВ	Воздушные линии		Трансформаторы и автотрансформаторы	
	$\alpha$	$\lambda_0$ , 1/год	$\alpha$	$\lambda_0$ , 1/год
35	1,005	1,7	0,5	0,08
110	0,97		0,5	0,09
220	0,87	2,1	0,5	0,014
350	0,83		0,5	0,034
500	0,77	4,3		0,103

При  $\lambda t^\alpha \leq 1$  следует воспользоваться приближенной формулой Вейбулла

$$R(t) \approx 1 - \lambda t^\alpha.$$

Если электрооборудование работает с постоянным нагревом, т.е.  $\Delta t_x \neq 0$ , то можно записать, что  $\lambda_{0'} = \lambda_0 (1 + \Delta t_x)$ .

### Пример 5.2

Рассчитать и построить графики функций  $\lambda(t)$  и  $R(t)$  для трансформатора напряжением 110 кВ; приняв  $\alpha = 0,5$  и  $\lambda_0 = 0,1$ .

### Решение

Находим функции  $t_{\alpha-1} = t^{-0,5} = \frac{\sqrt{t}}{t}$ ;  $\alpha\lambda_0 = 0,5 \cdot 0,1 = 0,05$ .

Результаты расчета функции  $\lambda(t)$  сводим в таблицу.

$t$ , год	1	2	3	4	7	9
$\lambda(t)$	0,05	0,035	0,028	0,025	0,018	0,016

Рассчитываем значение функции  $R = e^{-\lambda t^\alpha}$ .

При  $\alpha = 0,5$   $R = e^{-\lambda t^\alpha} \approx 1 - \lambda t^\alpha = 1 - \lambda\sqrt{t}$ .

Результаты расчета функции  $R(t)$  сводим в таблицу.

$t$ , год	1	3	4	7	10	15	20
$R(t)$	0,86	0,83	0,8	0,74	0,68	0,61	0,55

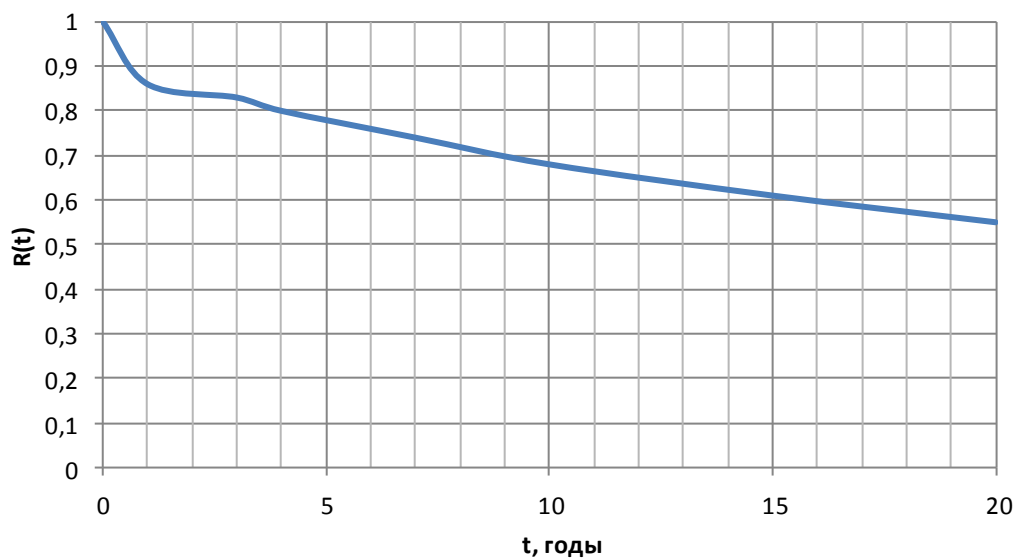


Рис. 5.3. Вид кривой функции надежности  $R(t)$

### Пример 5.3

Оценить вероятность уменьшения времени безотказной работы кабельной линии при сокращении срока службы изоляции на 10 % за счет воздействия ВГ. Поток отказов без учета воздействия ВГ подчиняется закону распределения Вейбулла; параметр потока отказов (удельная повреждаемость)  $\lambda = 0,8 \text{ год}^{-1}$ , параметр формы распределения  $\alpha = 1,5$ .

#### Решение

Вероятность безотказной работы в общем случае

$$R(t) = e^{-\lambda t^\alpha}.$$

Среднее время безотказной работы с использованием гамма-функции

$$T_{\text{cp}} = \int_0^{\infty} e^{-\lambda t^\alpha} dt = \frac{\Gamma\left(\frac{1}{\alpha} + 1\right)}{\lambda^{1/\alpha}}.$$

Принимаем, что среднее время безотказной работы пропорционально сроку службы изоляции. Тогда запишем:

$$T'_{\text{cp}}/T_{\text{cp}} = (\lambda/\lambda')^{1/\alpha},$$

где  $T'_{\text{cp}}$  и  $\lambda'$  – среднее время безотказной работы и параметр потока отказов с учетом износа изоляции от воздействия ВГ.

Отсюда получаем, что

$$\lambda' = \lambda (T_{\text{cp}}/T'_{\text{cp}})^\alpha = 0,8(1/0,9)^{1,5} = 0,94.$$

Относительное значение вероятности безотказной работы кабельной линии при сокращении срока службы изоляции на 10 %

$$\frac{R'(t)}{R(t)} = \frac{e^{-\lambda' t^\alpha}}{e^{-\lambda t^\alpha}} = e^{-(\lambda' - \lambda)t^\alpha} = e^{-0,14t^{1,5}},$$

а для различных интервалов времени следующее:

t, лет	1	2	3	4	5
$\frac{R'(t)}{R(t)}$	0,87	0,67	0,48	0,33	0,21

## ПРИЛОЖЕНИЯ

### Приложение 1

**Таблица значений функции  $\Phi(x) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \int_0^x e^{-\frac{z^2}{2}} dz$**

x	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
0,0	0,00000	00399	00798	01197	01595	01994	02392	02790	03188	03586
0,1	03983	04380	04776	05172	05567	05962	06356	06749	07142	07535
0,2	07926	08317	08706	09095	09483	09871	10257	10642	11026	11409
0,3	11791	12172	12552	12930	13307	13683	14058	14431	14803	15173
0,4	15542	15910	16276	16640	17003	17364	17724	18082	18439	18793
0,5	19146	19497	19847	20194	20540	20884	21226	21566	21904	22240
0,6	22575	22907	23237	23565	23891	24215	24537	24857	25175	25490
0,7	25804	26115	26424	26730	27035	27337	27637	27935	28230	28524
0,8	28814	29103	29389	29673	29955	30234	30511	30785	31057	31327
0,9	31594	31859	32121	32381	32639	32894	33147	33398	33646	33891
1,0	34134	34375	34614	34850	35083	35314	35543	35769	35993	36214
1,1	36433	36650	36864	37076	37286	37493	37698	37900	38100	38298
1,2	38493	38686	38877	39065	39251	39435	39617	39796	39973	40147
1,3	40320	40490	40658	40824	40988	41149	41309	41466	41621	41774
1,4	41924	42073	42220	42364	42507	42647	42786	42922	43056	43189
1,5	43319	43448	43574	43699	43822	43943	44062	44179	44295	44408
1,6	44520	44630	44738	44845	44950	45053	45154	45254	45352	45449
1,7	45543	45637	45728	45818	45907	45994	46080	46164	46246	46327
1,8	46407	46485	46562	46638	46712	46784	46856	46926	46995	47062
1,9	47128	47193	47257	47320	47381	47441	47500	47558	47615	47670
2,0	47725	47778	47831	47882	47932	47982	48030	48077	48124	48169
2,1	48214	48257	48300	48341	48382	48422	48461	48500	48537	48574
2,2	48610	48645	48679	48713	48745	48778	48809	48840	48870	48899
2,3	48928	48956	48983	49010	49036	49061	49086	49111	49134	49158
2,4	49180	49202	49224	49245	49266	49286	49305	49324	49343	49361
2,5	49379	49396	49413	49430	49446	49461	49477	49492	49506	49520
2,6	49534	49547	49560	49573	49585	49598	49609	49621	49632	49643
2,7	49653	49664	49674	49683	49693	49702	49711	49720	49728	49736
2,8	49744	49752	49760	49767	49774	49781	49788	49795	49801	49807
2,9	49813	49819	49825	49831	49836	49841	49846	49851	49856	49861
3,0	0,49865		3,1	49903	3,2	49931	3,3	49952	3,4	49966
3,5	49977		3,6	49984	3,7	49989	3,8	49993	3,9	49995
4,0	499968									
4,5	499997									
5,0	49999997									

**Величина удельного ущерба  
из-за длительного дефицита электроэнергии**

Отрасль экономики			
		руб/(кВт·ч)	грн/(кВт·ч)
Добыча угля	0,552	16,55	4,14
Добыча нефти	1,347	40,42	10,11
Переработка нефти	1,249	37,47	9,37
Металлургия, горнорудная промышленность и электроемкие производства	0,269	8,06	2,02
Химия и нефтехимия	0,06–0,102	1,84–3,06	0,46–0,77
Машиностроение и металлообработка	1,543	46,29	11,57
Промышленность строительных материалов и цементная промышленность	0,522	15,66	3,92
Деревообрабатывающая и целлюлозно-бумажная промышленность	1,189	35,66	8,92
Легкая и текстильная промышленность	0,302	9,05	2,26
Пищевая промышленность	2,715	81,45	20,36
Прочие отрасли промышленности	0,021–0,026	0,63–0,79	0,16–0,20
Строительство	4,112	123,36	30,84
Транспорт	1,651	49,54	12,39
Сельское хозяйство	0,633	18,98	4,75

$$\Gamma(x) = \int_0^{\infty} t^{x-1} e^{-t} dt$$

**Гамма-функция**

Для больших значений аргумента  $x$  можно записать, что

$$\Gamma(x) = (x-1)\Gamma(x-1) = (x-1)(x-2)\Gamma(x-2) = \dots$$

или же с учетом числовых значений  $\Gamma(4,7) = 3,7 \times 2,7 \times 1,7 \times 0,9086 = 15,43$

Если  $x$  меньше 1 и не равен 0, то

$$\Gamma(x) = \frac{\Gamma(x+1)}{x} = \frac{\Gamma(x+2)}{x+1} = \dots$$

или же с учетом числовых значений

$$\Gamma(0,7) = \frac{\Gamma(1,7)}{0,7} = 1,298, \quad \Gamma(-3,2) = \frac{\Gamma(1,8)}{(-3,2)(-2,2)(-1,2)(-0,2)(0,8)} = 0,689$$

x	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
1,00	1,000	0,999	9988	9983	9977	9971	9966	9960	9954	9949
1	0,994	9938	9932	9927	9921	9916	9910	9905	9899	9894
2	9888	9883	9878	9872	9867	9862	9856	9851	9846	9841
3	9835	9830	9825	9820	9815	9810	9805	9800	9794	9789
4	9784	9779	9774	9769	9764	9759	9755	9750	9745	9740
5	9735	9730	9725	9721	9716	9711	9706	9702	9697	9692
6	9687	9683	9678	9673	9669	9664	9660	9655	9651	9646
7	9642	9637	9633	9628	9624	9619	9615	9610	9606	9602
8	9597	9593	9589	9584	9580	9576	9571	9567	9563	9559
9	9555	9550	9546	9542	9538	9534	9530	9526	9522	9518
1,10	9514	9509	9505	9501	9498	9494	9490	9486	9482	9478
1	9474	9470	9466	9462	9459	9455	9451	9447	9443	9440
2	9436	9432	9428	9425	9421	9417	9414	9410	9407	9403
3	9399	9396	9392	9389	9385	9382	9378	9375	9371	9368
4	9364	9361	9357	9354	9350	9347	9344	9340	9337	9334
5	9330	9327	9324	9321	9317	9314	9311	9308	9304	9301
6	9298	9295	9292	9289	9285	9282	9279	9276	9273	9270
7	9267	9264	9261	9258	9255	9252	9249	9246	9243	9240
8	9237	9234	9231	9229	9226	9223	9220	9217	9214	9212
9	9209	9206	9203	9201	9198	9195	9192	9190	9187	9184
1,20	9182	9179	9176	9174	9171	9169	9166	9163	9161	9158
1	9156	9153	9151	9148	9146	9143	9141	9138	9136	9133
2	9131	9129	9126	9124	9122	9119	9117	9114	9112	9110
3	9108	9105	9103	9101	9098	9096	9094	9092	9090	9087
4	9085	9083	9081	9079	9077	9074	9072	9070	9068	9066
5	9064	9062	9060	9058	9056	9054	9052	9050	9048	9046
6	9044	9042	9040	9038	9036	9034	9032	9031	9029	9027
7	9025	9023	9021	9020	9018	9016	9014	9012	9011	9009
8	9007	9005	9004	9002	9000	8999	8997	8995	8994	8992
9	8990	8989	8987	8986	8984	8982	8981	8979	8978	8976
1,30	8975	8973	8972	8970	8969	8967	8966	8964	8963	8961
1	8960	8959	8957	8956	8954	8953	8952	8950	8949	8948
2	8946	8945	8944	8943	8941	8940	8939	8937	8936	8935
3	8934	8933	8931	8930	8929	8928	8927	8926	8924	8923
4	8922	8921	8920	8919	8918	8917	8916	8915	8914	8913

x	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
5	8912	8911	8910	8909	8908	8907	8906	8905	8904	8903
6	8902	8901	8900	8899	8898	8897	8897	8896	8895	8894
7	8893	8892	8892	8891	8890	8889	8888	8888	8887	8886
8	8885	8885	8884	8883	8883	8882	8881	8880	8880	8879
9	8879	8878	8877	8877	8876	8875	8875	8874	8874	8873
1,40	8873	8872	8872	8871	8871	8870	8870	8869	8869	8868
1	8868	8867	8867	8866	8866	8865	8865	8865	8864	8864
2	8864	8863	8863	8863	8862	8862	8862	8861	8861	8861
3	8860	8860	8860	8860	8859	8859	8859	8859	8858	8858
4	8858	8858	8858	8858	8857	8857	8857	8857	8857	8857
5	8857	8857	8856	8856	8856	8856	8856	8856	8856	8856
6	8856	8856	8856	8856	8856	8856	8856	8856	8856	8856
7	8856	8856	8856	8857	8857	8857	8857	8857	8857	8857
8	8857	8858	8858	8858	8858	8858	8859	8859	8859	8859
9	8859	8860	8860	8860	8860	8861	8861	8861	8862	8862
1,50	0,8862	8863	8863	8863	8864	8864	8864	8865	8865	8866
1	8866	8866	8867	8867	8868	8868	8869	8869	8869	8870
2	8870	8871	8871	8872	8872	8873	8873	8874	8875	8875
3	8876	8876	8877	8877	8878	8879	8879	8880	8880	8881
4	8882	8882	8883	8884	8884	8885	8886	8887	8887	8888
5	8889	8889	8890	8891	8892	8892	8893	8894	8895	8896
6	8896	8897	8898	8899	8900	8901	8901	8902	8903	8904
7	8905	8906	8907	8908	8909	8909	8910	8911	8912	8913
8	8914	8915	8916	8917	8918	8919	8920	8921	8922	8923
9	8924	8925	8926	8927	8929	8930	8931	8932	8933	8934
1,60	8935	8936	8937	8939	8940	8941	8942	8943	8944	8946
1	8947	8948	8949	8950	8952	8953	8954	8955	8957	8958
2	8959	8961	8962	8963	8964	8966	8967	8968	8970	8971
3	8972	8974	8975	8977	8978	8979	8981	8982	8984	8985
4	8986	8988	8989	8991	8992	8994	8995	8997	8998	9000
5	9001	9003	9004	9006	9007	9009	9010	9012	9014	9015
6	9017	9018	9020	9021	9023	9025	9026	9028	9030	9031
7	9033	9035	9036	9038	9040	9041	9043	9045	9047	9048
8	9050	9052	9054	9055	9057	9059	9061	9062	9064	9066
9	9068	9070	9071	9073	9075	9077	9079	9081	9083	9084
1,70	9086	9088	9090	9092	9094	9096	9098	9100	9102	9104
1	9106	9108	9110	9112	9114	9116	9118	9120	9122	9124
2	9126	9128	9130	9132	9134	9136	9138	9140	9142	9145
3	9147	9149	9151	9153	9155	9157	9160	9162	9164	9166
4	9168	9170	9173	9175	9177	9179	9182	9184	9186	9188
5	9191	9193	9195	9197	9200	9202	9204	9207	9209	9211
6	9214	9216	9218	9221	9223	9226	9228	9230	9233	9235
7	9238	9240	9242	9245	9247	9250	9252	9255	9257	9260
8	9262	9265	9267	9270	9272	9275	9277	9280	9283	9285
9	9288	9290	9293	9295	9298	9301	9303	9306	9309	9311
1,80	9314	9316	9319	9322	9325	9327	9330	9333	9335	9338
1	9341	9343	9346	9349	9352	9355	9357	9360	9363	9366
2	9368	9371	9374	9377	9380	9383	9385	9388	9391	9394
3	9397	9400	9403	9406	9408	9411	9414	9417	9420	9423
4	9426	9429	9432	9435	9438	9441	9444	9447	9450	9453
5	9456	9459	9462	9465	9468	9471	9474	9478	9481	9484
6	9487	9490	9493	9496	9499	9503	9506	9509	9512	9515
7	9518	9522	9525	9528	9531	9534	9538	9541	9544	9547
8	9551	9554	9557	9561	9564	9567	9570	9574	9577	9580
9	9584	9587	9591	9594	9597	9601	9604	9607	9611	9614



Единичные показатели надежности трансформаторов

Номинальная мощность, МВ·А	Номинальное напряжение, кВ	Средняя частота отказов $\omega$ , 1/год	Среднее время восстановления $\bar{t}_в$ , ч	Средняя частота текущих ремонтов $\Omega_{пл}^{тек}$ , 1/год	Средняя продолжительность текущего ремонта, ч	Средняя частота капитальных ремонтов $\Omega_{пл}^{кап}$ , 1/год	Средняя продолжительность капитального ремонта, ч
До 2,5	6–20	0,016	50	0,25	6	0,166	150
	35	0,010	40	0,25	6	0,166	200
2,5 7,5	6–20	0,008	120	0,25	8	0,166	150
	35	0,007	65	0,25	26	0,166	200
	110	0,018	40	0,25	28	0,166	250
10 80	35 и ниже	0,012	70	0,75	26	0,166	200
	110–150	0,014	70	0,75	28	0,166	280
	220	0,035	60	0,75	28	0,166	300
Более 80	110–150	0,075	95	1,0	30	0,166	300
	220	0,025	60	1,0	30	0,166	330
	330	0,053	45	1,0	30	0,166	380
	500–750	0,024*	220	1,0	50	0,166	400
	0,030	250	1,0	70	0,166	400	

- \* При наличии однофазных трансформаторов;
- \*\* При наличии трехфазных трансформаторов;
- \*\*\* По данным экспертной оценки.

Единичные показатели надежности выключателей

Вид выключателя	Номинальное напряжение, кВ	Тип	Средняя частота отказов (числитель при коротком замыкании, знаменатель при разрыве цепи) $\omega$ , 1/год	Среднее время восстановления $\bar{t}_в$ , ч	Вероятность отказа на коммутационную операцию $\alpha_{оп}$ , о.е.	Вероятность отказа при отключении короткого замыкания $\alpha_{кз}$ , о.е.	Средняя частота капитальных ремонтов $\omega_{пл}^{кап}$ , 1/год	Средняя продолжительность капитального ремонта, ч	Средняя частота текущих ремонтов $\omega_{пл}^{тек}$ , 1/год	Средняя продолжительность текущего ремонта, ч	
Автоматический	До 1		0,02/0,03	4			0,33	10	0,67	8	
Электромагнитный	6–10	ВЭМ-6, ВЭМ-10, ВЭ-10	0,01/0,01	11	0,002	0,027	0,2	24	0,8	16	
Маломасляный	10	ВМП-10	0,003/0,007	20	0,003	0,005	0,14	8	0,86	8	
		Прочие	0,003/0,007	20	0,003	0,005	0,14	10	0,86	8	
	20		0,002/0,008	26	0,003	0,005	0,14	10	0,86	8	
	35		0,014/0,016	25	0,005	0,005	0,14	9	0,86	8	
	110–150		0,02/0,04	20	0,006	0,013	0,14	30	0,86	8	
Масляный баковый	35		0,002/0,007	30	0,006	0,006	0,14	12	0,86	8	
	110		0,005/0,011	40	0,004	0,006	0,14	23	0,86	8	
	220		0,015/0,040	50	0,011	0,009	0,14	43	0,86	8	
Воздушный	15–20		0,015/0,025	20	0,020**	0,015**	0,2	40	0,8	8	
		35		0,004/0,016	40	0,013	0,012	0,2	29	0,8	8
		110		0,003/0,017	20	0,004	0,004	0,2	45	0,8	12
	220	ВВБ	0,004/0,016	55	0,004	0,006	0,2	122	0,8	15	
		Прочие	0,004/0,016	25	0,004	0,003	0,2	96	0,8	15	
	330*	ВВБ	0,005/0,026	48	0,006	0,006	0,2	160	0,8	16	
		Прочие	0,005/0,026	60	0,002	0,002	0,2	113	0,8	16	
	500*	ВВБ	0,025/0,125	60	0,003	0,003	0,2	130	0,8	20	
		Прочие	0,025/0,125	60	0,002	0,002	0,2	133	0,8	20	
750		0,050/0,200	75	0,003	0,003	0,2	270	0,8	30		
1150*		0,060/0,240	90	0,004	0,004	0,2	350	0,8	40		

\* Показатели приведены без учета отказов выключателей ВВБ;

\*\* По данным экспертной оценки;

$\alpha_{оп}$  - отношение количества отказов выключателей при выполнении коммутационных операций, в том числе отключений КЗ, к общему количеству операций (в расчете на один аппарат);

$\alpha_{кз}$  - отношение количества отказов выключателей при отключении КЗ к количеству отключенных КЗ.

## Приложение 6

### Единичные показатели надежности остальной коммутационной аппаратуры

Вид аппарата	Номинальное напряжение, кВ	Средняя частота отказов $\omega$ , 1/год	Среднее время восстановления $\bar{t}_в$ , ч	Средняя частота капитальных ремонтов $\omega_{пл}^{кап}$ , 1/год	Средняя продолжительность капитального ремонта, ч	Средняя частота текущих ремонтов $\omega_{пл}^{тек}$ , 1/год	Средняя продолжительность текущего ремонта, ч
Разъединитель	6–10	0,1	7	0,166	4	0,834	3
	35	0,1	6	0,166	6	0,834	4
	110	0,1	11	0,166	8	0,834	5
	154	0,1	15	0,166	11	0,834	5
	220	0,1	7	0,166	13	0,834	6
	330	0,1	10	0,166	18	0,834	7
	500	0,1	14	0,166	31	0,834	8
	750	0,1	14	0,166	81	0,834	16
	1150*	0,1	20	0,166	100	0,834	16
Отделитель	35	0,015	3	0,33	7	0,667	4
	110	0,01	3,5	0,33	10	0,667	5
	220	0,01	3,5	0,33	16	0,667	6
Короткозамыкатель	35	0,01	4	0,33	8	0,667	4
	110	0,01	6	0,33	6	0,667	5
	220	0,01	6	0,33	8	0,667	6

\* По данным экспертной оценки.

## Приложение 7

### Единичные показатели надежности сборных шин распределительных устройств

Номинальное напряжение, кВ	Средняя частота отказов* $\omega$ , 1/год	Среднее время восстановления $\bar{t}_в$ , ч	Средняя частота капитальных ремонтов* $\omega_{пл}^{кап}$ , 1/год	Средняя продолжительность капитального ремонта, ч	Средняя частота текущих ремонтов* $\omega_{пл}^{тек}$ , 1/год	Средняя продолжительность текущего ремонта*, ч
6–10	0,030	5	0,166	5	0,834	2
10	0,030	7	0,166	5	0,834	2
20–35	0,020	7	0,166	4	0,834	2
110–150	0,016	5	0,166	4	0,834	3
220	0,013	5	0,166	3	0,834	3
330	0,013	5	0,166	3	0,834	3
500	0,013	5	0,166	5	0,834	3
750	0,010	6	0,166	5	0,837	4
1150*	0,010	7	0,166	7	0,837	4

\* С учетом присоединения;

\*\* По данным экспертной оценки.

**Формулы для расчета напряжений и токов обратной последовательности**

Согласно ГОСТ 13109-97 напряжение обратной последовательности определяется через линейные напряжения  $U_{AB}$ ,  $U_{BC}$ ,  $U_{CA}$  по формуле

$$U_2 = \sqrt{\frac{1}{12} \left[ \left( \sqrt{3}U_{AB} - \sqrt{4U_{BC}^2 - \left( \frac{U_{BC}^2 - U_{CA}^2}{U_{AB}} + U_{AB} \right)^2} \right)^2 + \left( \frac{U_{BC}^2 - U_{CA}^2}{U_{AB}} \right)^2 \right]}.$$

С погрешностью менее 1 % можно записать, что

$$U_2 = \frac{2}{3} \sqrt{(\Delta U_{BC} - \Delta U_{CA})^2 + \Delta U_{BC} \Delta U_{CA}}$$

где  $\Delta U_{BC} = U_{BC} - U_{AB}$ ;  $\Delta U_{CA} = U_{CA} - U_{AB}$ .

а с погрешностью до 7 %, что

$$U_2 = 0,62(U_{\text{нбл}} - U_{\text{нмл}}),$$

где  $U_{\text{нбл}}$  и  $U_{\text{нмл}}$  – наибольшее и наименьшее линейные напряжения.

В следствии с этим стандартом напряжение напряжения прямой последовательности

$$U_1 = \frac{1}{3}(U_{AB} + U_{BC} + U_{CA}).$$

При расчете значения коэффициента обратной последовательности напряжения обратной последовательности следует определять по такой формуле:

$$U_2 = I_{2\Sigma} z_{2\Sigma},$$

где  $I_{2\Sigma}$  – эквивалентный ток обратной последовательности, обусловленный несимметричными нагрузками;  $z_{2\Sigma}$  – эквивалентное сопротивление обратной последовательности сети.

Ток обратной последовательности и его начальная фаза  $\varphi_{I_2}$  при подключении трех однофазных нагрузок на линейные напряжения  $AB$ ,  $BC$ ,  $CA$  рассчитывается так

$$I_2 = \frac{\sqrt{3}}{3} \sqrt{I_{AB}^2 + I_{BC}^2 + I_{CA}^2 - I_{AB}I_{BC} - I_{BC}I_{CA} - I_{CA}I_{AB}};$$

$$\varphi_{I_2} = \arctg \frac{\sqrt{3} I_{AB} + I_{BC} - 2I_{CA}}{3 I_{AB} - I_{BC}} - \varphi_H.$$

При задании полных мощностей

$$I_2 = \frac{\sqrt{3}}{3U_{\text{НОМ}}} \sqrt{S_{AB}^2 + S_{BC}^2 + S_{CA}^2 - S_{AB}S_{BC} - S_{BC}S_{CA} - S_{CA}S_{AB}};$$

$$\varphi_{I_2} = \arctg \frac{\sqrt{3} S_{AB} + S_{BC} - 2S_{CA}}{3 S_{AB} - S_{BC}} - \varphi_H.$$

При включении двух однофазных нагрузок на линейные напряжения  $AB$  и  $BC$  эти выражения могут быть преобразованы к следующему виду:

$$I_2 = \frac{\sqrt{3}}{3U_{\text{НОМ}}} \sqrt{S_{AB}^2 + S_{BC}^2 - S_{AB}S_{BC}};$$

$$\varphi_{I_2} = \arctg \frac{\sqrt{3} S_{AB} + S_{BC}}{3 S_{AB} - S_{BC}} - \varphi_H.$$

## Список литературы

1. Аррилага Д., Брэдли Д., Боджер П. Гармоники в электрических системах. М.: Энергоатомиздат, 1990. – 320 с.
2. ГОСТ 13109-97. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – М.: Стандартиформ, 1997. – 60 с.
3. ГОСТ Р 54149-2010. Национальный стандарт Российской Федерации. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – М.: Стандартиформ, 2010.
4. Жаркин А.Ф., Новский В.А., Палачев С.А. Нормативно-правовое регулирование качества электрической энергии. – К.: Ин-т электродинамики НАН Украины, 2010. – 167 с.
5. Жежеленко И.В. Высшие гармоники в системах электроснабжения промпредприятий, 6-е издание. – М.: Энергоатомиздат, 2010. – 331 с.
6. Жежеленко И.В. Показатели качества электроэнергии и их контроль на промышленных предприятиях. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 132 с.
7. Жежеленко И.В., Шиманский О.Б. Электромагнитные помехи в системах электроснабжения промышленных предприятий. – Киев: Вища школа, 1986.
8. Электромагнитная совместимость потребителей [текст]: Э45 моногр. / И.В. Жежеленко, А.К. Шидловский, Г.Г. Пивняк и др. – М.: Машиностроение, 2012. – 350 с.
9. Жежеленко И.В., Короткевич М.А. Электромагнитная совместимость в электрических сетях. Минск: Вышэйшая школа, 2012. – 197 с.
10. Жежеленко И.В., Саенко Ю.Л., Бараненко Т.К. Интергармоники в системах электроснабжения промпредприятий // Вестник ПГТУ, Мариуполь, 1999, № 8.
11. Жежеленко И.В., Саенко Ю.Л., Бараненко Т.К. Анализ сетевого тока преобразователя частоты с различными законами управления // Проблемы электротехники, Лодзь, 2007.
12. Жежеленко И.В., Саенко Ю.Л., Бараненко Т.К. Оценка гармоник сетевого тока преобразователей частоты со звеном постоянного тока // Промэлектрика. – 2007. – № 2.

13. Железко Ю.С. Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электроэнергии. – М.: Изд-во ЭНАС, 2009. – 447 с.

14. Иванов В.С., Соколов В.И. Режимы потребления и качество электроэнергии систем электроснабжения промышленных предприятий. М.: Энергоатомиздат, 1987.

15. Избранные вопросы несинусоидальных режимов в электрических сетях предприятий / И.В. Жежеленко, Ю.Л. Саенко, Т.К. Бараненко, А.В. Горпинич, В.В. Нестерович; Под ред. И.В. Жежеленко. – М.: Энергоатомиздат, 2007. – 296 с.

16. Кузнецов В.Г., Куренный Э.Г., Лютый А.П. Электромагнитная совместимость. Несимметрия и несинусоидальность. – Донецк: изд-во Норд-Пресс, 2005.

17. Нормирование показателей качества электрической энергии и их оптимизация / Под ред. А. Богуцкого, А.З. Гамма, И.В. Жежеленко. – Гливице: Изд-во Силезского политехнического института, 1988.

18. Півняк Г.Г., Шидловский А.К., Кігель Г.А., Рыбалко А.Я., Хованська О.І. Особливі режими електричних мереж. – Дніпропетровськ: НГА України, 2004. – 375 с.

19. Повышение эффективности использования электроэнергии в системах электротехнологии / Б.П. Борисов, Г.Я. Вагин, А.Б. Лоскутов, А.К. Шидловский. Киев: Наук. думка, 1990.

20. Шидловский А.К., Кузнецов В.Г. Повышение качества энергии в электрических сетях. – Киев: Наук. думка, 1985. – 268 с.

21. Шидловский А.К., Кузнецов В.Г., Николаенко В.Г. Экономическая оценка последствий снижения качества электрической энергии в современных системах электроснабжения. Киев: ИЭД АН УССР, 1981.

22. Электромагнитная совместимость в электроэнергетике: Учебное пособие по дисциплине «Электромагнитная совместимость в электроэнергетике» / Н.В. Коровкин, Р.М. Остафийчук, А.В. Салтыков, В.М. Салтыков, Н.В. Сайдова, А.И. Таджибаев, Ф.Х. Халилов. – СПб.: ПЭИПК, 2010.

23. Электромагнитная совместимость электроприемников промышленных предприятий / Шидловский А.К., Борисов Б.П., Вагин Г.Я., Куренный Э.Г., Крахмалин И.Г. // Под ред. акад. АН Украины А.К. Шидловского. – Киев: Наукова думка, 1992.

24. Електромагнітна сумісність у системах електропостачання: Підручник / І.В. Жежеленко, А.К. Шидловський, Г.Г. Півняк, Ю.Л. Саєнко. – Д.: Нац. гірнич. ун-т, 2009. – 319 с.: іл.
25. Непомнящий В.А. Надежность оборудования энергосистем. – М.: журнал «Электроэнергия. Передача и распределение», 2013. – 196 с., ил.
26. Непомнящий В.А. Экономические потери от нарушения электроснабжения. – М.: Издательский дом МЭИ, 2010. – 188 с.
27. G.G. Pivnyak, I.V. Zhezhelenko, Y.A. Papaika. Normalization of voltage quality as the way to ensure energy saving in power supply systems. “Energy Efficiency improvement of geotechnical systems”. Taylor&Francis Group (A Balkema Book). – 2013. – P. 11-18.
28. Electromagnetic compatibility in electric power systems: textbook for institutions of higher education from Ukrainian by S.I. Kostritska and I.O. Tokar / I.V. Zhezhelenko, A.K. Shidlovskiy, G.G. Pivnyak, Yu. L. Saenko, editorship of the English version and terminology by Professor O.B. Ivanov. – 2 nd edition. – D.: National Mining University. – 2013. – 239 p.
29. Transients in Electric Power Supply Systems. Textbook for institutions of higher education / G. Pivnyak, V. Vinoslavsiy, A. Rybalka, L. Nesen, V. Prokopenko; under the general editorship of G. Pivnyak, Academician of the National Academy of Sciences of Ukraine. Editorship of the English version and terminology by Professors O. Ivanov and S. Kostritska – 5<sup>th</sup> edition: Translation from Ukrainian. – Dnipropetrovsk: National Mining University. – 2009. – 406 pp.



Навчальне видання

**Півняк** Геннадій Григорович  
**Жежеленко** Ігор Володимирович  
**Папайка** Юрій Анатолійович

# РОЗРАХУНКИ ПОКАЗНИКІВ ЕЛЕКТРОМАГНІТНОЇ СУМІСНОСТІ

Навчальний посібник  
(Російською мовою)  
Видано в редакції авторів.

Підп. до друку 12.12.2014. Формат 30×42/4.  
Папір офсет. Ризографія. Ум. друк. арк. 6,3.  
Обл.-вид. арк. 6,3. Тираж 50 пр. Зам. № .

Підготовлено до друку та видруковано  
у Державному вищому навчальному закладі  
«Національний гірничий університет».  
Свідоцтво про внесення до Державного реєстру  
ДК № 1842 від 11.06.2004.

49027, м. Дніпропетровськ, просп. К. Маркса, 19.